

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

MODELOS DE PERMEABILIDAD Y CORRELACIONES CON
PERFILES DE POZOS PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LAS
UNIDADES DE FLUJO EN LOS CAMPOS TETETE-TAPI, BLOQUE 57.

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Bermúdez Véliz Josselyn Dayana

Valdez Delgado Celinda María

Tutores:

PhD. Mendoza Sanz Jorge Segundo

MsC. Vargas Gutiérrez Xavier Ernesto

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

DEDICATORIA

A mis padres Miguel Bermúdez y Náyade Véliz quienes me brindaron su apoyo incondicional desde mi niñez hasta ahora, por sus consejos, paciencia y amor, todo lo que soy es gracias a ustedes y muchos de mis logros se los atribuyo y este trabajo es uno más de ellos.

A mi hermano Alejandro, por ser un gran amigo y convertirse en la fuente de mi inspiración.

A mis compañeros del aula universitaria, esos hermanos de la vida, en especial Bryan y Ana, quienes recorrieron junto a mi esta etapa universitaria tan conflictiva, interesante e inolvidable y me apoyaron en los momentos más difíciles.

A Dios por darme fortalezas para seguir superándome y alcanzar mis metas propuestas.

Josselyn Dayana Bermúdez Véliz

A Dios quien ha sido mi guía y me ha dado fortaleza para seguir adelante.

A mis padres Celinda Delgado que siempre nos apoyó e hizo todo lo que estaba a su disposición por velar por nuestro bienestar, todos mis logros son por ti, a mi padre Rodolfo Valdez por todo su esfuerzo, dedicación y por brindarme constantemente su apoyo incondicional en cada paso que doy durante mi vida estudiantil no cabe duda de que son un pilar fundamental y a mis hermanos Rodolfo, Juan, Gema y Celia por siempre alentarme y darme consejos en los momentos que más lo necesité ustedes son el ejemplo de que con esfuerzo todo es posible.

Celinda María Valdez Delgado

AGRADECIMIENTOS

La vida nos permite pasar por grandes acontecimientos que van dejando en cada persona huellas profundas. Al culminar este trabajo podemos decir que esta será una huella agradable que nos da la satisfacción del deber cumplido. De esta manera dejamos constancia de nuestra sincera gratitud y el reconocimiento a todas aquellas personas que de alguna manera contribuyeron para dar feliz término a este trabajo práctico aplicado a campo. Particularmente al PhD. Jorge Mendoza distinguido director de nuestra tesis por apoyarnos, guiarnos y darnos palabras de aliento en todo momento, a los estudiantes, amigos, profesionales y autoridades que colaboraron en nuestro trabajo y nos facilitaron la información oportuna; y en general a todas las personas que de una u otra manera hicieron posible la terminación de esta investigación.

Josselyn Bermúdez y Celinda Valdez

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Josselyn Dayana Bermúdez Véliz y Celinda María Valdez Delgado* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Josselyn Dayana
Bermúdez Véliz



Celinda María Valdez
Delgado

EVALUADORES



Firmado electrónicamente por:
**DANILO ANDRES
ARCENTALES
BASTIDAS**

Danilo Arcentales
PROFESOR DE LA
MATERIA



Firmado electrónicamente por:
**JORGE SEGUNDO
MENDOZA SANZ**

Jorge Mendoza
PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Los campos TETETE-TAPI están ubicados en el norte de la provincia de Sucumbíos, se encuentran en producción actualmente desde 1980 gracias a sus arenas productoras, Arenisca “T” y “U”, superiores e inferiores. La arena principal producida por más de 40 años son las inferiores, por ende, es necesario una búsqueda de reservorios ya que su producción ha decaído a tal punto de ser un prospecto a campo maduro y una arena que se ha considerado son las superiores ya que no han sido puestas en producción.

El objetivo de la investigación fue generar un mapa tridimensional de las unidades de flujo y las correlaciones estratigráficas de los pozos para los reservorios “U” y “T” superiores de la formación Napo de los campos TETETE-TAPI, utilizando las relaciones de Winland y Pittman para la obtención de parámetros petrofísicos de las zonas productoras que permitieron la identificación de futuras zonas de perforación.

Para el efecto, se utilizaron las correlaciones estratigráficas en dirección NE-SW que permitieron seleccionar a los mejores pozos de los campos, para posteriormente emplear la información de registros de pozos como Gamma Ray, Resistividad y Saturación de Agua, que mediante el software Petroluke, permitieron obtener los valores de permeabilidad y porosidad. Con la curva capilar proporcionada se realizó la hipérbola de Pittman que dio el valor de R30 y con la ecuación de Pittman se procedió a graficar las unidades de flujo correspondientes a cada rango de los estratos. Posteriormente, con el software Voxler se elaboraron los mapas tridimensionales de unidades de flujo y saturación de agua, visualizando la tendencia que tienen estos en el área de estudio.

Finalmente, mediante los mapas tridimensionales de unidad de flujo y saturación de agua se logró identificar que las mejores unidades de flujo no necesariamente corresponden a las mejores saturaciones. Sin embargo, se observó que el pozo TAP 005 tiene en promedio un alto valor de saturación de 70 % y una buena unidad de flujo (mega).

Palabras Clave: Arenisca “T” superior, Arenisca “U” superior, Registros de Pozos, Unidad de flujo, Saturación de agua, Mapa Tridimensional, pozos petroleros.

ABSTRACT

The TETETE-TAPI fields are located in the north of the province of Sucumbios, they are currently in production since 1980 thanks to its producing sands, "T" and "U" sandstone, upper and lower. The main sand produced for more than 40 years are the lower ones, therefore, it is necessary to search for reservoirs since its production has declined to the point of being a mature field prospect and a sand that has been considered are the upper ones since they have not been put into production.

The objective of the research was to generate a three-dimensional map of the flow units and stratigraphic correlations of the wells for the upper "U" and "T" reservoirs of the Napo formation of the TETETE-TAPI fields, using Winland and Pittman relationships to obtain petrophysical parameters of the producing zones that allowed the identification of future drilling zones.

For this purpose, stratigraphic correlations in SE-NW direction were used to select the best wells in the fields, and then use the information from well logs such as Gamma Ray, Resistivity and Water Saturation, which through Petroluke software, allowed obtaining the values of permeability and porosity. With the capillary curve provided, the Pittman hyperbola was made, which gave the value of R30 and with the Pittman equation, the flow units corresponding to each range of the strata were plotted. Subsequently, with the Voxler software, the three-dimensional maps of flow units and water saturation were prepared, visualizing the tendency of these in the study area.

Finally, by means of the three-dimensional maps of flow unit and water saturation, it was possible to identify that the best flow units do not necessarily correspond to the best saturations. However, it was observed that well TAP 005 has on average a high saturation value of 70% and a good flow unit (mega).

Key words: Upper "T" sandstone, Upper "U" sandstone, Well logs, Flow unit, Water saturation, Three-dimensional map, oil wells.

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	6
RESUMEN.....	i
<i>ABSTRACT</i>	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ABREVIATURAS.....	vi
SIMBOLOGÍA	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	x
CAPÍTULO 1.....	11
1. Introducción	11
1.1 Descripción del problema	11
1.2 Justificación del problema	12
1.3 Objetivos	12
1.3.1 Objetivo General.....	12
1.3.2 Objetivos Específicos.....	13
1.4 Marco teórico.....	13
1.4.1 Ubicación de los campos TETETE-TAPI	13
1.4.2 Conceptos básicos.....	15
1.4.3 Puerto R Winland.....	16
1.4.4 Estática de fluidos en medios porosos: mojabilidad y presión capilar.....	17
1.4.5 Curva Capilar “Pittman”	18
1.4.6 Gráficos de la calidad de roca.....	20
1.4.7 Registros de pozos	21
1.4.8 Correlaciones estratigráficas.....	22
1.4.9 ANTECEDENTES.....	23

CAPÍTULO 2.....	27
2. Metodología.....	27
2.1 Geología Regional.....	27
2.2 Estratigrafía de la Cuenca Oriente Ecuatoriana	28
2.3 Geología Local Campo TETETE-TAPI.....	30
2.4 Zonas productoras TETETE-TAPI.....	30
2.5 Esquema de la metodología.....	31
2.5.1 Recopilación de Información.....	31
2.5.2 Integración de los datos.....	33
2.5.3 Interpretación de los registros.....	34
2.5.4 Modelamiento de datos.....	40
2.5.5 Diseño del mapa tridimensional.....	41
2.5.6 Análisis de resultados finales.....	41
CAPÍTULO 3.....	42
3. Resultados y Análisis.....	42
3.1 Resultados	42
3.2 Análisis de resultados.....	48
3.2.1 Análisis de los resultados Calidad de roca	48
3.2.2 Análisis de resultados Mapa Tridimensional.....	49
CAPÍTULO 4.....	55
4. Conclusiones y Recomendaciones	55
4.1 Conclusiones.....	55
4.2 Recomendaciones.....	56
REFERENCIAS	57
APÉNDICE	59
Apéndice A Registro Gamma Ray y Saturación de agua.....	60
Apéndice B Registro de Gamma Ray y Saturación de agua.....	66

Apéndice C Gráfico de Calidad de la roca	69
Apéndice D Valores petrofísicos de los pozos en los campos TETETE-TAPI	70

ABREVIATURAS

IUPAC	Unión Internacional de Química Pura y Aplicada
API	Instituto Americano de Petróleo
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
POES	Petróleo Original en Sitio
R35	Tamaño del puerto
ANP	Arena Neta Petrolífera
LITM	Registro particular de Petroluke para el cálculo del volumen de arcilla
ILD	Registro de Resistividad profunda
NPHI	Registro de Porosidad neutrón
RHOB	Registro de Densidad
PHIA	Registro de Porosidad promedio
PHID	Registro de Porosidad densidad
Rwa	Resistividad de agua aparente
Sw	Saturación de agua
GR	Registro de Gamma Ray
PayGas	Registro de Indicador de gas
Grcln	Registro de Gamma Ray
Grcln	Gamma Ray para arena limpia
Grsh	Gamma Ray para línea lutítica
Vsh	Volumen de arcilla
m	Exponente de cementación
a	Factor de cementación
PayGas	Valor Actualizado Neto
Pc	Presión capilar
Sat Hg	Saturación de mercurio
K	Permeabilidad
∅	Porosidad
TVD	Profundidad Vertical Verdadera

UTM	Universal Transverse Mercator (Universal Transversa de Mercator)
1P	Reservas Probadas
2P	Reservas Probables
3P	Reservas Posibles
TS	Arenisca T superior
US	Arenisca U superior
N	Norte
S	Sur
E	Este
W	Oeste
NE-SW	Noreste-Suroeste
PROF	Profundidad

SIMBOLOGÍA

μm	Micrones
psi	Libra por pulgada cuadrada
%	Porcentaje
md	Mili darcy
D	Darcy
ft	Pies
m	Metros
bbls	Barriles
°	Grados

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación Geográfica campo TETETE-TAPI, bloque 57	14
Figura 1.2 Mapa ubicación de los campos TETETE-TAPI	14
Figura 3.1 Curva Capilar Promedio	43
Figura 3.2 Hipérbola de Pittman	44
Figura 3.3 Calidad de la roca.....	45
Figura 3.4 Calidad de la roca del pozo TAP 003, Campo TETETE-TAPI.....	47
Figura 3.5 Calidad de la roca de los pozos de los Campo TETETE-TAPI.....	48
Figura 3.6 Mapa tridimensional de unidades de flujo	50
Figura 3.7 Mapa tridimensional de unidad de flujo, vista de fondo	51
Figura 3.8 Mapa tridimensional de unidad de flujo, vista diagonal	51
Figura 3.9 Mapa tridimensional de unidad de flujo, vista frontal	51
Figura 3.10 Mapa tridimensional de saturación de agua	52
Figura 3.11 Mapa tridimensional de saturación de agua, vista de fondo.....	53
Figura 3.12 Mapa tridimensional de saturación de agua, vista de fondo.....	53
Figura 3.13 Mapa tridimensional de saturación de agua, vista frontal.....	53
Figura 3.14 Superposición de los mapas tridimensionales.....	54
Figura 4.3 Registro de Saturación de agua del pozo.....	61

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Coordenadas Geográficas y UTM de los campos TETETE-TAPI	13
Tabla 1.2 Conceptos petrofísicos	15
Tabla 1.3 Unidad de flujo (yacimiento)	16
Tabla 1.4 Ecuaciones empíricas para determinar los radios de apertura de los poros correspondientes a varios percentiles de saturación de mercurio	19
Tabla 2.1 Pozos utilizados en los campos TETETE-TAPI.....	32
Tabla 2.2 Coordenadas y litología de los campos TETETE-TAPI	32
Tabla 3.1 Variación de Saturación de agua - Presión Capilar	42
Tabla 3.2 Valores promedios de Presión capilar, Saturación de agua y mercurio.....	43
Tabla 3.3 Datos permeabilidad, porosidad, unidad de flujo del pozo TAP 003.....	46
Tabla 3.4 Unidades de flujo de pozos del Campo TETETE-TAPI	49

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El petróleo es fundamental para la economía ecuatoriana y se ha mantenido así desde 1972 con la extracción de crudo en la Amazonía (Fontaine, 2004). Con el pasar de los años las actividades de perfil petrolero han aportado al desarrollo de la nación y gracias a su desarrollo en las distintas etapas desde la inicial que es la exploración hasta la etapa final como es la distribución a los consumidores. Pero, con el pasar del tiempo, se ha descubierto que la inversión necesaria para el desarrollo de uno a varios campos se ha incrementado, lo cual también va de la mano con factores externos como precio de barril, geopolítica petrolera, entre otros (PetroEcuador, 2013).

Con el fin de mitigar el impacto de las inversiones en los campos se busca desarrollar un método innovador en el Ecuador como es la determinación de modelos de permeabilidad y correlaciones con perfiles de pozos el cual será aplicado en los campos TETETE-TAPI, ya que, con la información que se dispone de 30 pozos, además de las correlaciones de los mismos, se plantea determinar la información petrofísica de 6 pozos y de elaborar un mapa tridimensional de unidades de flujo en el espacio, con el fin de evitar realizar perforaciones exploratorias, determinando así datos por registros, ahorrando tiempo y recursos económicos en el proceso.

TETETE-TAPI son campos que forman parte del Bloque 57 de la Cuenca Oriente y, actualmente, poseen una baja producción, por lo tanto, con el presente proyecto se desea dar una solución alternativa a la toma de núcleos en los eventos de perforación realizados.

1.1 Descripción del problema

La acción de caracterizar un yacimiento hidrocarburífero por medio del análisis de la calidad de la roca, a través de las relaciones empíricas de Winland, Pittman y las curvas de presión capilar, está incrementando su relevancia en la industria hidrocarburífera a nivel global. Puesto que, la calidad de roca da

lugar a la evaluación de las propiedades de las reservas petroleras y así mismo proporciona una dinámica ilustrativa del mecanismo hidráulico en el yacimiento de estudio. Por lo tanto, este método de análisis puede ser utilizado para optimizar la explotación de los campos TETETE-TAPI y otorgar un mejor cálculo de la rentabilidad a futuro de los reservorios U y T superiores de la formación Napo; en consecuencia, es necesario desarrollar técnicas que permitan la evaluación geológica y petrofísica del yacimiento a través del análisis de calidad de roca.

1.2 Justificación del problema

Para este proyecto se requiere de un campo con varias perforaciones anteriores para obtener registros de pozo como: rayos gamma, densidad, porosidad, registros eléctricos, sínicos, entre otros, características con las que cuenta los campos TETETE-TAPI. Se debe contar con núcleos previamente analizados para el cálculo de la porosidad, permeabilidad y presiones capilares. Para ello se desea construir un modelo de unidades de flujo basado en la teoría del R del puerto de Pittman para los pozos que tengan una información de registros/núcleos completa, luego se pretende extrapolar estas unidades de flujo a otros pozos estableciendo correlaciones para calcular las propiedades faltantes en los otros pozos y así completar sintéticamente los valores de las constantes petrofísicas necesarias. Debido al corto tiempo de este proyecto (4 meses) es imperativo contar con las correlaciones estratigráficas de los diferentes pozos, para poder elaborar un mapa tridimensional de las unidades de flujo en el espacio que facilitaría la obtención de la arena neta petrolífera.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Generar un mapa tridimensional de las unidades de flujo y las correlaciones estratigráficas de los pozos para los reservorios “U” y “T” superiores de la formación Napo de los campos TETETE-TAPI, utilizando las relaciones de Winland y Pittman para la obtención de parámetros

petrofísicos de las zonas productoras que permitan la identificación de futuras zonas de perforación.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Emplear la teoría del R del puerto de Pittman, usando los datos de permeabilidad, porosidad y curvas capilares, para la construcción de un modelo de unidades de flujo.
- Validar las correlaciones estratigráficas ya existentes en los campos TETETE-TAPI para la identificación de los pozos que requieren análisis.
- Utilizar el software “Voxler” para la elaboración del mapa tridimensional de la calidad de la roca.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Ubicación de los campos TETETE-TAPI

Los campos TETETE-TAPI son parte de los 12 campos que corresponden al activo Libertador. Pertenece al Bloque 57 de la Cuenca Oriente, ubicado en el norte de la provincia de Sucumbíos. Tal como se muestra en la Figura 1.1 y Figura 1.2 los campos comprenden un área de aproximadamente 1.947 acres y están conformado por 30 pozos perforados (Petroamazonas EP, 2017).

Tabla 1.1 Coordenadas Geográficas y UTM de los campos TETETE-TAPI

COORDENADAS GEOGRÁFICAS	
Latitud	Longitud
00°09'00" – 00°14'00" N	76°30'00" - 76°33'00" W
COORDENADAS UTM	
Latitud	Longitud
10018759,8-10024000,8 N	327415,6-331624,4 W

Fuente:(Granda, 2017)



Figura 1.1 Ubicación Geográfica campos TETETE-TAPI, bloque 57

Fuente: (Petroproducción, 2019)

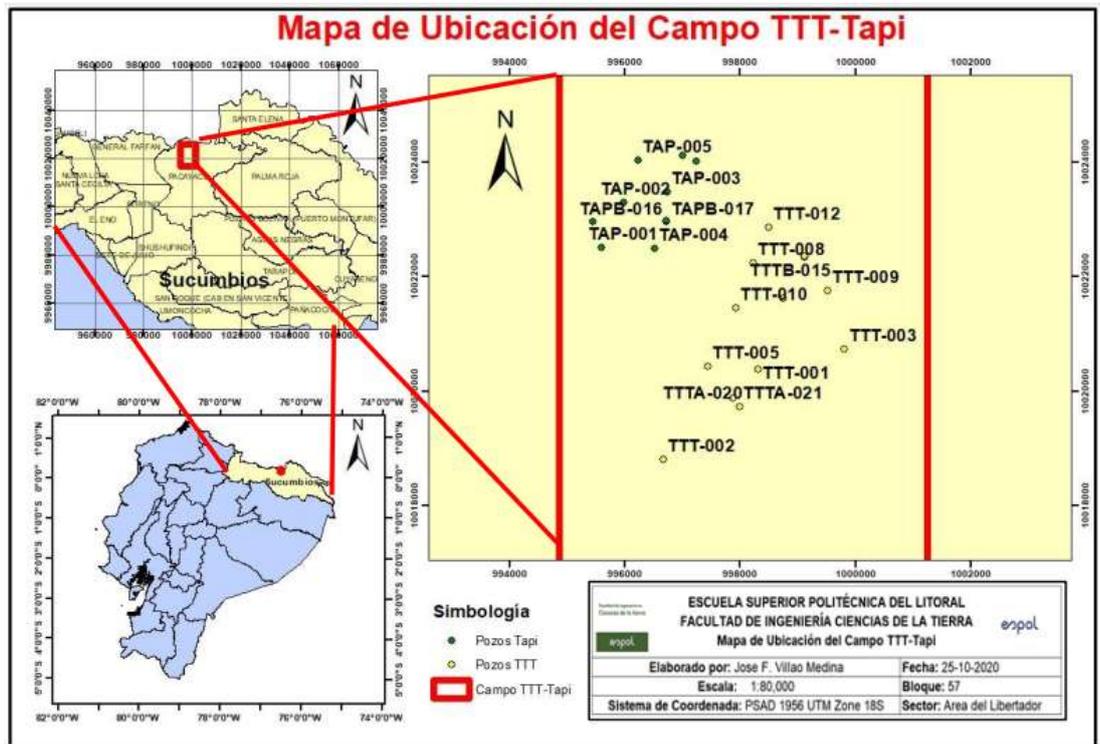


Figura 1.2 Mapa ubicación de los campos TETETE-TAPI

Fuente: (Villao, 2020)

En los campos TETETE-TAPI se han perforado 30 pozos, los cuales están divididos en: 11 productores, 14 cerrados, 3 re-inyectores y 2 de abandono definitivo. Por otro lado, los campos TETETE-TAPI poseen un POES de 261.716.431 Bls, así como reservas probadas (1P) de 6.734.271 Bls, reservas probables (2P) de 10.507.428 Bls y reservas posibles (3P) de

10.817.000 Bls. A su vez, muestran un potencial para los campos en los siguientes años con un incremento de 4,71 MMbbl (Petroamazonas EP, 2017).

1.4.2 Conceptos básicos

Tabla 1.2 Conceptos petrofísicos

<p>Permeabilidad</p>	<p>Es la capacidad de flujo de los fluidos que se encuentran en el interior de la roca. Se mide en darcys o en mili-darcys, de acuerdo con la permeabilidad promedio de las formaciones productoras (Dandekar, 2013).</p>
<p>Porosidad (ϕ)</p>	<p>Es la capacidad que tiene la roca para almacenar fluidos, expresada de la siguiente manera (Darling, 2005):</p> $\phi = \frac{\text{Volumen vacío}}{\text{Volumen total}}$
<p>Saturación (S_w)</p>	<p>Es la cantidad de volumen poroso en una roca que está ocupada por agua de formación (Asquith et al., 2004), siendo la relación entre el volumen del fluido que se encuentra en los poros con el volumen total de los poros (Mendoza, 2019). Se expresa con la siguiente fórmula:</p> $S_w = \frac{\text{Volumen agua poroso}}{\text{Volumen total}}$
<p>Saturación de fluidos (S_h)</p>	<p>La saturación de hidrocarburos suele determinarse por la diferencia entre la unidad y la saturación de agua (Asquith et al., 2004).</p> $S_h = (1 - S_w)$

Unidad de flujo	<p>Se define como un intervalo estratigráficamente continuo que respeta el marco geológico y mantiene las características de los tipos de roca.</p> <p>Es la relación entre la permeabilidad y la porosidad $\left(\frac{k}{\phi}\right)$ de una roca, de acuerdo con:</p>									
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Dimensión de poro</th> <th>Radio de garganta (μm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Mega</td> <td>>10</td> </tr> <tr> <td>Macro</td> <td>2 a 10</td> </tr> <tr> <td>Meso</td> <td>0,5 a 2</td> </tr> <tr> <td>Micro</td> <td>0,1 a 0,5</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla 1.3 Unidad de flujo (yacimiento)</p> <p>Todas las unidades de flujo conforman la calidad de roca (Mendoza, 2019).</p>	Dimensión de poro	Radio de garganta (μm)	Mega	>10	Macro	2 a 10	Meso	0,5 a 2	Micro
Dimensión de poro	Radio de garganta (μm)									
Mega	>10									
Macro	2 a 10									
Meso	0,5 a 2									
Micro	0,1 a 0,5									
Arena Neta Petrolífera (ANP)	<p>Es el espesor con porosidad y permeabilidad que contiene la saturación de hidrocarburos de valor comercial (Petróleo, 2021).</p>									

1.4.3 Puerto R Winland

Winland pudo encontrar que el sistema de poros efectivo que llega a dominar el flujo por medio de una roca corresponde a la saturación de mercurio (Hg) al 35%. En otras palabras, el radio de garganta que corresponde a dicha saturación es llamado R35 o tamaño del puerto (Mendoza, 2019). Tal como se muestra en la ecuación:

$$\mathbf{Log\ r_{35} = 0,732 + 0,588\ Log\ k - 0,864\ Log\ \phi} \qquad \mathbf{Ec.\ (1.1)}$$

La ecuación se definió originalmente a partir de las mediciones porosimétricas de mercurio en unas 300 muestras del campo de Spindle en Colorado. Winland correlacionó la porosidad y la permeabilidad con los radios de las gargantas de los poros correspondientes a diferentes saturaciones de mercurio y encontró que el percentil 35 daba la mejor correlación. El percentil 35 se tomó para aproximarse a la clase modal de tamaño de garganta de poro en la que la red de poros se interconecta

formando un camino de fluido continuo a través de la muestra (Spearing et al., 2001).

El R35 de un tipo de roca dado refleja su organización sedimentaria y diagenética, que afecta el flujo de fluidos y la producción del yacimiento.

Las cuatro unidades de flujo de rocas con diferentes tasas de producción de yacimientos se distinguen a partir del rango de R35. Una de esas unidades es la de flujo **Megaporoso**, cuyo r35 es superior al umbral de 10 micrones (μm); si el espesor zonal y otros factores son constantes, la producción diaria de petróleo crudo de gravedad media puede alcanzar fácilmente decenas de miles de barriles de flujo de poros grandes por día. En tanto la unidad de flujo de **Macroporo**, tiene un umbral que está entre 2,0-10 micrones (μm); es un dispositivo de flujo con un orificio de garganta pequeño, que puede producir miles de barriles de petróleo por día en todas las demás condiciones restrictivas sin cambios. La unidad de flujo de **Mesoporo** posee un umbral entre 0,5-2,0 micrones (μm) y pueden producir cientos de barriles de petróleo por día; según la Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (IUPAC) los materiales mesoporosos pueden disponerse de forma desordenada u ordenada en la estructura mesoporosa (Eftekhari, 2017).

Los pozos principalmente tienen unidades de flujo **microporoso** que pueden variar entre 0,1 -0,5 micrones (μm), y pueden producir hasta varios barriles de petróleo por día (Martin et al., 1997).

1.4.4 Estática de fluidos en medios porosos: mojabilidad y presión capilar

Una roca reservorio está compuesta por fases inmiscibles (agua, petróleo y gas) y por fuerzas que mantienen a los fluidos en equilibrio las cuales son las fuerzas capilares (Barandiaran, 2006).

La presión capilar en el medio poroso va a depender de la mojabilidad, saturación de los fluidos y el tamaño de los poros.

1.4.4.1 Mojabilidad

Es la capacidad de un líquido para adherirse sobre una superficie sólida en la presencia de otro fluido inmiscible. Los fluidos son el petróleo y agua, la

superficie sólida es la roca reservorio. La mojabilidad es afectada por varios factores tales como: tiempo de contacto entre los fluidos y la superficie de la roca, rugosidad, composición del agua y petróleo (Barandiaran, 2006).

1.4.4.2 Presión capilar

La presión capilar es la diferencia de presión que existe a lo largo de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, la cual se encuentra definida como la diferencia de presión entre las fases no mojante y mojante (Barandiaran, 2006). Es decir:

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

Dónde:

P_c = Presión capilar, psi

P_{nw} = Presión fase no mojante

Para un sistema petróleo-agua, la fase mojante es el agua.

Para un sistema gas- petróleo, la fase mojante es el petróleo.

1.4.5 Curva Capilar “Pittman”

Pittman (1992) extendió el trabajo de Winland al elaborar un grupo de ecuaciones empíricas que relacionan permeabilidad, porosidad y radio de garganta para obtener la saturación de Hg entre 10% y 75%, definidas a continuación:

Tabla 1.4 Ecuaciones empíricas para determinar los radios de apertura de los poros correspondientes a varios percentiles de saturación de mercurio

Ecuaciones	Coefficiente de Correlación
$Log r_{10} = 0,459 + 0,500 Log k - 0,385 Log \phi$	0,901
$Log r_{15} = 0,333 + 0,509 Log k - 0,344 Log \phi$	0,919
$Log r_{20} = 0,218 + 0,519 Log k - 0,303 Log \phi$	0,926
$Log r_{25} = 0,204 + 0,531 Log k - 0,350 Log \phi$	0,926
$Log r_{30} = 0,215 + 0,547 Log k - 0,420 Log \phi$	0,923
$Log r_{35} = 0,255 + 0,565 Log k - 0,523 Log \phi$	0,918
$Log r_{40} = 0,360 + 0,582 Log k - 0,680 Log \phi$	0,918
$Log r_{45} = 0,609 + 0,608 Log k - 0,974 Log \phi$	0,913
$Log r_{50} = 0,778 + 0,626 Log k - 1,205 Log \phi$	0,908
$Log r_{55} = 0,948 + 0,632 Log k - 1,426 Log \phi$	0,900
$Log r_{60} = 1,096 + 0,648 Log k - 1,666 Log \phi$	0,893
$Log r_{65} = 1,372 + 0,643 Log k - 1,979 Log \phi$	0,876
$Log r_{70} = 1,664 + 0,627 Log k - 2,314 Log \phi$	0,862
$Log r_{75} = 1,880 + 0,609 Log k - 2,626 Log \phi$	0,820

Dichas ecuaciones de Pittman permiten la construcción de curvas de presión capilar, considerando la permeabilidad y porosidad.

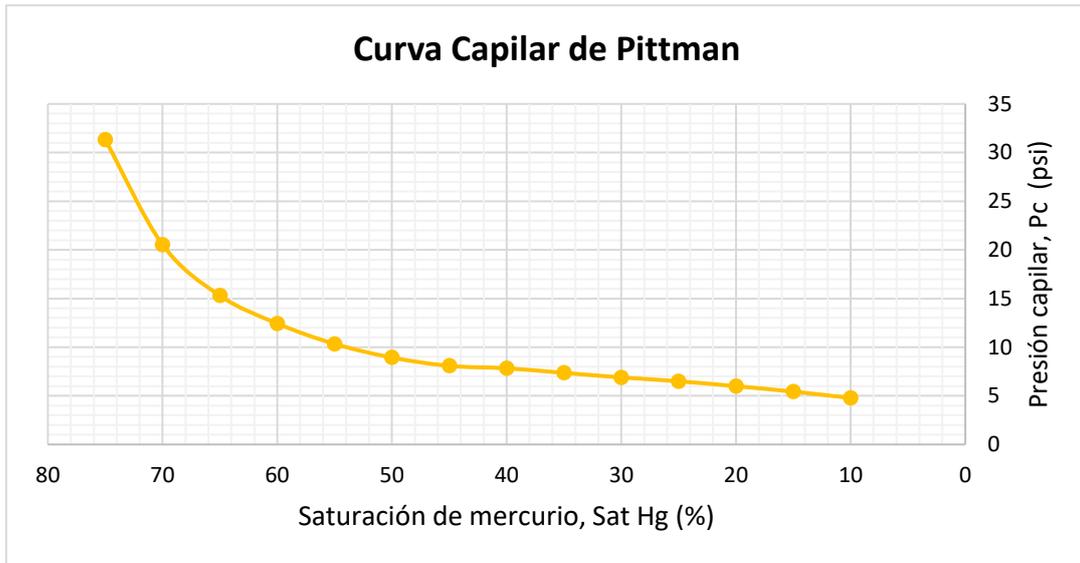


Figura 1.3 Curva Capilar
Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

1.4.6 Gráficos de la calidad de roca

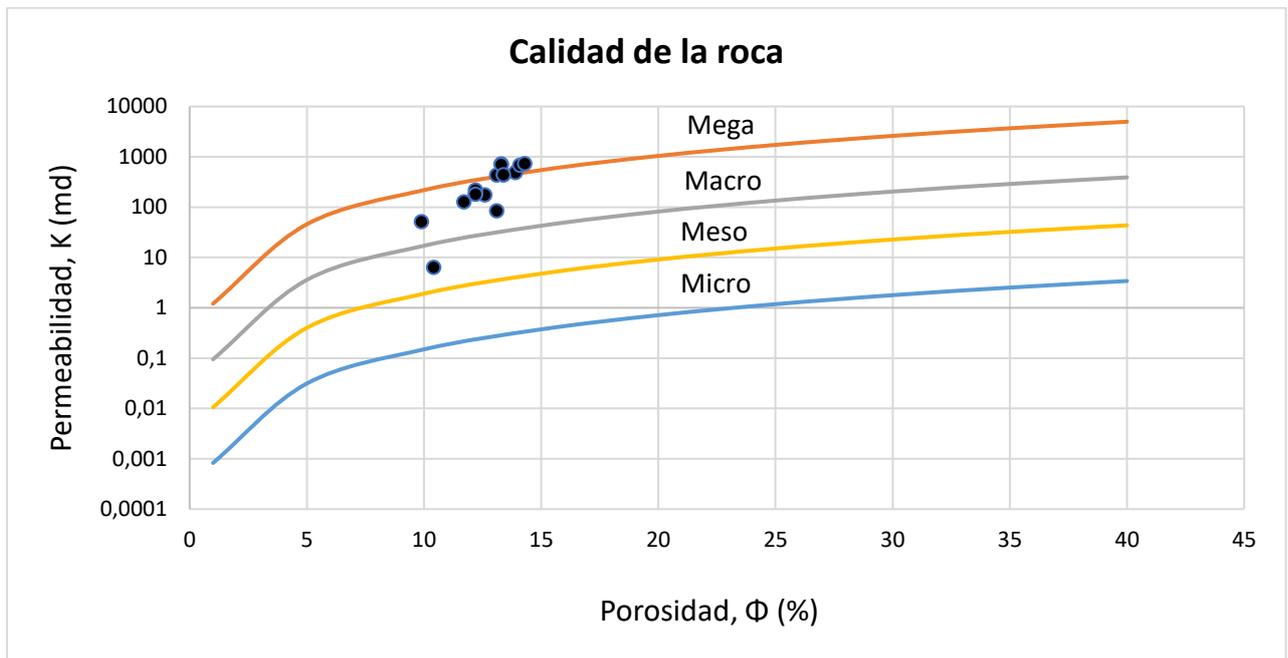


Figura 1.4 Calidad de la roca
Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

La figura 1.4 fue extraída de un proyecto de la asignatura de Evaluación de Formaciones 2, el cual nos proporcionaba datos de porosidad y permeabilidad, mismos que se obtuvieron de análisis convencionales de núcleos. A la figura se le añadieron las curvas de los diferentes valores de radio de garganta y permeabilidad

de acuerdo con el análisis de presión capilar considerando la clasificación dada por la IUPAC, gracias a esto podemos identificar las familias que presentan los distintos tipos de roca entre los cuales tenemos: microporo ($0,1 \leq d \leq 0,5$), mesoporos ($0,5 \leq d \leq 2,0$), macro ($2,0 \leq d \leq 10$) y megaporos ($d > 10$).

1.4.7 Registros de pozos

Los registros de pozos permiten la localización y evaluación de los yacimientos hidrocarburíferos; no solo brinda información para el mapeo estructural del subsuelo, sino también suministra información de la litología, profundidad y espesor de las zonas productoras (Halliburton y Welex, 2006).

El objetivo primordial de los registros de pozos es ayudar en la localización de formaciones de rocas ricas en petróleo o gas, como también obtener información para las operaciones de terminación del pozo y estimación de reservas. Los registros que más se utilizan para analizar en su totalidad una formación son, así como se muestra en la figura 1.5:

- Gamma Ray
- Neutrón- Densidad
- Resistividad
- Porosidad

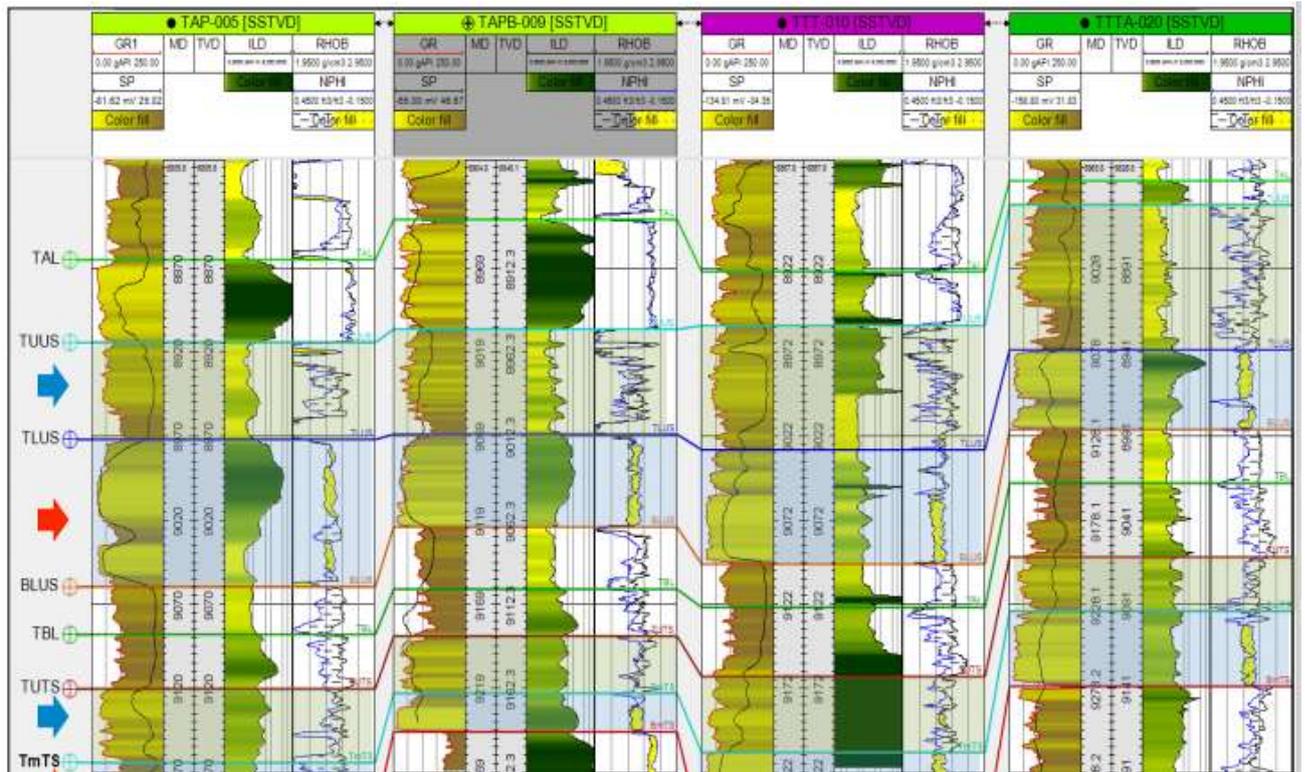


Figura 1.5 Registros de pozos

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

1.4.8 Correlaciones estratigráficas

La correlación estratigráfica subsuperficial se logra convencionalmente mediante la comparación visual de registros geofísicos registrados en diferentes pozos. Este procedimiento depende de la capacidad del ingeniero para reconocer las similitudes incurvas que se muestran en los registros eléctricos, de velocidad continua y de radiactividad. La comparación de dos curvas no es difícil si las secuencias geológicas en los dos pozos son similares (Eudman et al., 1975).

La correlación óptima buscada está indicada por las líneas discontinuas. Si la correlación de este tipo pudiera realizarse por computadora, tendría las ventajas obvias de objetividad y velocidad (Eudman et al., 1975).

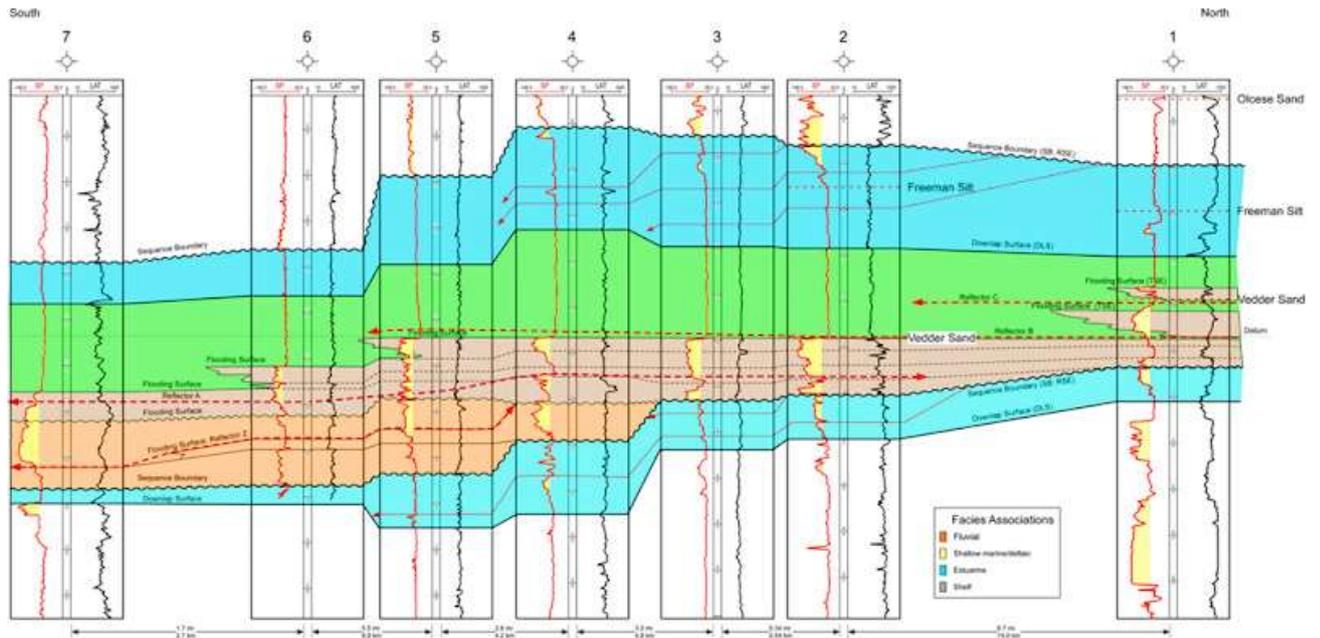


Figura 1.6 Correlaciones estratigráficas

Fuente: (Madrid, 2016)

1.4.9 ANTECEDENTES

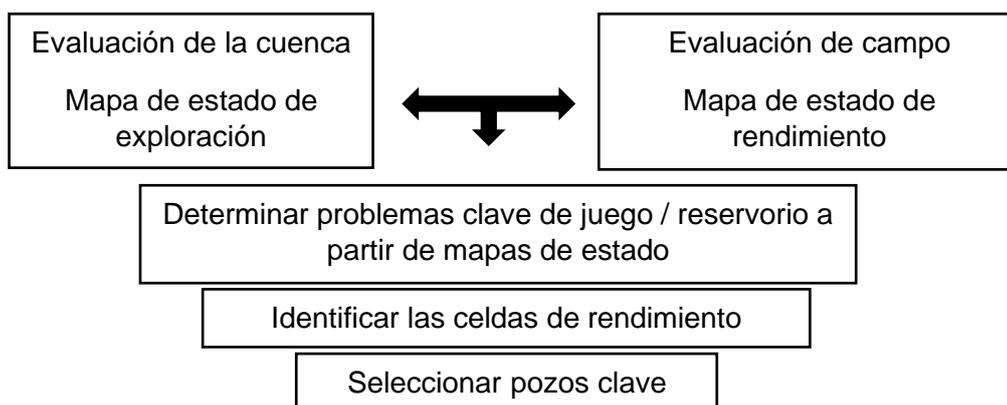
1.4.9.1 Características de unidades de fluido petrofísicas en reservorios carbonatados

Según Martin et al. (1997), la clave para comprender y predecir el rendimiento de los yacimientos de carbonato es expresarlos como una combinación de diferentes unidades de flujo, cada una con una distribución de tamaño de garganta de poros consistente y un rendimiento similar. Si existe una conexión entre las facies sedimentarias y las unidades de flujo, se puede desarrollar una subárea común de ingeniería y geología. La secuencia secundaria se puede caracterizar por el tipo de unidad de flujo petrofísica. La combinación de la saturación de agua, la altura de la columna de hidrocarburos y estas unidades de flujo con la estratigrafía secuencial explicada en el área proporciona herramientas útiles para mapear las unidades de desempeño del yacimiento para predecir la ubicación de las trampas estratigráficas.

Cada pozo clave se subdivide en dirección vertical en unidades de flujo petrofísicas.

El radio de la garganta de los poros al 35% del volumen de poros (R35) se determina con base en una serie de diagramas de sección transversal petrofísicos interconectados y usamos la ecuación de Winland para determinar la unidad de flujo (Martin et al., 1997).

1.4.9.2 Evaluación de pozos claves



Martin et al. (1997) indicó que, el R35 del tipo de unidad de flujo refleja su entorno de yacimiento y su organización diagenética, y afecta su rendimiento de flujo al proporcionar la mejor base para definir la unidad de flujo del yacimiento.

El programa de interpretación se puede utilizar para evaluar rápidamente las áreas de exploración y las áreas existentes. Inicialmente, este proceso requiere un equipo multidisciplinario para crear un diagrama de estado de la región de interés para identificar grupos de datos similares (unidades de desempeño) que pueden ser representados por pozos clave. Luego, el equipo utilizó el tablero petrofísico R35 para verificar los datos clave del pozo para ayudar a identificar y caracterizar cuantitativamente los tipos de unidades de flujo.

La integración del modelo de unidad de flujo, saturación de agua y altura revela la posición del yacimiento en la columna de hidrocarburos, de manera que se puede predecir el nivel de agua libre, el contacto agua-aceite y la distribución de hidrocarburos. Al combinar la relación de saturación de agua / altura / unidad de flujo con la interpretación secuencial estratigráfica de la región, el equipo de trabajo puede cuantificar la calidad

de la secuencia y predecir la ubicación de trampas estratificadas productoras de hidrocarburo (Martin et al., 1997).

1.4.9.3 Modelo de permeabilidad y correlaciones estratigráficas

Generalmente al clasificar la calidad de la roca de un yacimiento como parámetros separados en función de la permeabilidad y la porosidad pueden llevar a conclusiones erróneas. Conociendo que las rocas con mayor porosidad y permeabilidad son mejores que las rocas con menor porosidad y permeabilidad, Carman (1927) y Kozeny (1939) demostraron que la relación precisa (k / ϕ) conocida con el nombre de transmisibilidad, es proporcional al radio de la garganta pues permite obtener resultados con menos rango de error.

1.4.9.3.1 Ventajas

- La estimación de R35 a partir de núcleos y registros mediante la ecuación de Winland (Kolodzie, 1980) o directamente en función de los datos de presión capilar (si están disponibles) puede proporcionar una base para la zonificación convencional que pueden utilizar los geólogos y los ingenieros de yacimientos (Spearing et al., 2001).
- Este método es más efectivo cuando se utilizan núcleos para calibrar y caracterizar las propiedades petrofísicas de la unidad de flujo, ya que también busca integrarse con el modelo de unidad de flujo, profundidad y saturación. En los diferentes tipos de rocas, incluidas las unidades de flujo petrofísico con diferentes rangos de características petrofísicas, la distribución de la unidad de flujo se puede escalar para crear una entrada geológica 3D para la simulación del yacimiento y la predicción del rendimiento antes de la simulación (Martin et al., 1997).

1.4.9.3.2 Desventaja

- La principal desventaja de este método radica en el hecho de cómo conseguir los datos de permeabilidad y capilaridad. Por lo general estos datos provienen del análisis en laboratorio de núcleos obtenidos

en los pozos. Sin embargo, no es siempre posible tener suficientes núcleos en el área de estudio. Es por ello se deben asumir parámetros como la permeabilidad, a través de relaciones empíricas, y su certeza es mucho menor a las obtenidas a través del análisis de muestras rocosas, lo que finalmente reduce la calidad de los resultados de la investigación.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1 Geología Regional

Como culminación de los resultados del periodo Cretácico Terminal tenemos la cuenca del Oriente, este también es el origen de la cuenca ante-país de transarco y la Cordillera Real. La inversión tectónica de antiguas fallas normales son resultado de su deformación y la estructuración de sus campos petrolíferos conectado a un sistema de rift con origen triásico o jurásico inferior. Debido a su compleja ubicación al norte de la chamela entre los Andes centrales y los Andes septentrionales, se ve afectada por la fuerte actividad sísmica y volcánica provocada por los cambios de esfuerzos importantes (Baby et al., 2004).

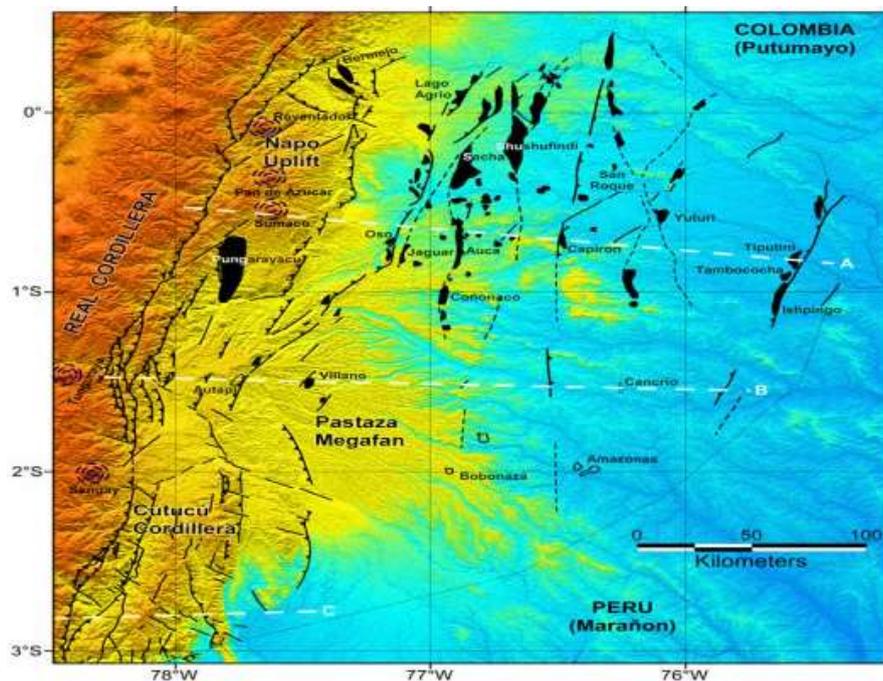


Figura 2.1 Mapa de la cuenca ante-país Oriente

Fuente: (Baby et al., 2004)

La cuenca oriente del Ecuador pertenece a la extensa cuenca Amazónica que posee un sistema extraordinario de formaciones que albergan hidrocarburo que proporcionan alrededor del 99.6 % de la producción nacional de crudo. En esta región se diferencian tres *plays* individualizados con características

propias en sus reservorios y crudos. El *play* Occidental también conocido como Sistema Subandino contiene el 18% del petróleo en sitio de la cuenca, el *play* Central también conocido como Corredor Sacha-Shushufindi aporta el 54% de petróleo y el *play* Oriental o Sistema Capirán-Tiputini contiene el 28%. (Baby et al., 2004)

2.2 Estratigrafía de la Cuenca Oriente Ecuatoriana

De acuerdo con Baby et al. (2004), la Cuenca Oriente se encuentra subdividida en tres ciclos sedimentarios que se han generados por los cambios de las características secuenciales de las estratigrafías de la cuenca, tal como se observa en la figura 2.2.

- El **primer ciclo** es el Pre-Áptense, corresponde a las formaciones: Macuma (Carbonífero-Pérmico), Sacha (Triásico Superior- Jurásico Inferior), Chapiza-Yaupi-Tambococha (Jurásico Medio-Cretácico Temprano).
- El **segundo ciclo**, se subdivide en 3 formaciones: Hollín (Aptiano - Albiano), Napo (Albiano – Campaniano) y Tena (Arenisca Basal Tena- Paleoceno).
- El **tercer ciclo** que corresponde a las formaciones: Tiyuyacu (Paleoceno-Eoceno), Orteguaza (Eoceno-Oligoceno) y Chambira (Mioceno).(Baby et al., 2004)

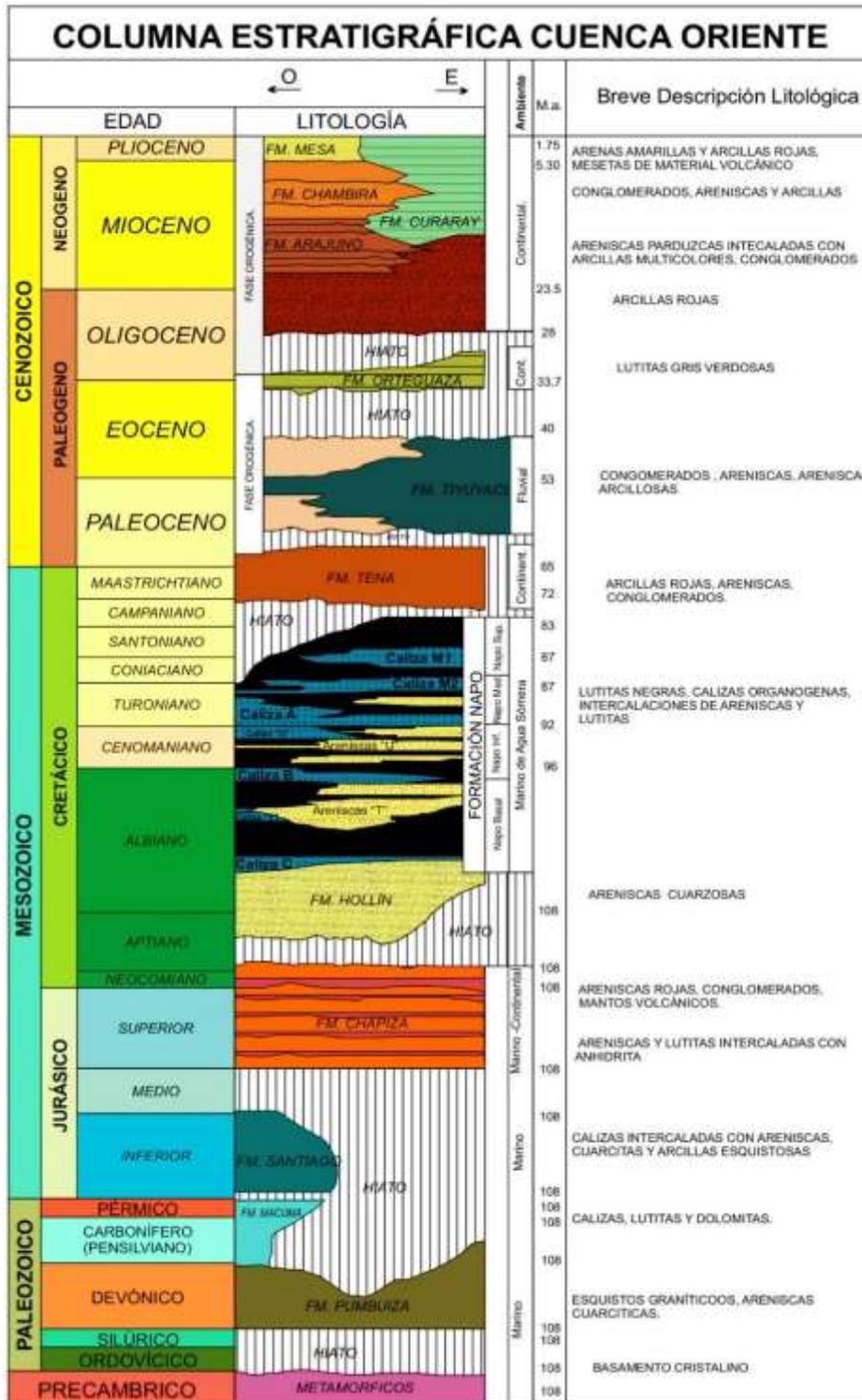


Figura 2.2 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente

Fuente: Modificado de Dashwood & Abbotts, 1990

2.3 Geología Local Campo TETETE-TAPI

El alto Tapi y el alto TTT son las dos limitaciones del campo TETETE-TAPI, su orientación consta de NE-SW como dirección, es decir, el alto Tapi al noroeste y el TTT con mayor dimensión al sureste. Desde las edades del Donaciano al Eoceno inferior se desarrolla la estructura tapi, encima de un alto de basamento correspondiente a un grabo metamorfizado, según determinó Texeria (1989) durante la explotación del pozo Tapi 1. Asimismo, Rivadeneria y Baby (1989) plantean el desarrollo de la estructura en la cima de una isla volcánica y sobre ella el “onlap” de la formación Napo (Baby et al., 2004).

El campo cuenta con 35 líneas sísmicas 2D apuntando a NE-SW, 142 *in-lines* y 19 *cross-lines* de sísmica 3D. La constitución del campo recae en dos fallas principales: la Caliza A (Falla Tapi) y el tope de la formación napo (Falla TTT) las cuales se ven afectadas a niveles cercanos. Las fallas antitéticas se originan de las superficies de falla al este provenientes de la Falla TTT sumándole buzamientos perpendiculares hacia el oeste alcanzando la base de la Caliza. De los campos TETETE-TAPI, Araza y Frontera se obtiene la información relacionada al cubo Sísmico Araza 3D (Petroamazonas EP, 2017).

2.4 Zonas productoras TETETE-TAPI

Los campos TETETE-TAPI pertenecen al Activo Libertador, cuyas zonas productoras se encuentran en los reservorios Arenisca “U” y Arenisca “T” de la formación Napo.

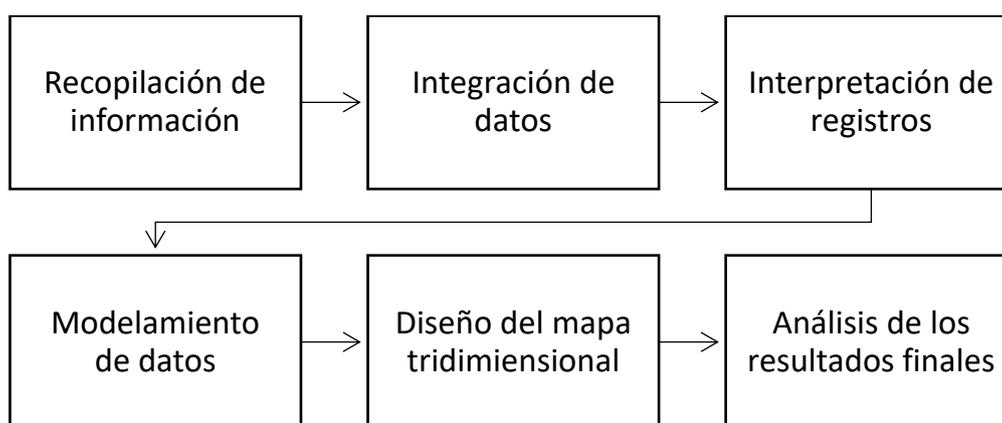
Arenisca “T”: Se divide en Areniscas “T” inferior y “T” superior que se originaron por el ciclo deposicional en la Formación Napo Inferior en donde su principal roca es la caliza C y B. Las Areniscas “T” Inferior están conformadas por areniscas limpias glauconíticas. En la dirección Norte-Este de los campos TETETE-TAPI, las areniscas suelen tener un ensanchamiento. En tanto, las Areniscas “T” superior poseen grosores pequeños que suelen verse afectados por areniscas con estratos de lutita calcárea, motivo que ha impedido el desarrollo de los campos TETETE-TAPI.

Arenisca “U”: Su ciclo deposicional se origina en las Calizas A y B de la formación Napo que se clasifica en los reservorios “U” Superior, “U” Media y “U” Inferior, siendo este último el más importante del campo debido a que es una arenisca limpia, con un alto contenido de cuarzo, posicionándolo en una buena clasificación.

En los campos TETETE-TAPI los mayores espesores productivos son TTT-4, TTT-7, TTT-8 y TTT-9, los cuales muestran una permeabilidad buena en su estructura central y pozos con un API entre 24 a 29,5 grados.

Por otro lado, el reservorio “U” Superior, posee un espesor muy pequeño, por ello no es considerado para el desarrollo del campo TETETE-TAPI, pues su API esta entre 12 a 20 grados (Petroamazonas EP, 2017).

2.5 Esquema de la metodología



Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

2.5.1 Recopilación de Información

La información fue proporcionada a la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) por medio de oficios dirigidos a Petroamazonas durante el segundo término del año 2020, para el proyecto integrador del estudiante José Villao, en aquel entonces tesista, con el tema: “Generación de Mapas Isópacos para los reservorios U y T superiores de la formación Napo, en el campo menor TETETE-TAPI dentro del bloque 57”.

Para el desarrollo de la materia integradora se seleccionó la información y registros de 30 pozos que corresponden a los campos petroleros TETETE-

TAPI en el área Libertador, proporcionada por Petroamazonas a través del vínculo que existe con ESPOL. De los 30

pozos la investigación se enfocó en 6 para la interpretación y explicación de las correlaciones estratigráficas; estos se encuentran al Suroeste - Noreste (SW-NE) de acuerdo con la figura 2.3 que fue proporcionada por Villao (2020). A continuación, se puede observar un resumen de los distintos registros que posee cada uno de los pozos en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Pozos utilizados en los campos TETETE-TAPI

POZOS	LITM	GR	CAL	ILD	NPHI	RHOB
TAP 003	X	X	X	X	X	X
TAP 004	X	X	X	X	X	X
TAP 005	X	X	X	X	X	X
TAPC 006	X	X	X	X	X	X
TAPA 007	X	X	X	X	X	X
TAPA 008	X	X	X	X	X	X

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Tabla 2.2 Coordenadas y litología de los campos TETETE-TAPI

POZOS	LATITUD	LONGITUD	LITOLOGÍA
TAP 003	328561,54	10023419,7	TS
TAP 004	328345,99	10022431	TS
TAP 005	328058,7	10023985	TS
TAPC 006	329053	10023953	US
TAPA 007	327800	10022800	TS
TAPA 008	327200	10022100	TS

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

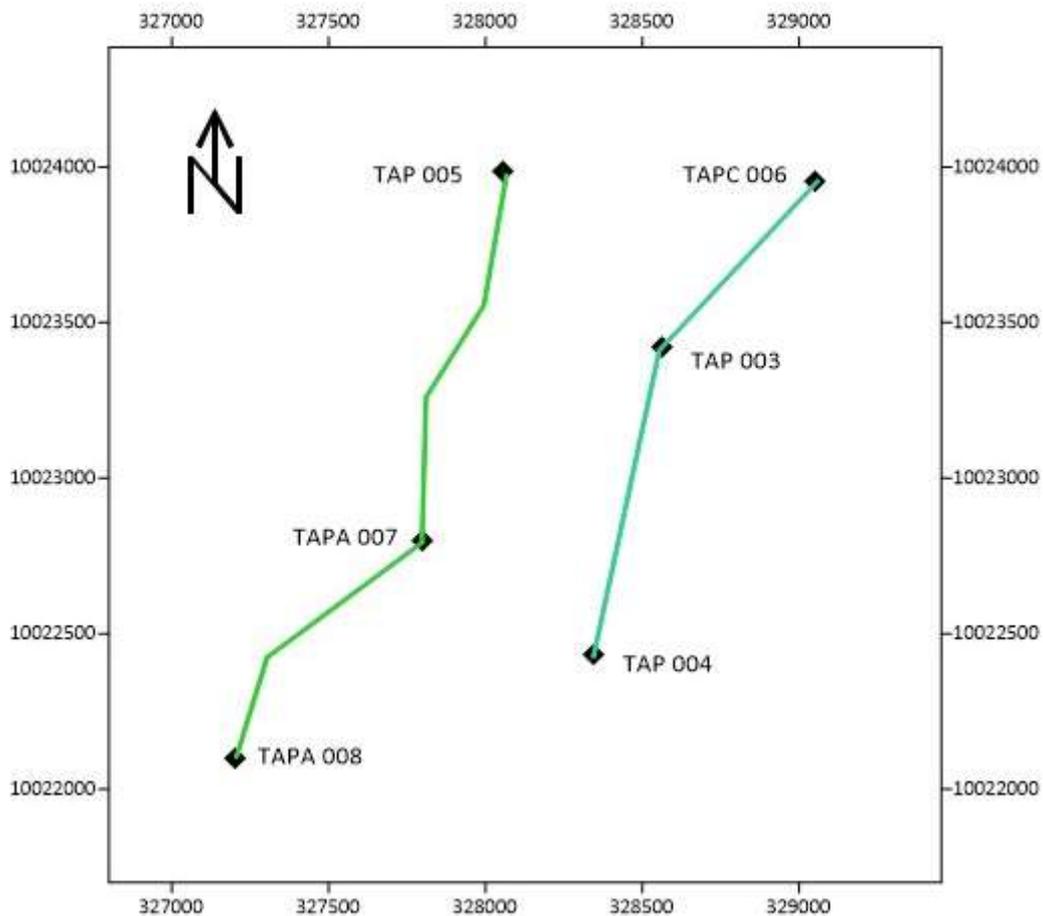


Figura 2.3 Mapa correlaciones con dirección SW-NE realizadas en la presente

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

2.5.2 Integración de los datos

Por medio del software Petrel 2017 se exportaron los distintos archivos en formato "LAS", para luego mediante el software Petroluke, calcular las propiedades faltantes de los pozos y así completar sintéticamente los valores de las constantes petrofísicas necesarias. Es importante mencionar que el software Petrel únicamente se utilizó para la exportación de datos debido a que no se dispone de un equipo con una capacidad computacional mínima para un rendimiento adecuado que permita la ejecución de los cálculos pertinentes.

Por otro lado, cabe destacar que Petroluke es un software de autoría Ing. Andrés Landa, el mismo que fue proporcionado para este trabajo por el PhD. Jorge Mendoza, docente de ESPOL, siendo una buena alternativa para solucionar la limitación del equipo, ya que es un software liviano, con una interfaz sencilla, agradable al usuario y fácil de entender.

2.5.3 Interpretación de los registros

Para un modo didáctico se presentan los resultados de un solo pozo de los campos TETETE-TAPI, mientras que los demás resultados se adjuntan en la sección de Apéndice A y B.

Para utilizar el software Petroluke es necesario que los archivos se encuentren en formato “LAS o ASCII”, por lo tanto, se manejó el formato “LAS”, para visualizar los registros [GR (Gamma Ray), LITM (registro particular de Petroluke para el cálculo del volumen de arcilla), ILD (resistividad profunda), NPFI (porosidad neutrón), RHOB (densidad)].

Curvas

Tracks	Curvas	Min	Max	Log	Grid	Invertir
Pista 1 - Correlacion	LITM	0	1	<input type="radio"/> Log	<input checked="" type="radio"/> Grid	<input type="radio"/> Inv
Pista 1 - Correlacion	GR	0	150	<input type="radio"/> Log	<input checked="" type="radio"/> Grid	<input type="radio"/> Inv
Pista 1 - Correlacion	CALI	6	16	<input type="radio"/> Log	<input checked="" type="radio"/> Grid	<input type="radio"/> Inv
Pista 2 - Resistividad	ILD	0.2	2000	<input checked="" type="radio"/> Log	<input checked="" type="radio"/> Grid	<input type="radio"/> Inv
Pista 3 - Porosidad	RHOB	2	3	<input type="radio"/> Log	<input checked="" type="radio"/> Grid	<input type="radio"/> Inv
Pista 3 - Porosidad	NPFI	-0.15	0.45	<input type="radio"/> Log	<input checked="" type="radio"/> Grid	<input checked="" type="radio"/> Inv

Figura 2.4 Pistas de los registros

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Una vez agregadas las pistas de los registros mencionados anteriormente se procedió a calcular las propiedades petrofísicas faltantes por medio de las ecuaciones que se muestran a continuación.

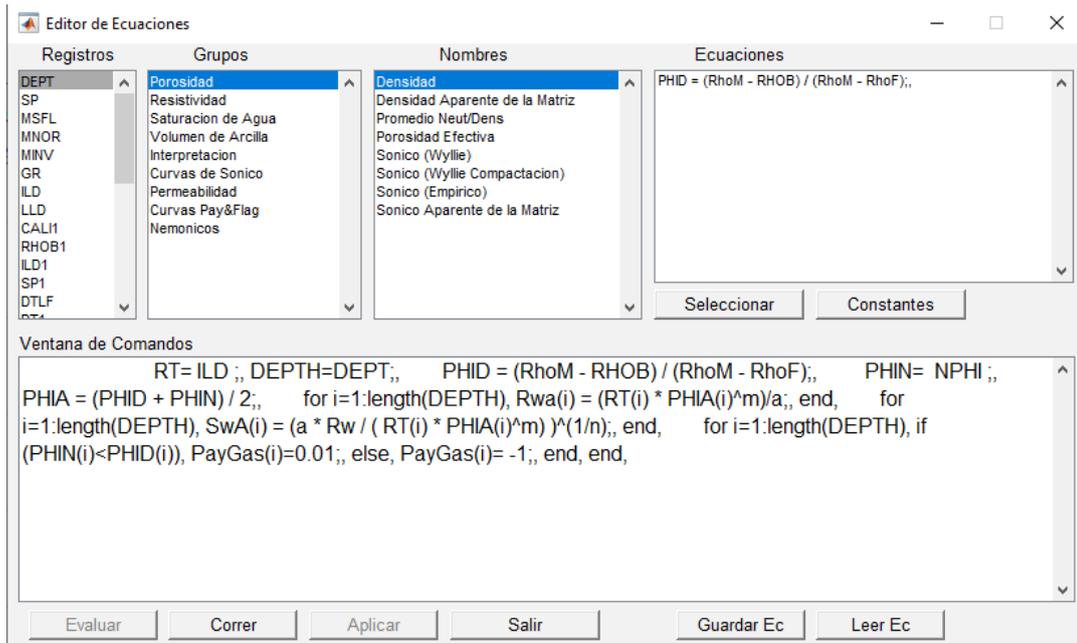


Figura 2.5 Editor de ecuaciones de los pozos

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Para los pozos TAPA 007 y TAPA 008 se emplearon el método de Archie (arenas limpias) y el método de Simandoux (arenas arcillosas) para obtener las saturaciones de agua. Se comprobó que ambos registros Sw (Archie) y SwMS (Simandoux) producen básicamente los mismos resultados, por lo que se puede asegurar que el contenido de arcilla está por debajo del 20%. (Ver Apéndice B)

A través de las ecuaciones mencionadas anteriormente también se pudo conseguir los registros [Rwa (resistividad agua aparente), PHIA (porosidad promedio), PHID (porosidad por densidad), Swa (saturación de agua) y PayGas (indicador de gas)].

Pista 2 - Resistividad	Rwa	0.01	2000	<input checked="" type="radio"/> Log	<input type="radio"/> Grid	<input type="radio"/> Inv
Pista 3 - Porosidad	PHIA	-0.15	0.45	<input type="radio"/> Log	<input type="radio"/> Grid	<input checked="" type="radio"/> Inv
Pista 3 - Porosidad	PHID	-0.15	0.45	<input type="radio"/> Log	<input type="radio"/> Grid	<input checked="" type="radio"/> Inv
Pista 4	SwA	0	1	<input type="radio"/> Log	<input checked="" type="radio"/> Grid	<input type="radio"/> Inv
Pista 3 - Porosidad	PayGas	0	1	<input type="radio"/> Log	<input type="radio"/> Grid	<input checked="" type="radio"/> Inv

Figura 2.6 Pistas de los registros

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Luego se buscaron los valores reales de GRcln (línea de arena limpia) y GRsh (línea lutítica) figura 2.6

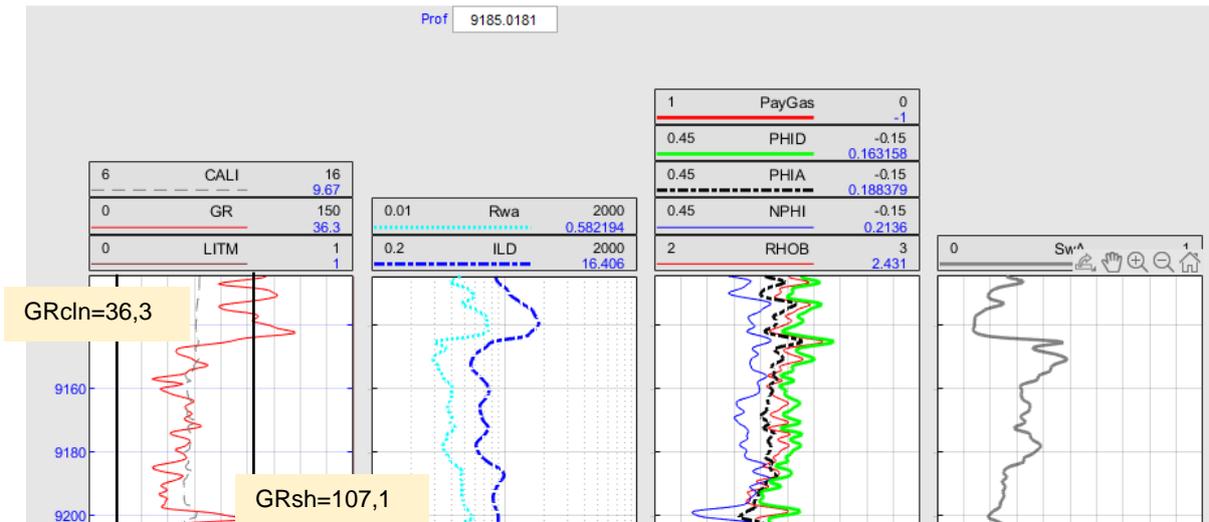


Figura 2.7 Registro de Gamma Ray

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Estos valores fueron corregidos para calcular los valores de Vsh (volumen de arcilla) en las zonas permeables, además de determinar el valor de Rwa, como se muestra en la figura 2.7.

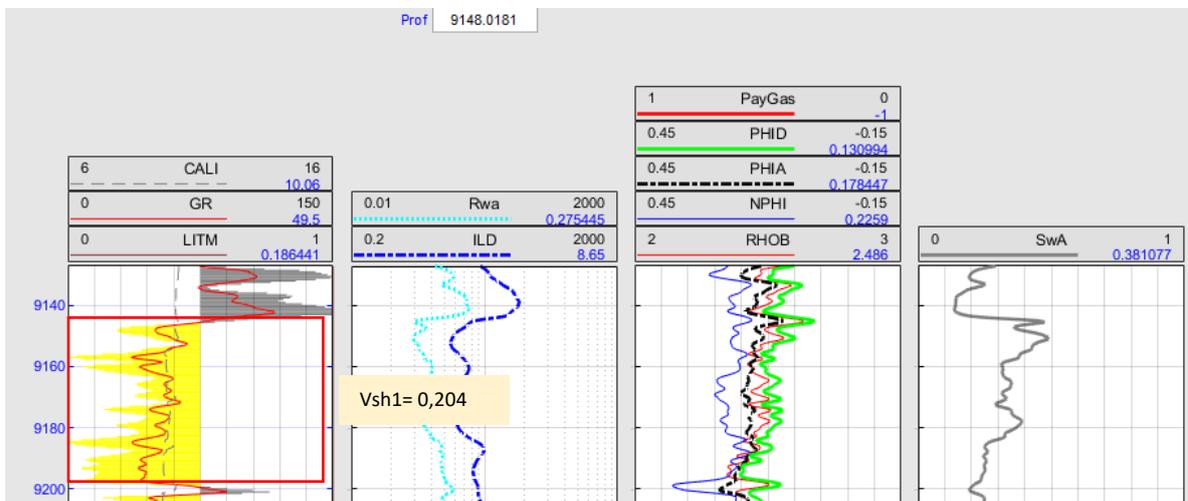


Figura 2.8 Registro de Gamma Ray para obtener el Vsh

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Para continuar con el cálculo preciso del Rwa fue necesario conocer el valor de “m” (exponente de cementación), sabiendo que a=0,81 (factor de cementación), por ello se buscó un acuífero cercano a la zona de estudio.

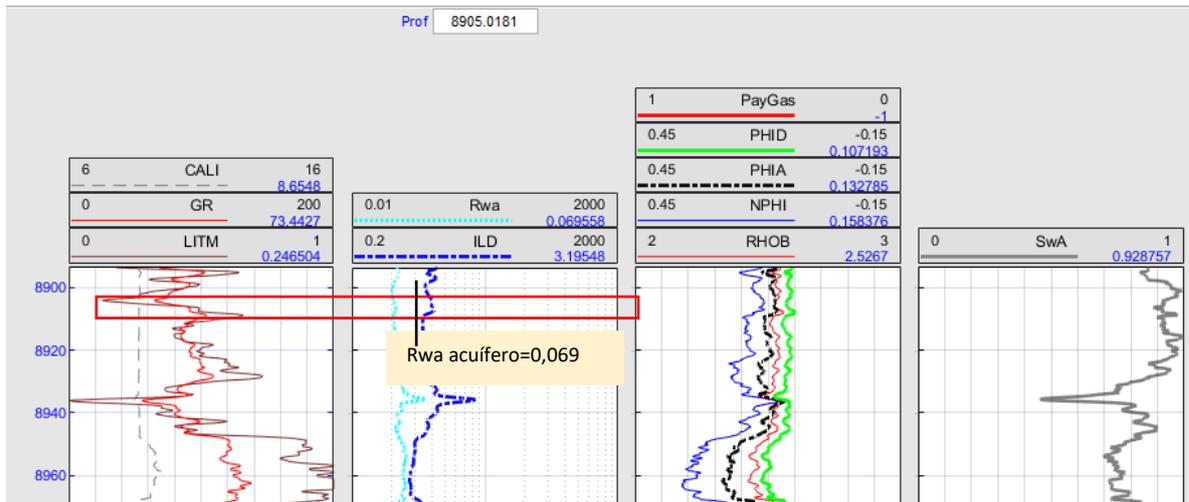


Figura 2.9 Registro de Resistividad para obtener el Rwa

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Teniendo los datos del acuífero se procedió a utilizar el Pickett Plot.

Pickett Plot permite la comparación entre saturaciones de agua en distintas secciones de un yacimiento en uno o más pozos. El gráfico de Pickett (Pickett, G., R., 1973) es la representación visual de la ecuación de Archie (Archie, G. E., 1942), por ende, es una herramienta útil para la estimación de intervalos de Sw en un yacimiento.

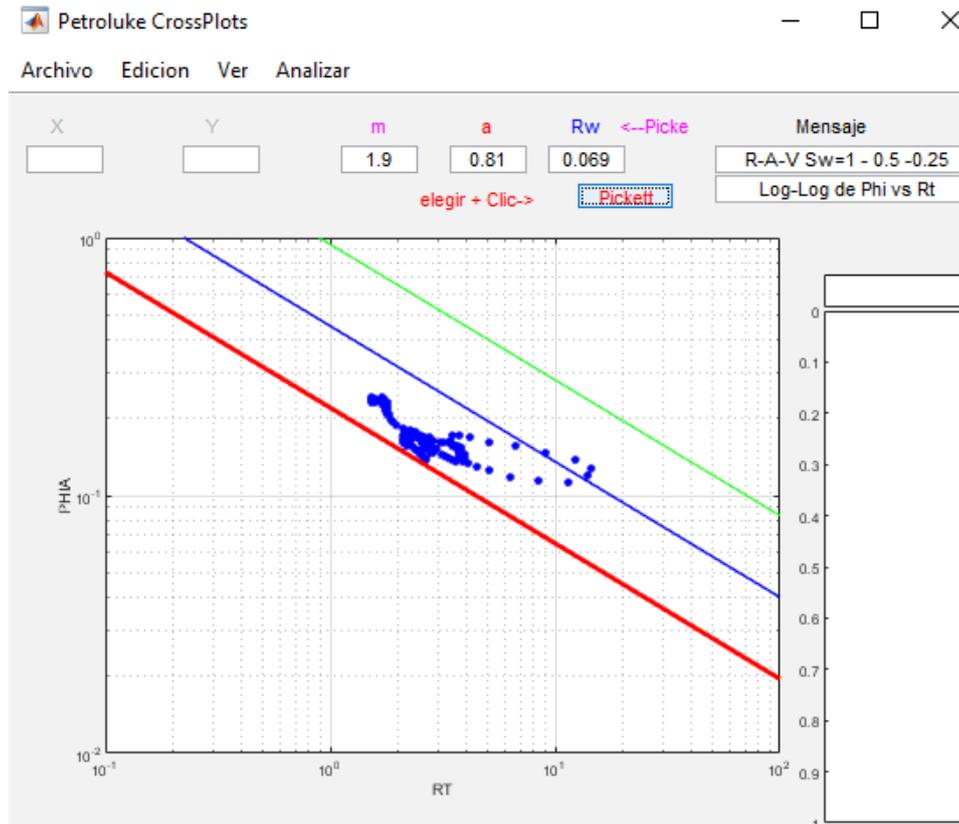


Figura 2.10 Petroluke CrossPlots

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Figura 2.9, para obtener el valor de m , la recta de color rojo ($S_w=100\%$) debe estar por debajo de los valores (arenas con diferentes saturaciones de agua), arrojando un valor de 1,9. Continuando con el procedimiento anterior se corrigió el valor de GR_{cln} , GR_{sh} , “ m ” y “ a ” para conseguir el R_{wa} y S_{wa} .

Es importante mencionar que, de los 6 pozos escogidos para el desarrollo del proyecto, 3 de ellos no tenían acuíferos cercanos: TAP 005, TAPC 006 y el TAPA 008. Por ello, se utilizaron los mismos valores de $a=0,81$; $m=1,9$ y $R_w=0,069$, donde “ m ” corresponde al exponente de cementación hallado con picket plot en los pozos aledaños (TAP 004 y TAPA 007); en tanto, R_w fue encontrado como promedio de los mismos pozos a una misma profundidad.

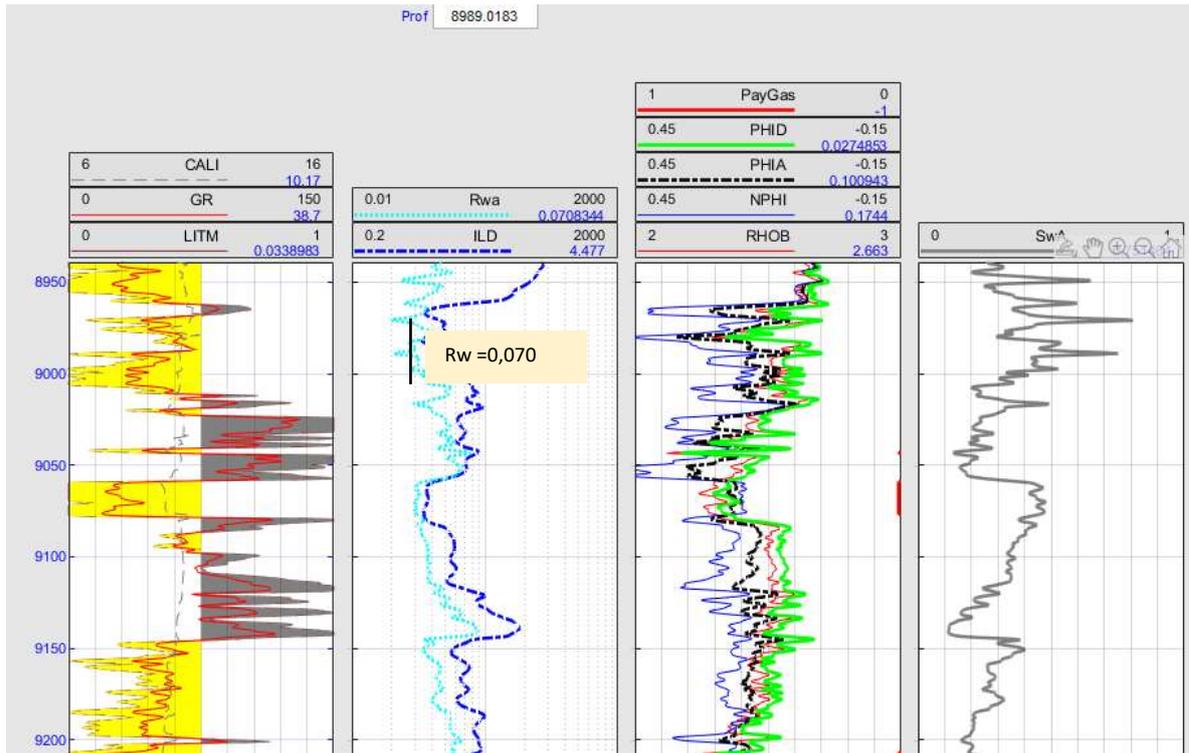


Figura 2.11 Registro de Resistividad

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Se corrigió el valor de R_{wa} , considerando que en el acuífero es igual a R_w (resistividad del agua), que es lo que se estuvo buscando para poder usar la ecuación de Archie y finalmente determinar el S_{wa} en las zonas permeables.

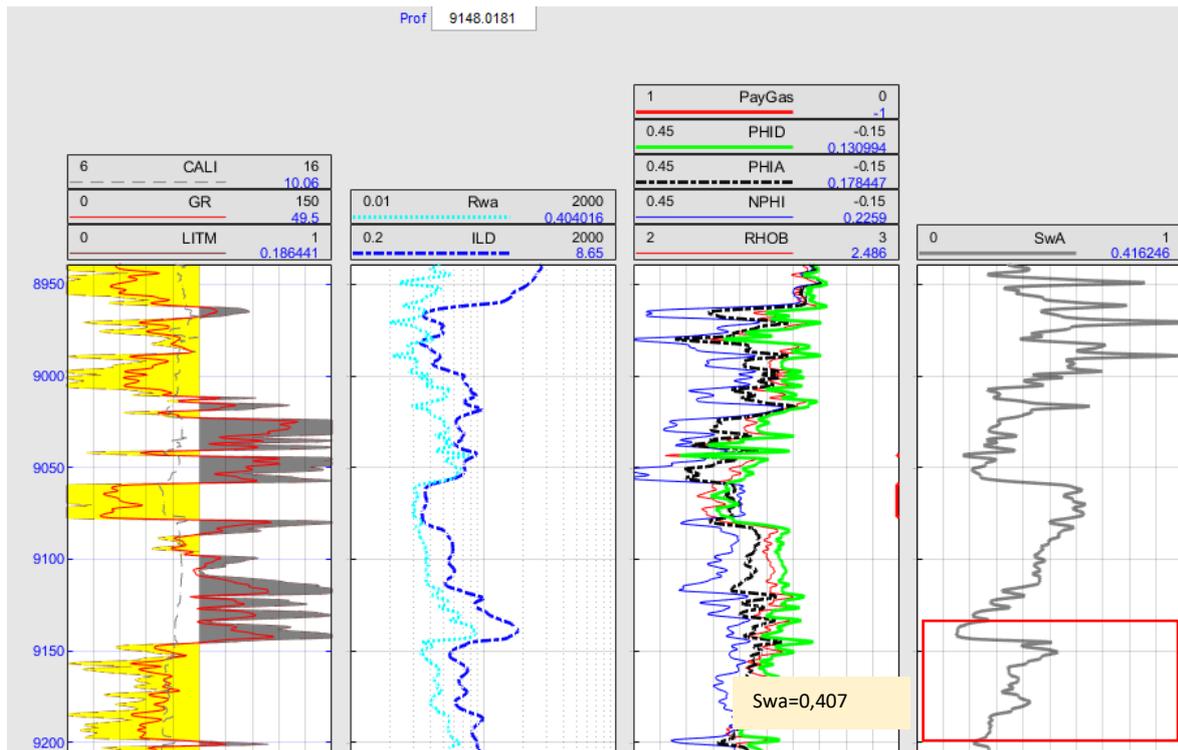


Figura 2.12 Registro de Saturación de agua

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Como resultado de los cálculos anteriores se obtuvo la saturación agua de la zona de estudio.

2.5.4 Modelamiento de datos

Para el desarrollo del modelamiento de datos del proyecto se requirió información de curvas capilares que fue proporcionada por Petroamazonas a ESPOL. Los datos de permeabilidad fueron obtenidos mediante el software Petroluke en donde se agregó la ecuación de Timur a la información de los registros estudiados.

$$K = \left(\frac{100 * \phi e^b}{S i w^2} \right)$$

Dónde:

K = Permeabilidad, md

ϕe = Porosidad efectiva, %

b = Exponente, b= 2,25

Siw² = Saturación irreducible

En primer lugar se emplearon las gráficas de capilaridad para el hallazgo de la Hipérbola de Pittman la cual proporcionó el tamaño del puerto R. Segundo, se escogió la ecuación que corresponde al tamaño del puerto R determinada en el paso anterior para construir el gráfico de calidad de roca y finalmente dividir las permeabilidades (K) para la porosidad promedio (PHIA), y así colocar dicho resultado en el gráfico de calidad de roca; esto permitió clasificar por tamaño de puerto (mega, macro, meso y micro) los intervalos a disposición.

2.5.5 Diseño del mapa tridimensional

Posterior a la obtención de los tamaños de puerto correspondientes a los intervalos o zonas productoras, se empleó el software “Voxler” para ingresar la información de las profundidades, de las coordenadas X y Y, y de las unidades de flujo de cada pozo. Dicho software permitió realizar las interpolaciones entre los intervalos de cada pozo analizado previamente acorde al tamaño de puerto, lo cual resulta en una vía donde se manifiesta de forma visual cómo fluye cada unidad de flujo para la zona.

2.5.6 Análisis de resultados finales

Por medio del mapa tridimensional ilustrado anteriormente se representaron las unidades de flujo de cada pozo para verificar las interconexiones existentes de petróleo y para poder determinar en valores específicos la existencia de acuíferos o hidrocarburos acorde a los resultados obtenidos.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Resultados

Para un modo didáctico se presentan los resultados de un solo pozo de los campos TETETE-TAPI, mientras que los demás resultados se adjuntan en la sección de Apéndice D.

Como se observa en la Tabla 3.1 los datos de Presión Capilar (Pc) y Saturación de agua (Sw), previamente obtenidos de la información proporcionada a ESPOL, fueron empleados para el diseño de la Curva Capilar Promedio de los pozos.

Tabla 3.1 Variación de Saturación de agua - Presión Capilar

VARIACIÓN DE SATURACIÓN DE AGUA (%)- PRESIÓN CAPILAR (PSI)							
SATURACIÓN DE AGUA A CONDICIONES DE YACIMIENTO							
Pc	0,361	0,722	1,444	2,888	5,415	12,635	21,66
8963,64	91,761	91,282	83,958	77,289	65,911	46,6	25,371
8965,66	94,629	93,949	83,985	71,106	55,504	31,252	27,849
8968,69	93,447	90,816	82,923	74,397	53,35	31,035	22,509
8975,76	94,247	64,881	50,924	36,885	28,079	54,538	19,315
8977,78	85,661	67,499	53,903	43,441	35,21	24,801	20,021
8979,8	67,68	59,779	31,436	29,116	18,785	15,193	13,978
8981,82	85,015	76,06	75,881	53,493	49,552	41,194	28,836
8984,85	86,567	109,717	65,915	49,315	42,674	19,586	14,468
8986,87	88,623	82,689	68,59	57,322	51,116	41,916	38,759
8988,89	91,388	88,931	77,052	66,16	58,156	49,443	38,602
Sw (%)	87,9018	82,5603	67,4567	55,8524	45,8337	35,5558	24,9708

No obstante, de aquella tabla fueron tomados los 7 valores correspondientes al parámetro de Pc y Sw, los cuales se pueden apreciar en la figura 3.1.

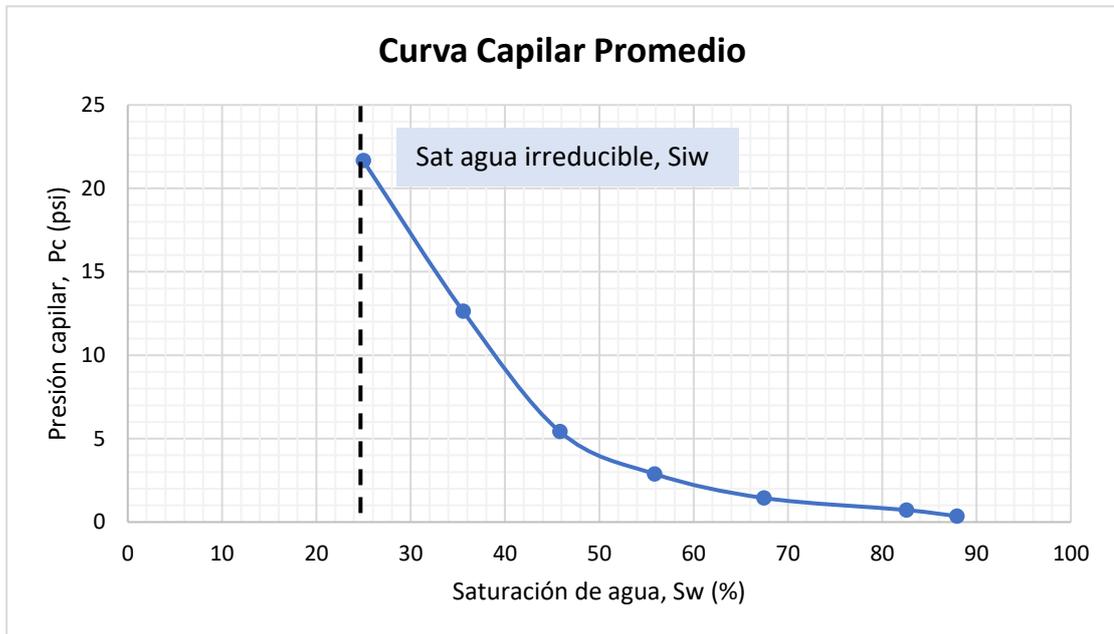


Figura 3.1 Curva Capilar Promedio

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Para obtener la figura 3.2 correspondiente a la Hipérbola de Pittman se obtuvieron los valores de Saturación de mercurio (Sat Hg%), los cuales fueron resultado de la relación de $\text{Sat Hg \%} = (100\% - \text{Sw \%})$. Adicionalmente se calculó la razón entre Sat Hg/Pc.

Tabla 3.2 Valores promedios de Presión capilar, Saturación de agua y mercurio

Pc (psi)	Sw (%)	Sat Hg (%)	Sat Hg / Pc
0,361	87,9018	12,0982	33,5130194
0,722	82,5603	17,4397	24,1547091
1,444	67,4567	32,5433	22,5369114
2,888	55,8524	44,1476	15,2865651
5,415	45,8337	54,1663	10,0030102
12,635	35,5558	64,4442	5,10045113
21,66	24,9708	75,0292	3,46395199

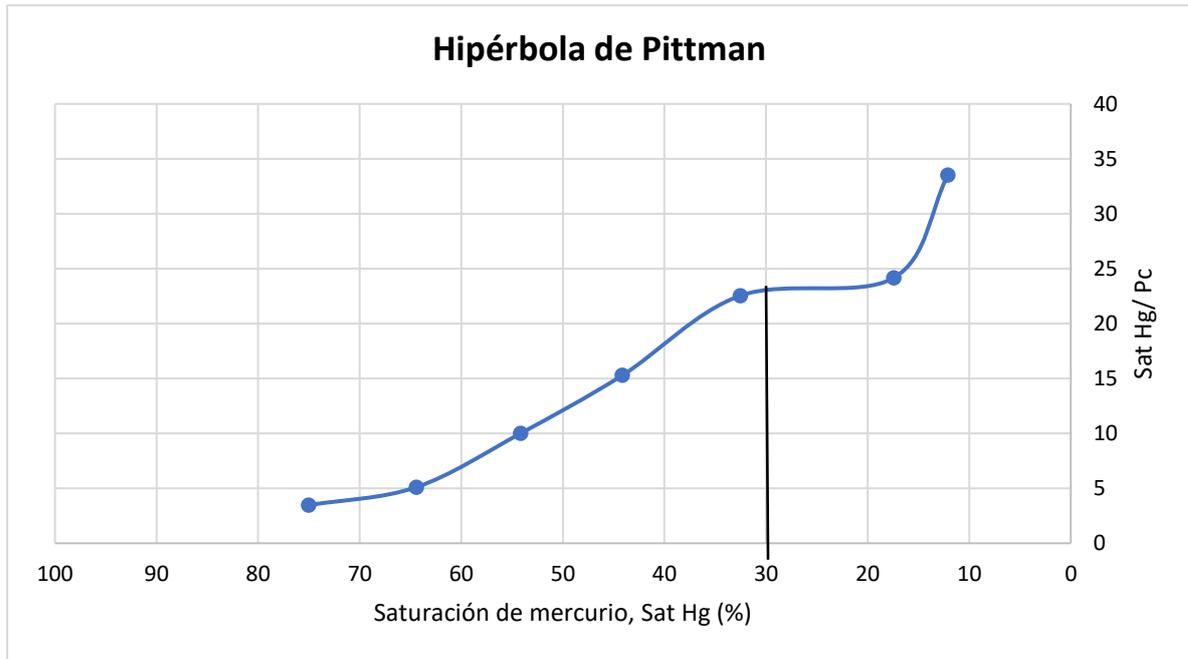


Figura 3.2 Hipérbola de Pittman

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Se identificó que en la figura de la Hipérbola de Pittman existe un punto en particular que discrepa de los demás, esto se debió a que en la curva original de Pc (figura 3.1) no se llegó a una Sat Hg de 0%, lo que distorsiona la Curva Capilar para bajas saturaciones. Como resultado se obtuvo un tamaño de puerto de R30 ya que se encontró ubicado en el punto de inflexión, lo cual permitió hallar la ecuación de Pitman correspondiente al R seleccionado, como se muestra a continuación.

$$\mathbf{Log r_{30} = 0,215 + 0,547 Log k - 0,420 Log \varnothing} \quad \text{Ec. (3.1)}$$

Con la ecuación 3.1 obtenida del R, se procedió a graficar cada una de las unidades de flujo (micro, meso, macro y mega) que dependen de los datos de permeabilidad (K) y porosidad (\varnothing) propios de los estratos de los pozos que se analizaron.

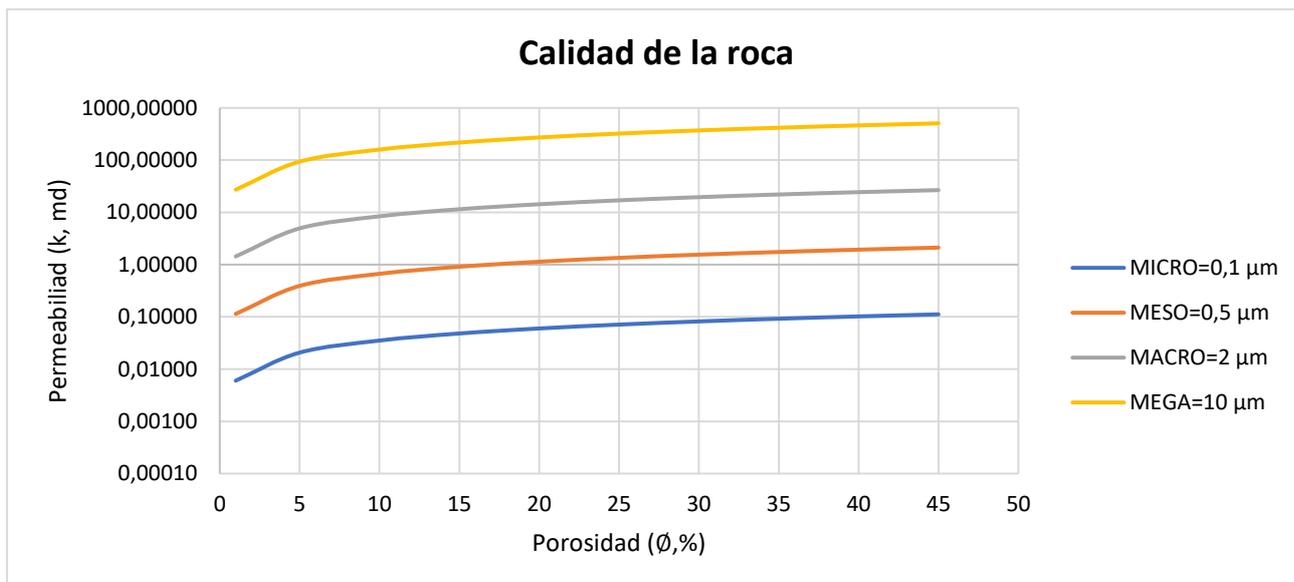


Figura 3.3 Calidad de la roca

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Para obtener la figura de Calidad de la roca (figura 3.3) se empleó un rango de porosidad desde 1 hasta 45 %, en múltiplos de 5%, los cuales fueron reemplazados en la ecuación de Pittman para determinar los radios de garganta correspondientes al R30 que conforman las unidades de flujo (UF), ver Apéndice C.

Se pudieron determinar las columnas (tabla 3.3) correspondientes al R30 con la finalidad de corroborar los datos. Para el efecto, se apreció de mejor forma la cantidad de valores que se encuentran en cada UF. Es importante mencionar que los colores de la tabla 3.3 indican las arenas (verde) y lutitas (coral) del pozo.

Tabla 3.3 Datos permeabilidad, porosidad, unidad de flujo del pozo TAP 003

PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (µm)	UF	PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (µm)	UF
9145,01841	11,5672	0,022376	0,07341337	Nano	9160,5183	18,2566	518,067595	14,790165	Mega
9145,51823	12,0727	0,074349	0,13906878	Micro	9161,01811	18,3351	231,523143	9,50285633	Macro
9146,01804	13,7018	0,506315	0,37659242	Micro	9161,51793	18,6563	136,151184	7,05607196	Macro
9146,51866	15,6868	4,028933	1,106406	Meso	9162,01854	18,9235	74,466186	5,04221103	Macro
9147,01847	17,1687	20,538671	2,59649419	Macro	9162,51836	19,1261	38,419661	3,495165	Macro
9147,51829	17,8827	45,105035	3,92499574	Macro	9163,01817	19,351	20,189835	2,44620129	Macro
9148,0181	17,8447	49,904981	4,15193767	Macro	9164,01861	19,4031	10,125684	1,67517915	Meso
9148,51792	17,3008	41,523553	3,80381422	Macro	9164,51842	19,2191	12,208931	1,86313699	Meso
9149,01854	16,6564	28,771629	3,16220103	Macro	9165,01824	19,3454	19,429828	2,39568591	Macro
9149,51835	16,2894	15,893096	2,30707077	Macro	9165,51805	19,6455	26,563755	2,82433262	Macro
9150,01817	16,0603	7,812001	1,57370904	Meso	9173,01849	19,7035	38,934707	3,47701105	Macro
9150,51798	15,906	5,118695	1,25387574	Meso	9173,5183	18,6001	87,218326	5,53752909	Macro
9151,0186	16,0929	4,441172	1,15450222	Meso	9174,01812	17,8322	114,129878	6,52967216	Macro
9151,51841	16,8262	3,763909	1,03504792	Meso	9174,51874	17,8737	84,486262	5,53378038	Macro
9156,01836	18,0649	142,719174	7,33889873	Macro	9175,01855	18,4	46,008857	3,92058419	Macro
9156,51817	17,6401	124,676155	6,88435223	Macro	9176,01818	19,2572	15,846763	2,14703127	Macro
9157,01799	17,2498	104,269668	6,30206841	Macro	9176,518	19,3583	14,820112	2,06524477	Macro
9157,5186	17,3567	83,8305175	5,57859417	Macro	9177,01861	19,172	16,109628	2,17047835	Macro
9158,01842	18,0145	61,060061	4,61793566	Macro	9177,51843	18,8641	17,347694	2,2756113	Macro
9158,51823	18,7147	26,380812	2,87162561	Macro	9179,01868	18,764	65,438505	4,71480977	Macro
9159,01805	19,1018	56,849634	4,33296154	Macro	9179,51849	18,9263	66,510765	4,73973751	Macro
9159,51867	18,9883	318,681398	11,1524932	Mega	9180,01831	19,1033	38,997322	3,52557941	Macro
9160,01848	18,5397	420,256021	13,1056629	Mega	9180,51812	19,321	28,72795	2,96865824	Macro
9161,01811	18,3351	231,523143	9,50285633	Macro	9181,01874	19,6534	27,122769	2,85620832	Macro
9161,51793	18,6563	136,151184	7,05607196	Macro	9181,51856	19,9551	24,978666	2,71298713	Macro
9162,01854	18,9235	74,466186	5,04221103	Macro	9182,01837	19,6966	24,455105	2,69645888	Macro
9162,51836	19,1261	38,419661	3,495165	Macro	9182,51819	18,9234	30,588097	3,09925666	Macro

9163,01817	19,351	20,189835	2,44620129	Macro	9183,018	18,2711	56,759287	4,41079659	Macro
9164,01861	19,4031	10,125684	1,67517915	Meso	9183,51862	18,2987	190,761237	8,55483429	Macro
9164,51842	19,2191	12,208931	1,86313699	Meso	9184,01843	18,7162	175,659027	8,10034142	Macro
9165,01824	19,3454	19,429828	2,39568591	Macro	9184,51825	19,0004	163,810413	7,74755113	Macro
9165,51805	19,6455	26,563755	2,82433262	Macro	9185,01806	18,8379	151,961775	7,46268394	Macro
9173,01849	19,7035	38,934707	3,47701105	Macro	9185,51868	18,6069	140,094172	7,17511205	Macro
9173,5183	18,6001	87,218326	5,53752909	Macro	9186,0185	18,496	128,245534	6,8537211	Macro
9174,01812	17,8322	114,129878	6,52967216	Macro	9186,51831	18,1283	119,651531	6,65443695	Macro
9174,51874	17,8737	84,486262	5,53378038	Macro	9187,01813	17,6868	31,839921	3,25921479	Macro
9175,01855	18,4	46,008857	3,92058419	Macro	9187,51874	17,2357	17,862401	2,40165677	Macro
9176,01818	19,2572	15,846763	2,14703127	Macro	9188,01856	17,3697	22,977469	2,74738501	Macro

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

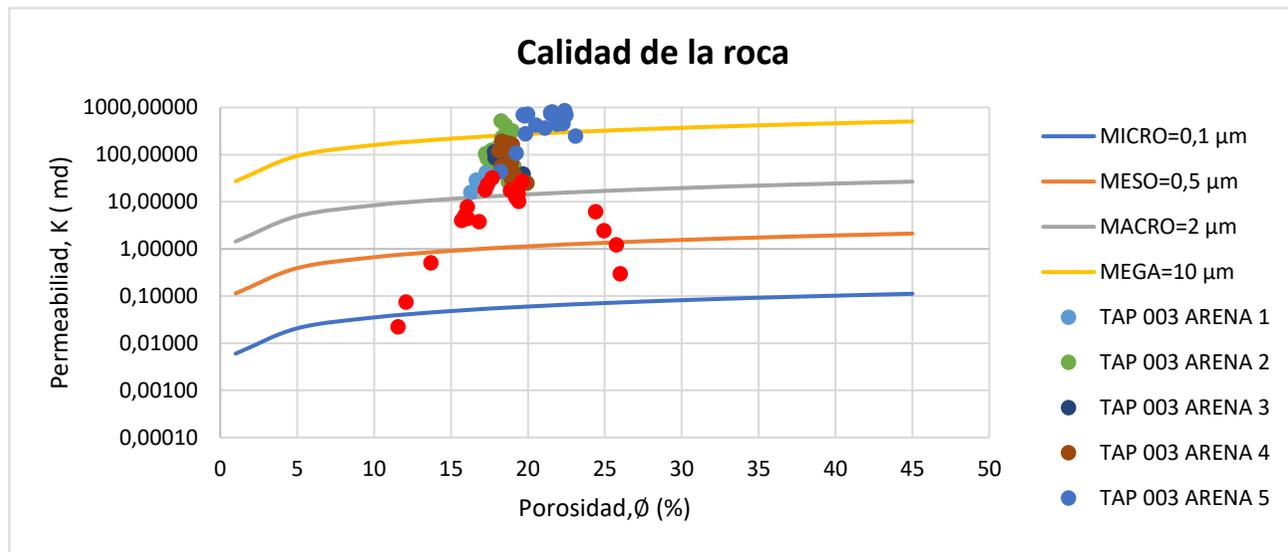


Figura 3.4 Calidad de la roca del pozo TAP 003, Campo TETETE-TAPI

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Según los datos obtenidos en la Tabla 3.3 se puede observar que en el pozo TAP 003, visible en la figura 3.4, la mayoría de los valores analizados se encuentran entre las unidades de flujo macro y mega, siendo buenos prospectos para una buena arena productora.

3.2 Análisis de resultados

3.2.1 Análisis de los resultados Calidad de roca

Un estudio general de los 6 pozos analizados en este proyecto permitió determinar que las arenas que se encuentran a su alrededor constituyen zonas adecuadas para futuras exploraciones de yacimientos, ya que poseen una mayoría cuantitativa en macro y mega poros como unidad de flujo, lo cual se puede interpretar como altos valores de porosidad y permeabilidad.

Lo anteriormente mencionado se esclarece visualizando la figura 3.5 que contiene el conjunto de datos de los 6 pozos y es ilustrado por medio de la tabla 3.4 que incluye el conteo de las unidades de flujo estudiadas.

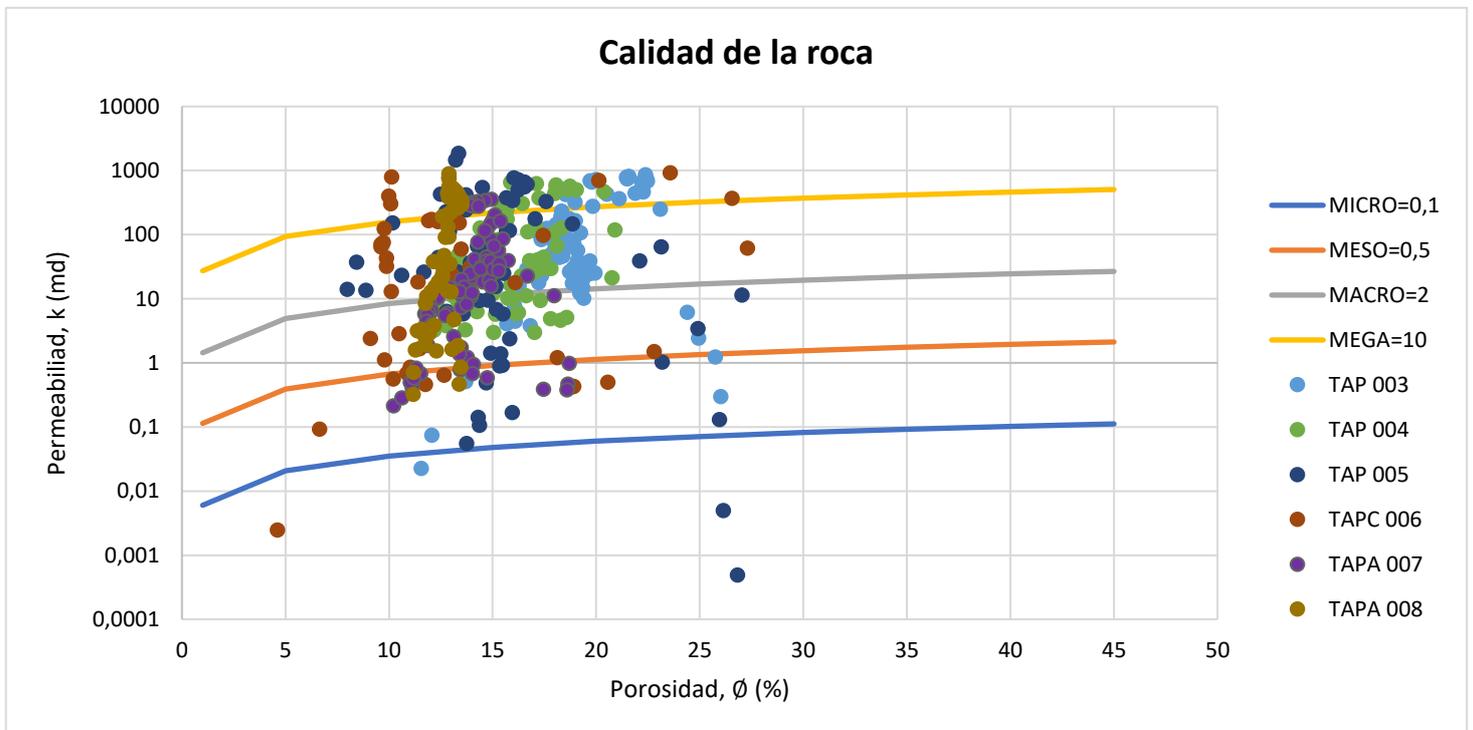


Figura 3.5 Calidad de la roca de los pozos de los Campo TETETE-TAPI

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Tabla 3.4 Unidades de flujo de pozos del Campo TETETE-TAPI

Pozo	Micro	Meso	Macro	Mega
TAP 003	4	9	51	20
TAP 004	0	20	36	14
TAP 005	10	11	25	19
TAPC 006	7	8	21	6
TAPA 007	13	27	41	8
TAPA 008	3	14	19	20
TOTAL	37	89	193	87

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

- En el pozo TAP 003 se tiene lo siguiente: 20 valores en mega, 51 en macro, 9 valores en meso y 4 de micro, a pesar de que se tiene pocas zonas lutíticas, poseen excelentes unidades de flujo.
- En el pozo TAP 004 se tiene lo siguiente: 14 valores en mega, 36 en macro y 20 valores en meso, a pesar de que se tiene pocas zonas lutíticas, poseen excelentes unidades de flujo.
- En el pozo TAP 005 se tiene lo siguiente: 19 valores en mega, 25 en macro, 11 valores en meso y 10 de micro, a pesar de que se tiene pocas zonas lutíticas, poseen excelentes unidades de flujo.
- En el pozo TAPC 006 se tiene lo siguiente: 6 valores en mega, 21 en macro, 8 valores en meso y 7 de micro, a pesar de que se tiene pocas zonas lutíticas, poseen excelentes unidades de flujo.
- En el pozo TAPA 007 se tiene lo siguiente: 8 valores en mega, 41 en macro, 27 valores en meso y 13 de micro, a pesar de que se tiene pocas zonas lutíticas, poseen excelentes unidades de flujo.
- En el pozo TAPA 008 se tiene lo siguiente: 20 valores en mega, 19 en macro, 14 valores en meso y 3 de micro, a pesar de que se tiene pocas zonas lutíticas, poseen excelentes unidades de flujo.

3.2.2 Análisis de resultados Mapa Tridimensional

Los mapas tridimensionales a continuación fueron creados y diseñados empleando el software “Voxler”, que a través de su interfaz permitió mostrar distintas perspectivas desde diferentes ángulos.

3.2.2.1 Mapa tridimensional de unidades de flujo

A continuación, se muestra el mapa tridimensional de los 6 pozos de los campos TETETE-TAPI, en donde se puede visualizar la representación de las unidades de flujo (figura 3.6) con respecto a los 3 ejes “x”, “y” y “z”, en donde “x” corresponde a longitud, “y” corresponde a latitud, “z” corresponde a profundidad y una cuarta variable como unidad de flujo que dependen de las demás.

En la leyenda inferior (barra de colores) se puede visualizar las unidades de flujo que pertenecen a macro y mega, en donde macro corresponde a valores de 2 a 10 y a mega valores mayores a 10.

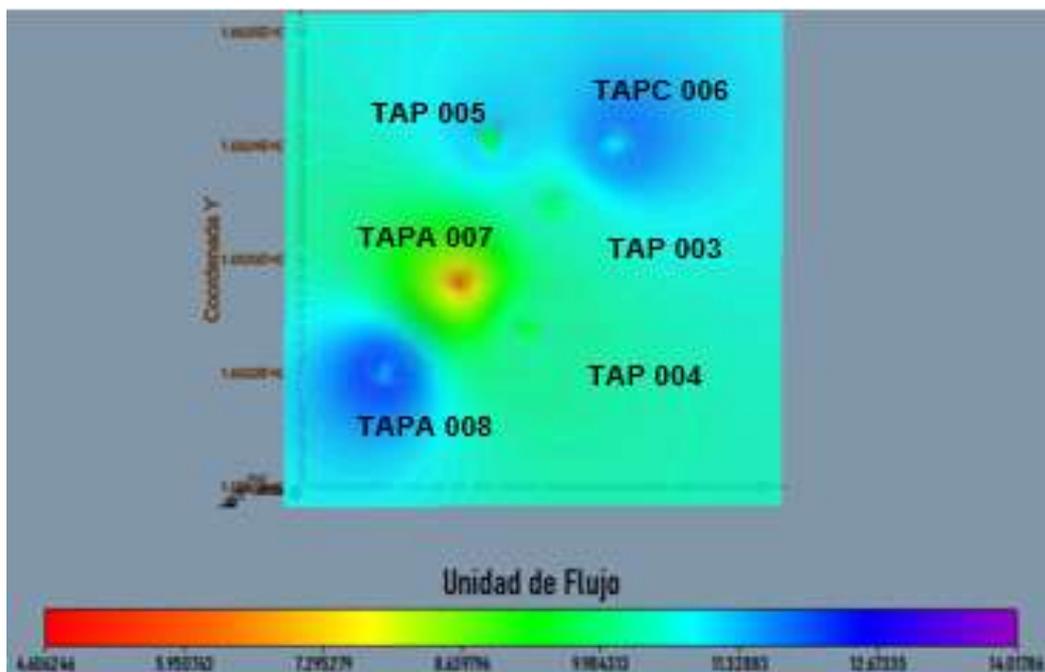


Figura 3.6 Mapa tridimensional de unidades de flujo

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Mapa tridimensional de unidades de flujo visto en diferentes ángulos

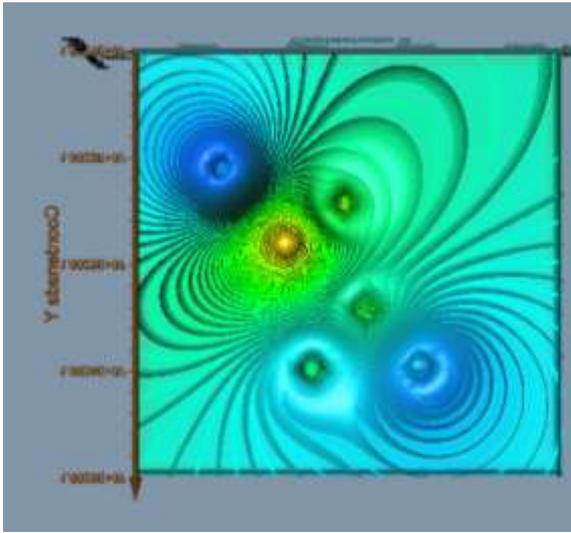


Figura 3.7 Mapa tridimensional de unidad de flujo, vista de fondo
Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

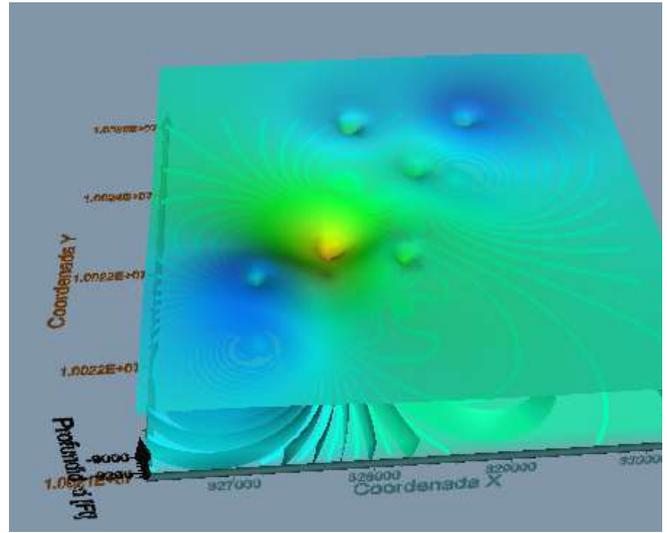


Figura 3.8 Mapa tridimensional de unidad de flujo, vista diagonal
Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

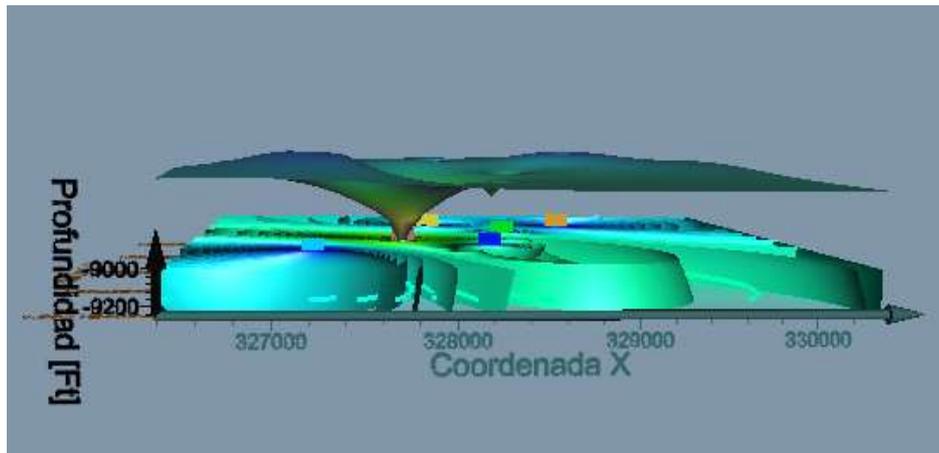


Figura 3.9 Mapa tridimensional de unidad de flujo, vista frontal
Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

3.2.2.2 Mapa tridimensional de saturación de agua

A continuación, se muestra el mapa tridimensional de los 6 pozos de los campos TETETE-TAPI, en donde se puede visualizar la representación de la saturación de agua (figura 3.10) con respecto a los 3 ejes “x”, “y” y “z”, en donde “x” corresponde a longitud, “y” corresponde a latitud, “z” corresponde a profundidad y una cuarta variable como saturación de agua que dependen de las demás.

En la leyenda inferior (barra de colores) se pueden visualizar las saturaciones de agua que van de menor a mayor y de izquierda a derecha.

Cabe recalcar que este mapa nos indica la arena neta petrolífera, que corresponde al espesor poroso y permeable que contiene la saturación de hidrocarburos ($Sh = 1 - Sw$) que se puede extraer de una forma rentable.

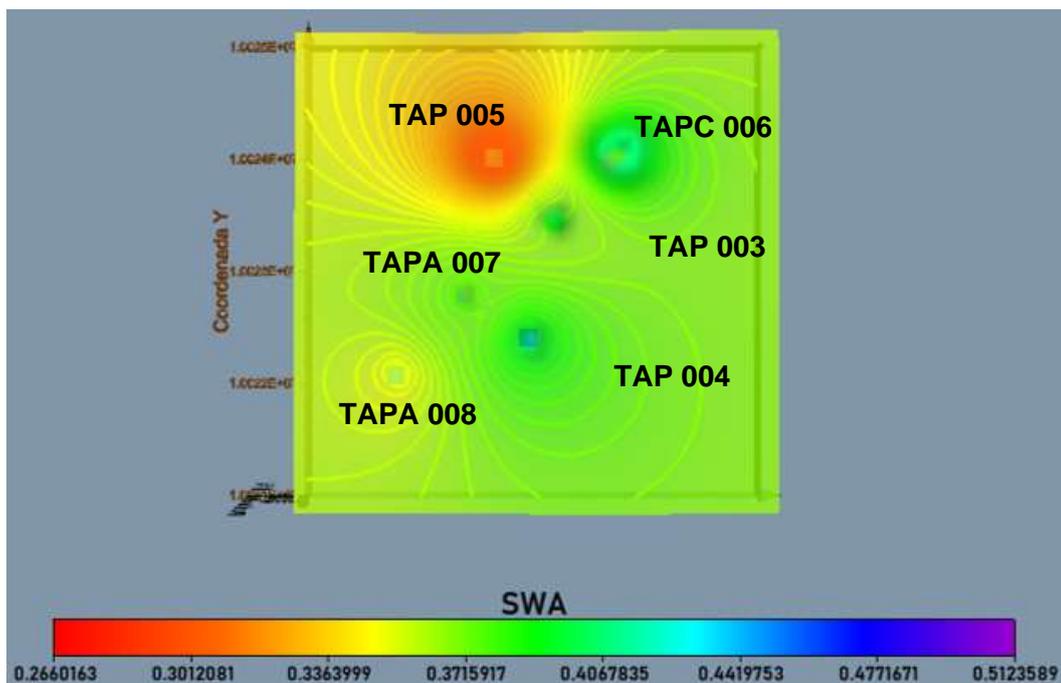


Figura 3.10 Mapa tridimensional de saturación de agua

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Mapa tridimensional de saturación de agua visto en diferentes ángulos

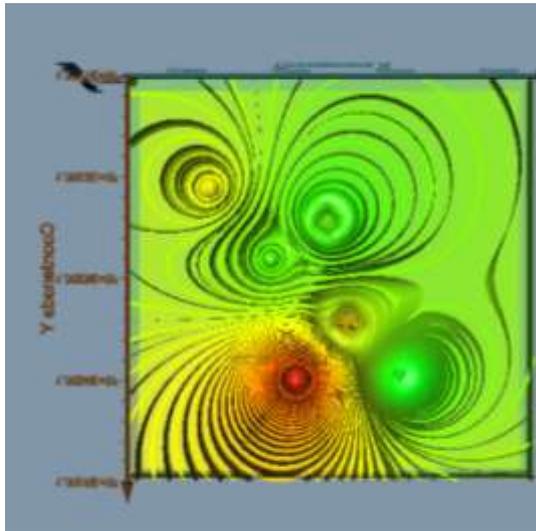


Figura 3.11 Mapa tridimensional de saturación de agua, vista de fondo

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

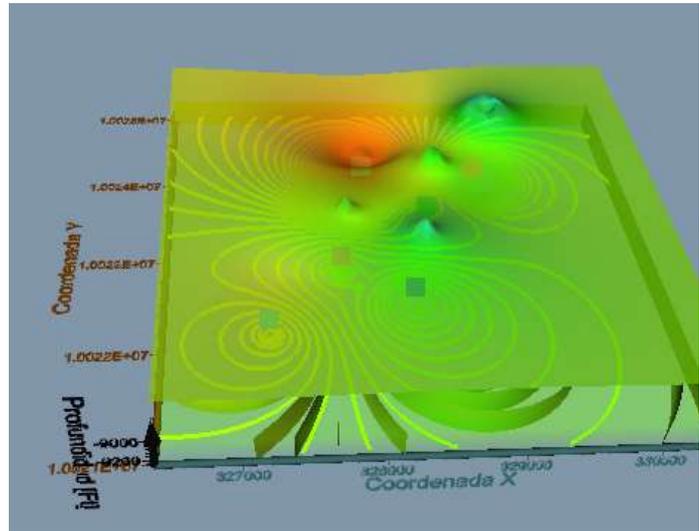


Figura 3.12 Mapa tridimensional de saturación de agua, vista de fondo

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

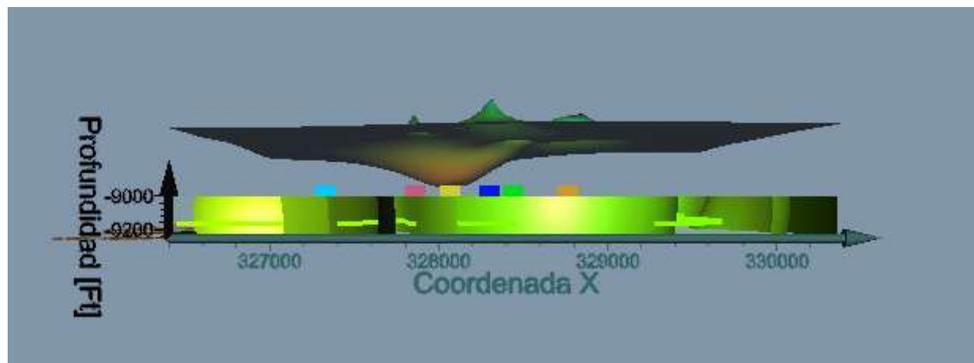


Figura 3.13 Mapa tridimensional de saturación de agua, vista frontal

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

3.2.2.3 Superposición de los mapas tridimensionales de unidad de flujo y saturación de agua

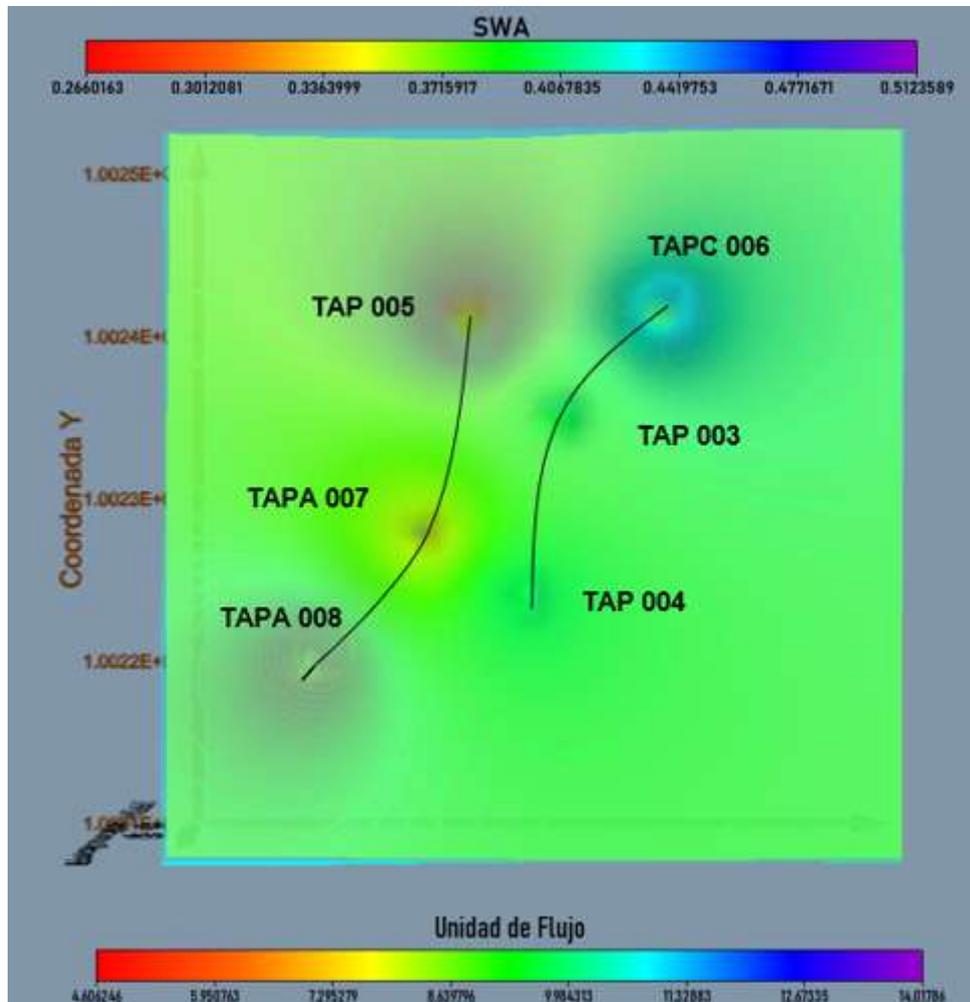


Figura 3.14 Superposición de los mapas tridimensionales

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

En la figura 3.14 de la superposición de las gráficas de unidades de flujo y saturación de agua, se puede observar en la parte inferior la leyenda de la unidad de flujo, mientras que en la parte superior se observa la leyenda de saturación de agua (barra de colores).

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

En el desarrollo del proyecto integrador se realizó un análisis de las propiedades petrofísicas de los pozos de los campos TETETE-TAPI, donde se identificó el R del puerto del campo el cual fue 30, mediante el método de Hipérbola de Pittman. Empleando la ecuación característica del R30 obtenido, se logró construir la gráfica de calidad de roca en donde se ubicaron las unidades de flujo de los seis pozos seleccionados, obteniendo lo siguiente:

- Se pudo comprobar que el pozo con la mejor calidad de roca es el TAPA 008 con 20 valores en mega, 19 en macro, 14 en meso y 3 en micro. A pesar de que tiene pocas zonas lutíticas, posee excelentes unidades de flujo, por lo que se considera un buen prospecto de arena productora.
- En este trabajo se validó que las correlaciones estratigráficas obtenidas por Villao (2020), corresponden a las profundidades encontradas en los distintos pozos trabajados, de manera que se puede hacer uso de los diferentes resultados obtenidos por Villao (2020) para realizar los cálculos petrofísicos de los pozos y la consecución de las unidades de flujo de la zona en estudio.
- El mapa tridimensional indica que el pozo TAPA 008 posee las mejores unidades de flujo de todas las que se tiene (megas), seguido de los pozos TAPC 006 y TAP 005 que también tienen estas mismas unidades de flujo. Sin embargo, el pozo TAPA 007 está dominado por los colores verdes y amarillos (Figura 3.14), lo que indica que sus unidades de flujo están en el límite entre macro y mega.

Se han dibujado líneas en el mapa que corresponden a las correlaciones estratigráficas en dirección NE-SW que fueron descritas en el trabajo de Villao (2020); se puede notar que todos los pozos se encuentran alineados a lo largo de estas líneas y que describen la tendencia general de las

mejores unidades de flujo encontradas (mega – macro), por ende, se puede observar en los pozos TAPC 006 y TAPA 008 la mejor calidad de roca.

Por otra parte, utilizando los resultados del análisis petrofísico de los pozos, se realizó el gráfico de saturación de agua, en el cual se pudo observar que el pozo TAP 005 posee la mejor saturación de hidrocarburo ($S_h = 1 - S_w$) de todos con alrededor de un 70%, seguido del pozo TAPA 008; los otros pozos exhiben una menor saturación de hidrocarburo que resulta ser de alrededor de 65%.

Superponiendo las gráficas de unidades de flujo y saturación de agua, se determinó que las mejores unidades de flujo no necesariamente corresponden a las mejores saturaciones. Sin embargo, se pudo notar que el pozo TAP 005 tiene en promedio un alto valor de saturación y una buena unidad de flujo.

4.2 Recomendaciones

- Debido a la limitación de tiempo para el desarrollo de la materia integradora y con la finalidad de obtener un mejor resultado de una zona más extensa del campo, se recomienda usar la información de un mayor número de pozos. En el caso de este proyecto se recomienda utilizar un mínimo 6 pozos.
- Para hacer el uso de valores de permeabilidad y curvas capilares más precisas, se recomienda optar por el análisis de núcleos, pues es un método más exacto y real que el método de ecuaciones.
- Si bien se puede utilizar el software Voxler para la ejecución de los mapas tridimensionales, se recomienda utilizar otras herramientas con mayor capacidad en cuanto al ingreso de datos porque se encontraron limitaciones con respecto a los valores ingresados por medio de la tabla de Excel, ya que existe un sesgo con respecto a la mayoría de datos que se encuentran disponibles, tal como se observa en la Figura 3.6 y Figura 3.10, en donde el valor mínimo de las unidades de flujo es 0,0044688 micrones en el pozo TAPC 006 y el valor máximo es 33,80 micrones en el pozo TAP 005.

REFERENCIAS

- Archie, G. E., 1942, The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics: *Petroleum Transactions of AIME* 146: 54–62.
- Asquith, G., Krygowski, D., Henderson, S., & Hurley, N. (2004). Basic well log analysis. En *Basic well log analysis*. <https://doi.org/10.1306/mth16823>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (P. IFEA; IRD (Ed.); 1 edición,).
- Barandiaran, L. C. (2006). *Descripcion del reservorio*.
- Dandekar, A. Y. (2013). Petroleum reservoir rock and fluid properties, second edition. En *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties, Second Edition*.
- Darling, T. (2005). Well Logging and Formation Evaluation. En *Well Logging and Formation Evaluation*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7883-4.X5000-1>
- Eftekhari, A. (2017). Ordered mesoporous materials for lithium-ion batteries. *Microporous and Mesoporous Materials*, 243, 40. <https://doi.org/10.1016/j.micromeso.2017.02.055>
- Eudman, A. J., Blakely, E. F., & Henderson, G. J. (1975). Frequency domain methods of stratigraphic correlation. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, 1975-May(Iv)*, 265-269. <https://doi.org/10.4043/2269-ms>
- Fontaine, G. (2004). Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador. *Petróleo y Desarrollo Sostenible en Ecuador*, 20.
- Granda, D. (2017). *EVALUACIÓN DE POZOS POTENCIALES PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO TAPI – BLOQUE 57*.
- Halliburton y Welex. (2006). *Introducción a los Análisis de los Registros de Pozos.pdf*.
- Madrid, M. (2016). *Técnicas de Correlación de Registros (Pozos Verticales) | Portal del Petróleo*. https://www.portaldelpetroleo.com/2016/04/tecnicas-de-correlacion-de-registros_24.html
- Martin, A., Solomon, S., & Hartmann, D. (1997).

Characterization_of_petrophysical_flow_units_in_carbonate_reservoirs.pdf. En *AAPG Bulletin* (Vol. 81, Número 05).

Mendoza, J. (2019). *Saturacion y flujo de fluidos en yacimientos petroleros*.

Petroamazonas EP. (2017). *Informe de Campo Tetete-Tapi, Ronda de Campos Menores 2017*.

PetroEcuador, E. (2013). El petróleo en el Ecuador la nueva era petrolera. *Historia y vida*, 418, 146.

Petróleo, P. del. (2021). Importancia en la determinación de la Arena Neta. *Portal del Petróleo*, 7.

Spearing, M., Allen, T., & McAulay, G. (2001). Review of the Winland R35 method for net pay definition and its application in low permeability sands. *Special Core Analysis (SCA) Symposium*, 2-7.

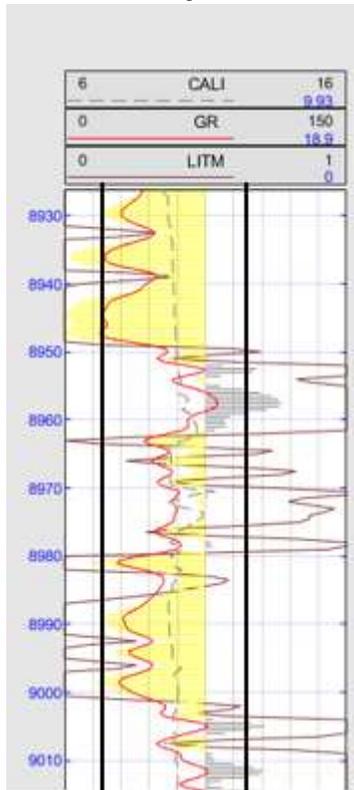
Villao, J. (2020). *Generación de Mapas Isópacos para los Reservorios U y T superiores de la Formación Napo, en el Campo Menor TTT-Tapi dentro del Bloque 57*.

APÉNDICE

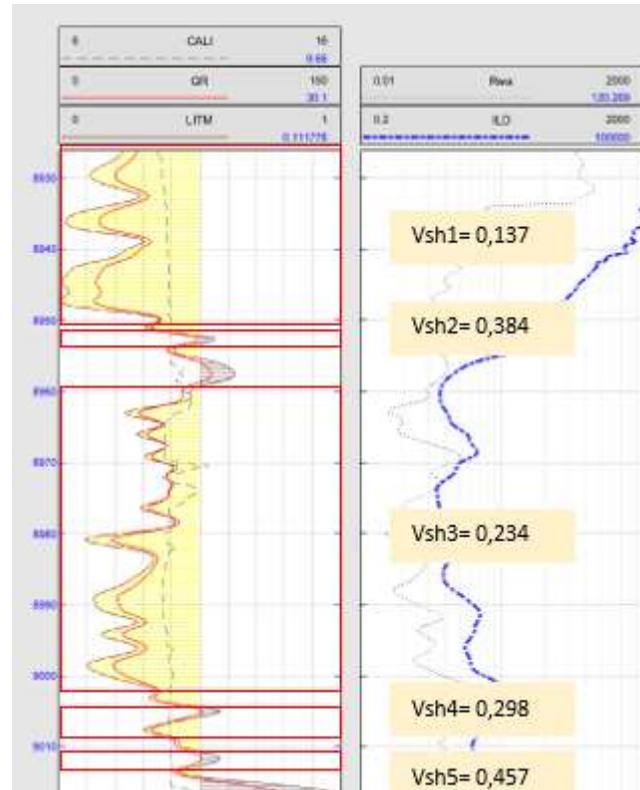
Apéndice A Registro Gamma Ray y Saturación de agua

Los datos que se muestran a continuación son los de Gr, Vsh y Sw obtenidos del software Petroluke.

POZO TAP 004, profundidad de 8952 a 8980 ft



Gamma Ray de la línea de arena limpia y lutítica



Gamma Ray del volumen de arcilla

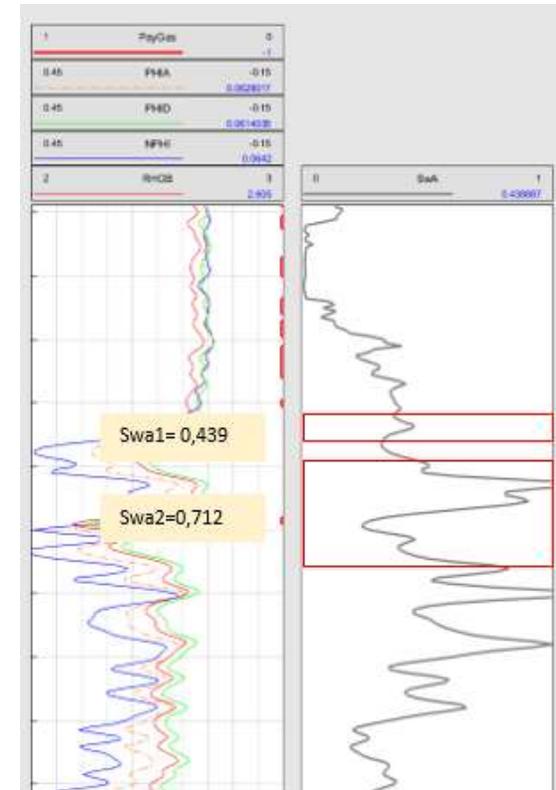
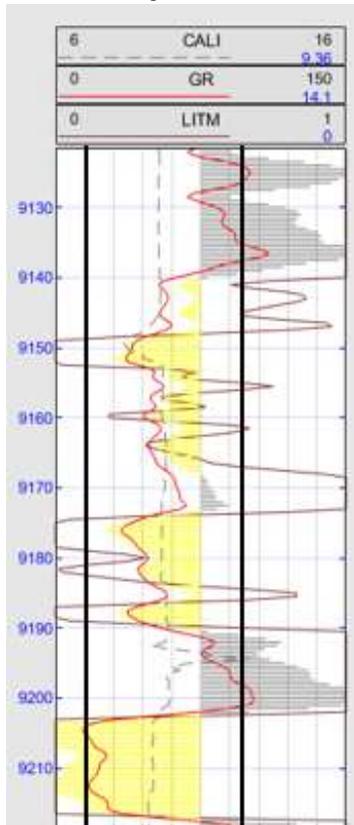


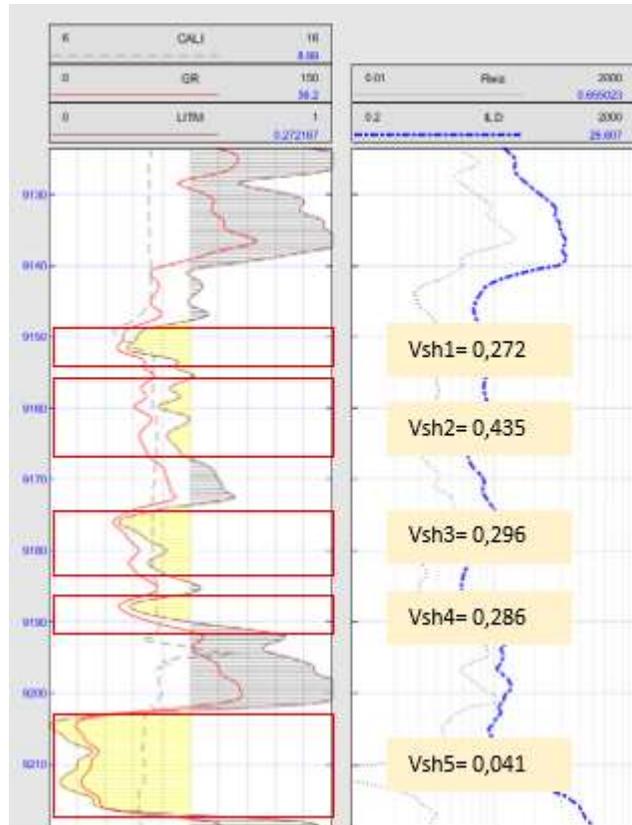
Figura 0.1 Registro de Saturación de agua del pozo

Constantes		Vsh promedio	Prof	Sw promedio	Prof
a	0,81	0,157	Arena 1	0,439	Arena 1
m	1,9	0,384	Arena 2	0,712	Arena 2
Grcln	18,9	0,234	Arena 3		
Grsh	119,1	0,298	Arena 4		
Rw	0,063	0,457	Arena 5		

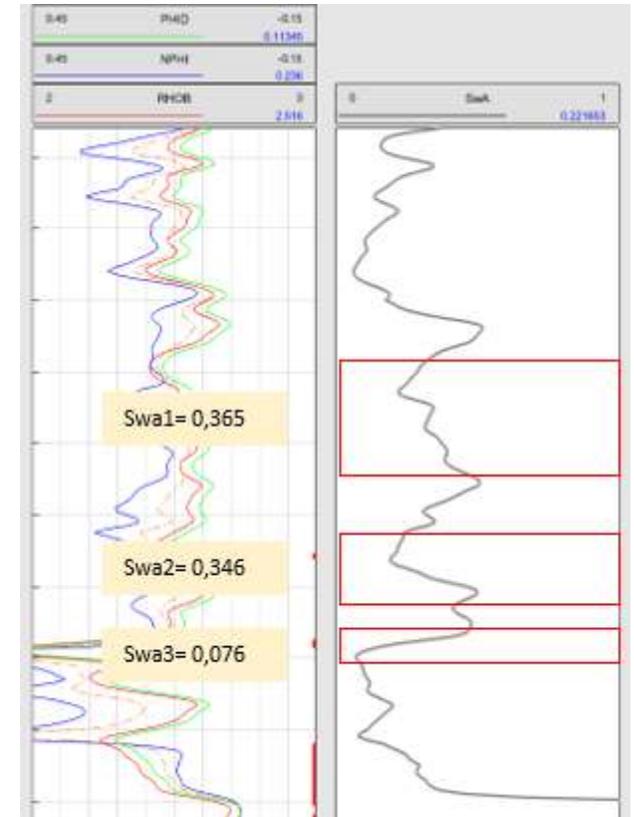
POZO TAP 004, profundidad de 9140 a 9184 ft



Gamma Ray de la línea de arena limpia y lutítica



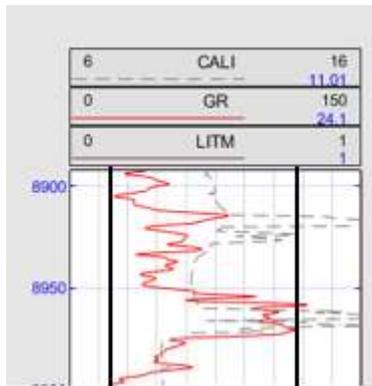
Gamma Ray del volumen de arcilla



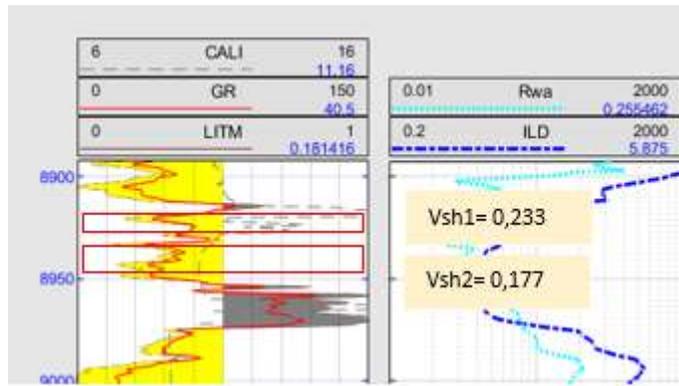
Registro de Saturación de agua del

Constantes		Vsh promedio	Prof	Sw promedio	Prof
a	0,81	0,272	Arena 1	0,365	Arena 1
m	1,9	0,435	Arena 2	0,346	Arena 2
Grcln	14,1	0,296	Arena 3	0,076	Arena 3
Grsh	95,3	0,286	Arena 4		
Rw	0,063	0,041	Arena 5		

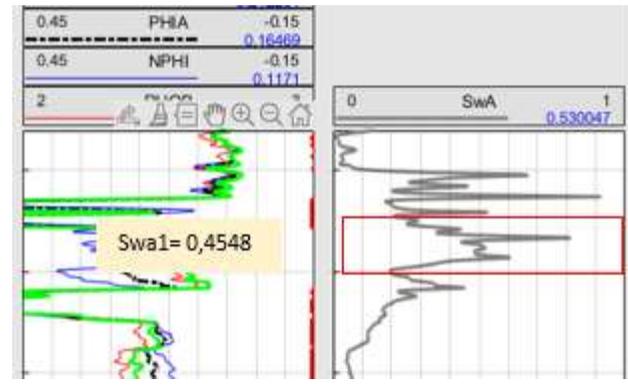
POZO TAP 005, profundidad de 8913 a 8935 ft



Gamma Ray de la línea de arena limpia y lutítica



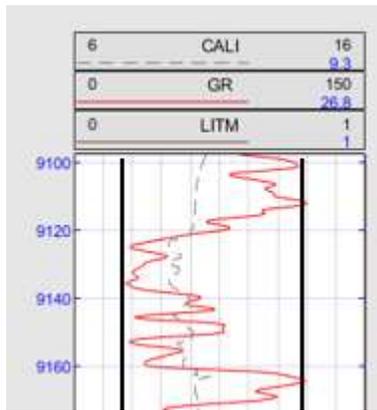
Gamma Ray del volumen de arcilla



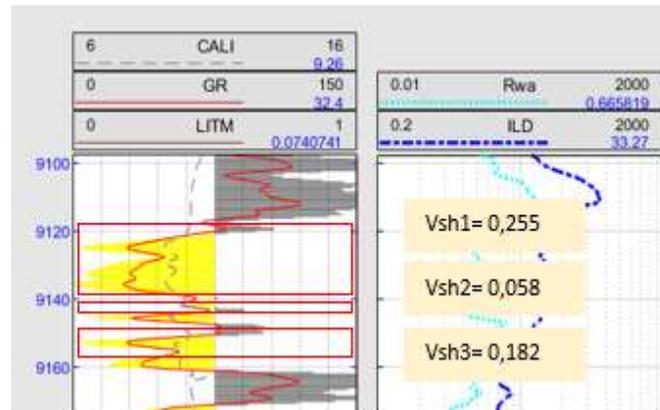
Registro de Saturación de agua

Constantes		Vsh promedio	Prof	Sw promedio	Prof
a	0,81	0,233	Arena 1	0,272	Arena 1
m	1,9	0,177	Arena 2		
Grcln	24,1				
Grsh	102,4				
Rw	0,069				

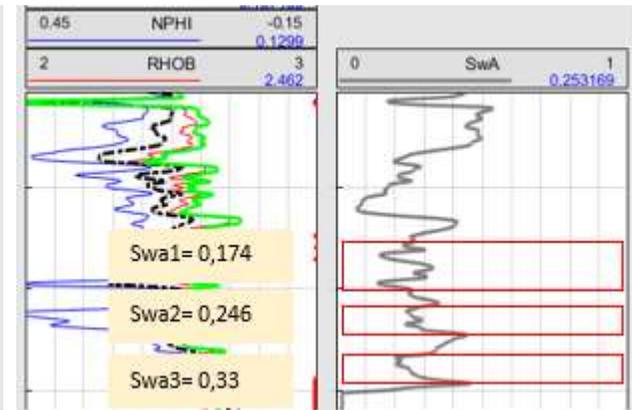
POZO TAP 005, Profundidad de 9115 a 9169 ft



Gamma Ray de la línea de arena limpia y lutítica



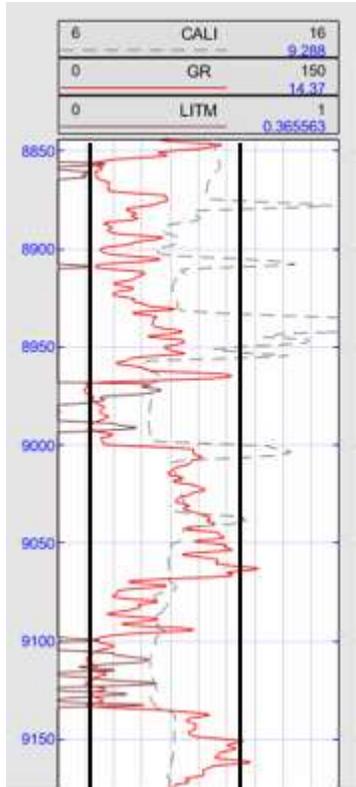
Gamma Ray del volumen de arcilla



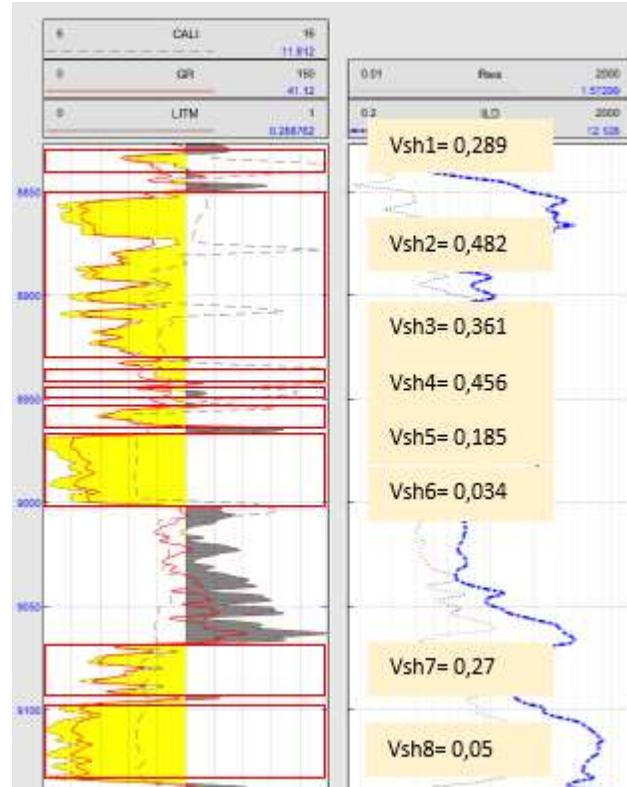
Registro de Saturación de agua

Constantes		Vsh promedio	Prof	Sw promedio	Prof
a	0,81	0,255	Arena 1	0,174	Arena 1
m	1,9	0,058	Arena 2	0,246	Arena 2
Grcln	26,8	0,182	Arena 3	0,33	Arena 3
Grsh	114,5				
Rw	0,069				

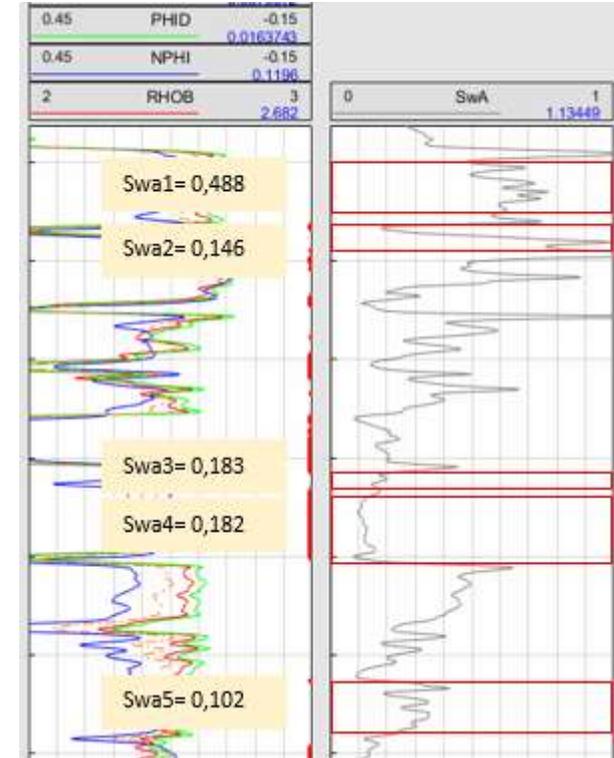
POZO TAPC 006, profundidad de 8876 a 8905 ft y 9070 a 9095 ft



Gamma Ray de la línea de arena limpia y lutítica



Gamma Ray del volumen de arcilla



Registro de Saturación de agua

Constantes		Vsh promedio	Prof	Vsh promedio	Prof	Sw promedio	Prof
a	0,81	0,289	Arena 1	0,034	Arena 6	0,488	Arena 1
m	1,9	0,482	Arena 2	0,27	Arena 7	0,146	Arena 2
Gr_{cln}	14,32	0,361	Arena 3	0,05	Arena 8	0,183	Arena 3
Gr_{sh}	107,13	0,456	Arena 4			0,182	Arena 4
R_w	0,069	0,185	Arena 5			0,102	Arena 5

Apéndice B Registro de Gamma Ray y Saturación de agua

Los datos que se muestran a continuación fueron utilizados para comprobar si es posible utilizar la ecuación de Archie en los pozos TAPA 007 y TAPA 008 para obtener la Sw.

Método de Simandoux

$$SW_{Simandoux} = \frac{a R_W}{2 \cdot \phi^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4 \phi^m}{a R_W R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}} \right]$$

Dónde

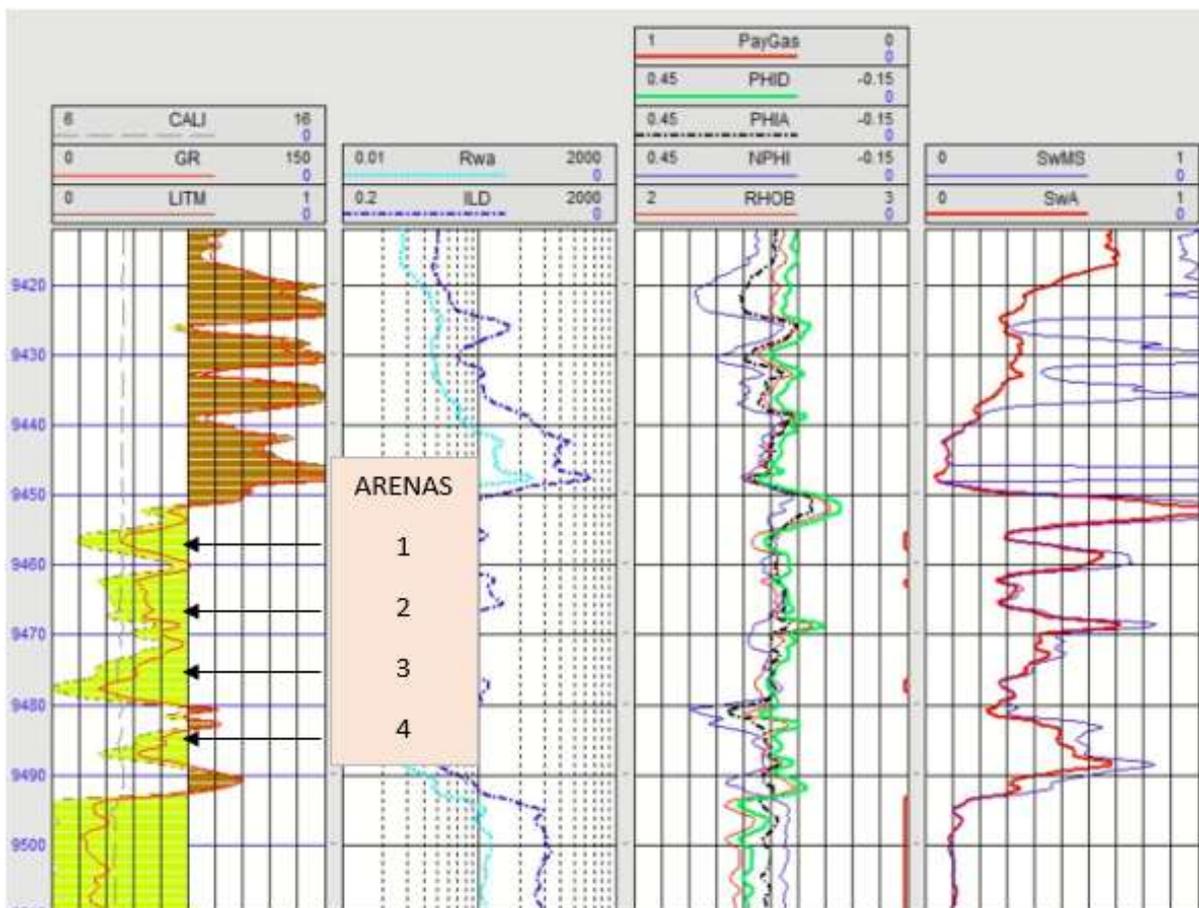
R_{sh} = Resistividad de la lutita cercana

V_{sh} = Volumen de arcilla

Si el contenido de arcilla es bajo entonces la saturación de agua por Simandoux debe coincidir con la saturación de agua por Archie.

POZO TAPA 007, profundidad 9102 a 9145 ft

Constantes		Sw promedio	Prof
a	0,81	0,3	Arena 1
m	1,9	0,31	Arena 2
Grcln	28,8	0,28	Arena 3
Grsh	136,1	0,55	Arena 4
Rw	0,069		
Rshl	24,5		

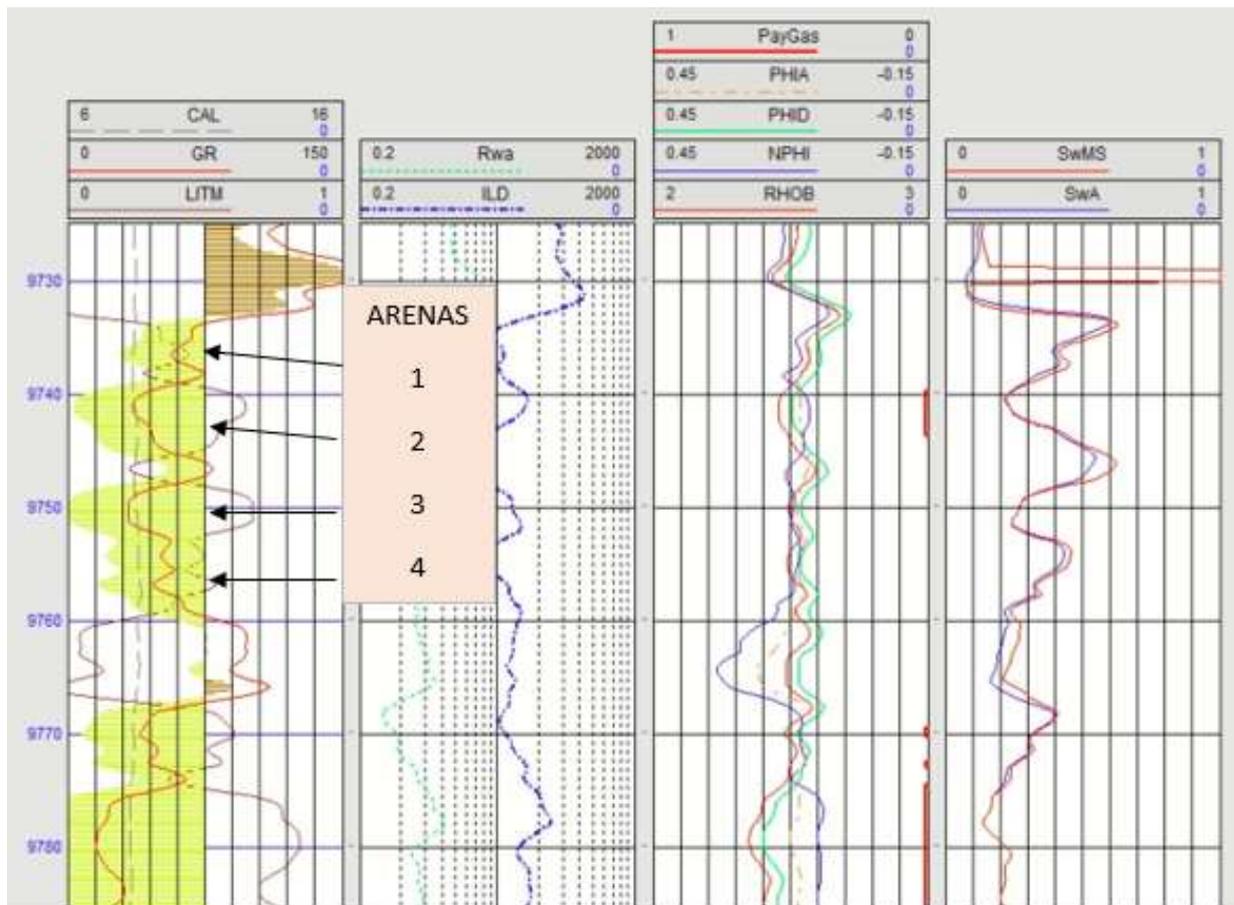


Registro de Gamma Ray del pozo TAPA 007

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

POZO TAPA 008, profundidad 9107 a 9137 ft

Constantes		Sw promedio	Prof
a	0,81	0,4	Arena 1
m	1,9	0,21	Arena 2
Grcln	33	0,25	Arena 3
Grsh	160	0,32	Arena 4
Rw	0,069		
Rshl	29		



Registro Gamma Ray del pozo TAPA 008

Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

Apéndice C Gráfico de Calidad de la roca

Gráfico de Calidad de la roca

La ecuación de Pittman seleccionada fue la R30 de acuerdo con el R previamente obtenido.

$$\text{Log } r_{30} = 0,215 + 0,547 \text{ Log } k - 0,420 \text{ Log } \phi$$

Ecuación de Pittman

$$K = 10^{\frac{\text{Log}(0,1) - 0,215 + 0,420 * \text{Log}(\phi)}{0,547}}$$

MICRO

<i>R=30</i>	Por (%)	Perm (md)
<i>0,1</i>	1	0,00601
	5	0,02068
	10	0,03521
	15	0,04806
	20	0,05995
	25	0,07115
	30	0,08184
	35	0,09212
	40	0,10207
	45	0,11173

MESO

<i>R=30</i>	Por (%)	Perm (md)
<i>0,5</i>	1	0,11392
	5	0,39202
	10	0,66749
	15	0,91128
	20	1,13653
	25	1,34893
	30	1,55163
	35	1,74659
	40	1,93517
	45	2,11834

MACRO

<i>R=30</i>	Por (%)	Perm (md)
<i>2,0 μm</i>	1	1,43640
	5	4,94268
	10	8,41590
	15	11,48967
	20	14,32975
	25	17,00782
	30	19,56347
	35	22,02162
	40	24,39928
	45	26,70872

MEGA

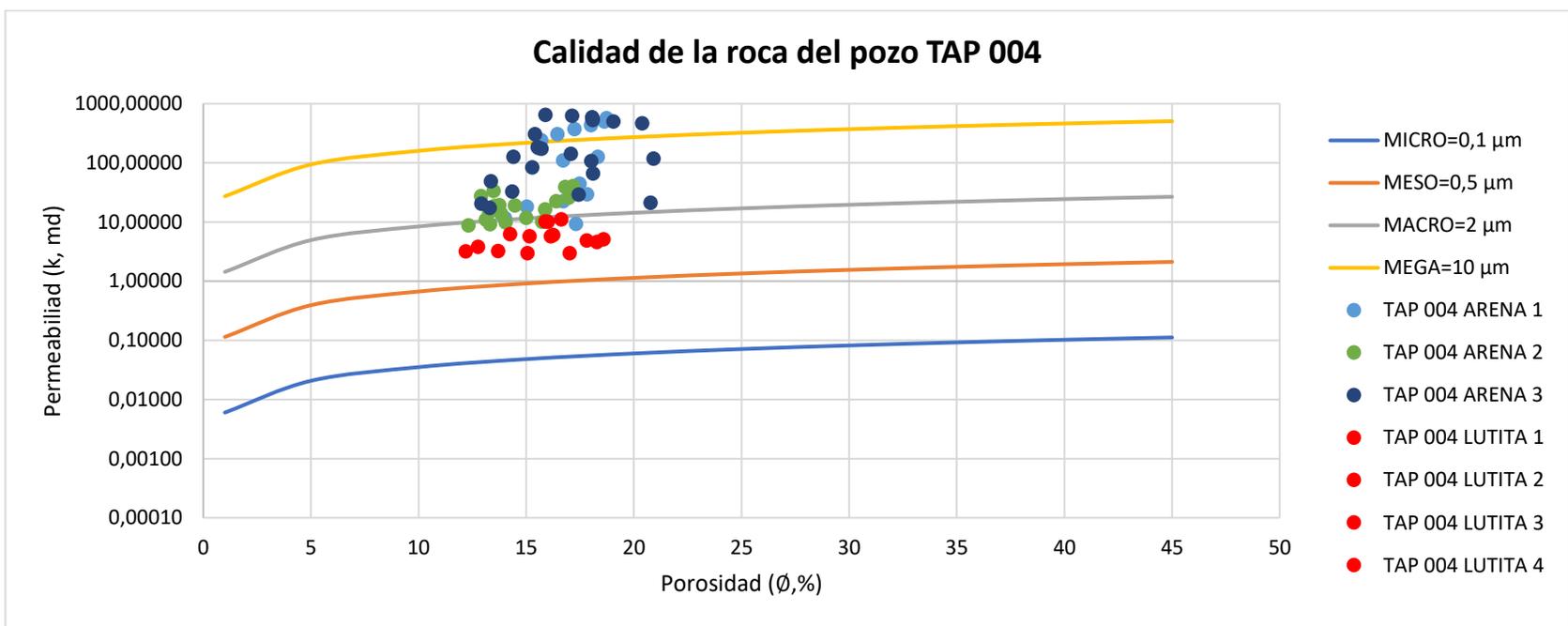
<i>R=30</i>	Por (%)	Perm (md)
<i>10 μm</i>	1	27,2333
	5	93,7102
	10	159,5604
	15	217,8373
	20	271,6835
	25	322,4580
	30	370,9116
	35	417,5167
	40	462,5956
	45	506,3812

Apéndice D Valores petrofísicos de los pozos en los campos TETETE-TAPI

TAP 004, TAP 005, TAPC 006, TAPA 007, TAPA 008

POZO TAP 004									
PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (μm)	UF	PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (μm)	UF
9145,01841	12,1867	3,213934	1,08711889	Meso	9165,01824	13,119	10,981543	2,06407063	Macro
9145,51823	12,7568	3,796674	1,16821311	Meso	9165,51805	13,318	9,228296	1,8649066	Meso
9146,01804	13,6936	3,245595	1,04073603	Meso	9166,01867	14,0433	9,885876	1,89380927	Meso
9146,51866	15,0489	2,975869	0,95392615	Meso	9166,51848	15,005	11,759655	2,02528766	Macro
9147,51829	17,3096	9,316718	1,6792149	Meso	9167,0183	15,7343	10,147686	1,83149965	Meso
9148,0181	17,8202	29,485803	3,11526509	Macro	9168,51855	17,8111	4,858373	1,16203815	Meso
9148,51792	18,3261	126,351209	6,82455772	Macro	9169,01836	18,5838	5,10321	1,17261073	Meso
9149,01854	18,73	567,061848	15,3734018	Mega	9169,51818	18,2868	4,581289	1,1129161	Meso
9149,51835	18,6242	501,788427	14,412927	Mega	9170,01799	17,0202	2,983017	0,90705062	Meso
9150,01817	18,008	436,515112	13,5451589	Mega	9173,5183	20,7681	21,147295	2,43560999	Macro
9150,51798	17,2391	371,241667	12,626009	Mega	9174,01812	20,9168	118,158509	6,22343781	Macro
9151,0186	16,4405	305,863745	11,5850926	Mega	9174,51874	20,3808	468,14713	13,3606085	Mega
9151,51841	15,6903	240,5903	10,360817	Mega	9175,01855	19,044	500,062751	14,2517427	Mega
9152,01823	15,5831	175,316985	8,73890672	Macro	9175,51837	18,084	530,716905	15,0465291	Mega
9152,51805	16,7075	110,043539	6,57828964	Macro	9176,01818	18,0778	561,37112	15,5181035	Mega
9153,01866	17,4725	44,666376	3,94230601	Macro	9176,518	18,0657	592,025274	15,9805272	Mega
9153,51848	16,7045	22,511084	2,76166359	Macro	9177,01861	17,1273	622,728615	16,8008833	Mega
9154,01829	15,0278	18,108352	2,56308909	Macro	9177,51843	15,8843	652,120806	17,7840575	Mega
9154,51811	14,0103	11,592062	2,0681783	Macro	9178,01824	15,3956	305,476369	11,9008006	Mega
9155,01792	14,2517	6,251251	1,4647716	Meso	9178,51806	15,5224	184,01565	8,98820208	Macro
9155,51854	15,1541	5,729019	1,36096589	Meso	9179,01868	15,2812	83,788632	5,88350486	Macro
9156,01836	15,8851	10,186399	1,82798039	Meso	9179,51849	14,3391	32,926236	3,6254033	Macro

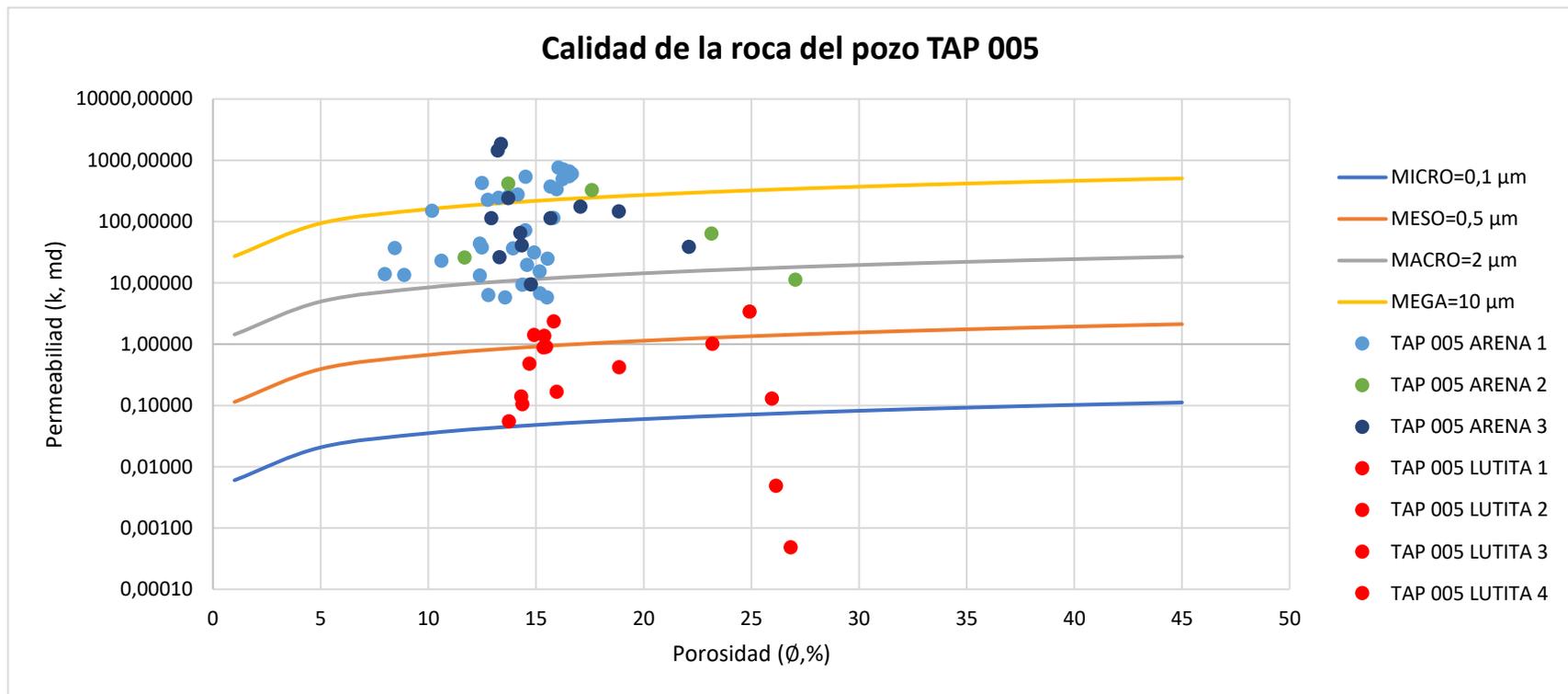
9156,51817	16,3961	22,534701	2,7849596	Macro	9180,01831	13,2989	17,35782	2,63633904	Macro
9157,01799	16,802	39,220774	3,73251643	Macro	9180,51812	12,9099	20,527527	2,92590707	Macro
9157,5186	17,1635	40,28744	3,75399208	Macro	9181,01874	13,3587	48,678215	4,62541908	Macro
9158,01842	16,9757	25,791408	2,95494378	Macro	9181,51856	14,3961	126,223971	7,5485189	Macro
9158,51823	15,872	16,447618	2,37652864	Macro	9182,01837	15,7136	173,736301	8,66531492	Macro
9159,01805	14,4632	19,079963	2,68018556	Macro	9182,51819	17,0735	142,34074	7,50404808	Macro
9159,51867	13,4812	33,547263	3,75879325	Macro	9183,018	18,0119	107,704605	6,2993704	Macro
9160,01848	12,8935	27,450109	3,43184656	Macro	9183,51862	18,1001	66,206664	4,81733916	Macro
9160,5183	12,3062	8,812497	1,87982351	Meso	9184,01843	17,4379	29,105396	3,1215188	Macro
9163,01817	13,8356	13,95062	2,30077151	Macro	9184,51825	16,6282	11,1393	1,88311252	Meso
9163,51799	13,7521	19,230439	2,74933147	Macro	9185,01806	16,2477	6,043241	1,36088695	Meso
9164,01861	13,5059	18,607092	2,72078522	Macro	9185,51868	16,1335	5,747751	1,32800395	Meso
9164,51842	13,27	14,543673	2,39539394	Macro	9186,0185	15,9962	10,109592	1,81510699	Meso



Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

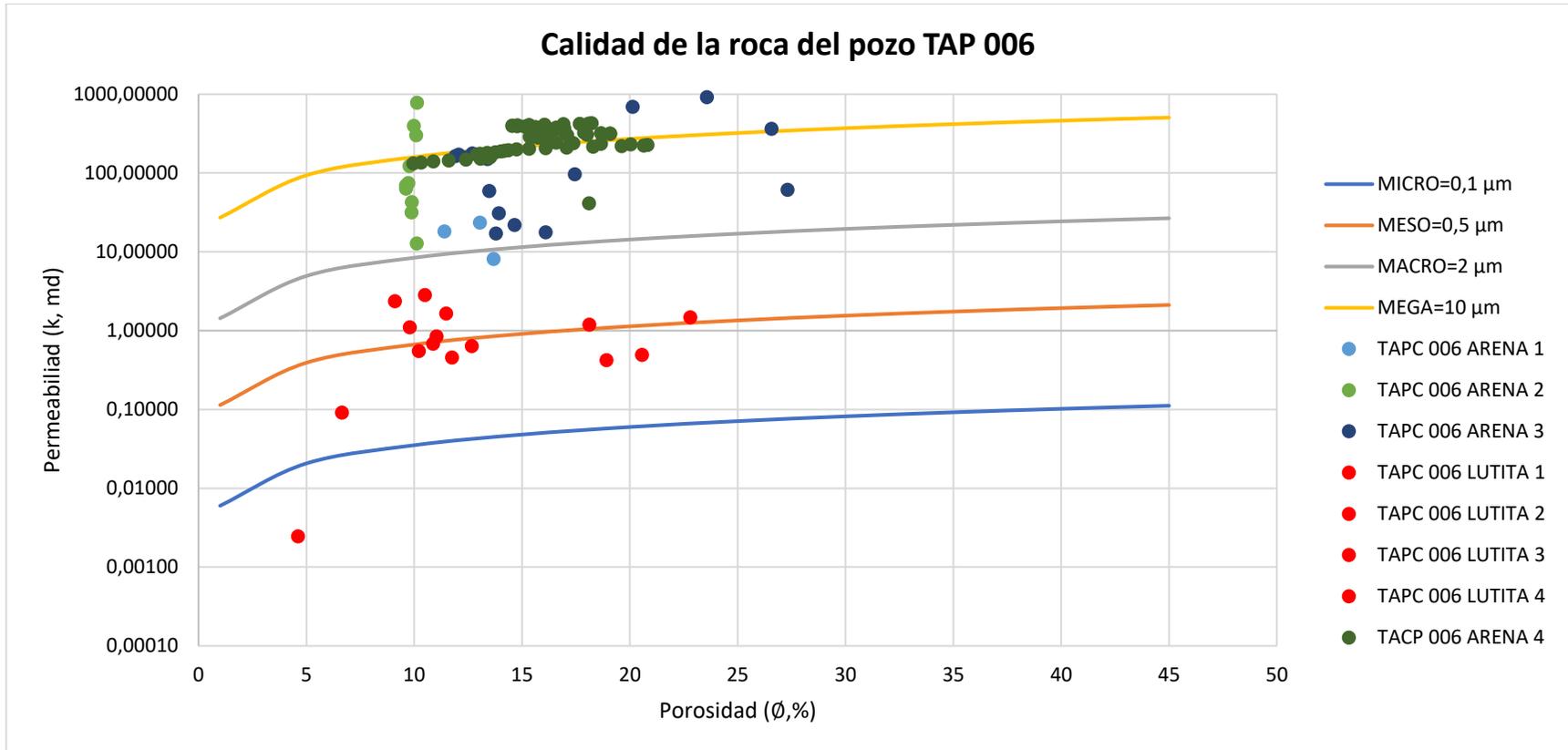
POZO TAP 005									
PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (µm)	UF	PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (µm)	UF
9119,51821	13,7471	0,054993	0,11166048	Micro	9136,51834	16,5413	552,609275	15,9699476	Mega
9120,01803	14,3081	0,139985	0,18304681	Micro	9137,01816	16,2386	496,69932	15,1821324	Mega
9120,51784	14,6998	0,482915	0,35629233	Micro	9137,51797	15,8106	115,411251	6,91021293	Macro
9121,01846	14,9094	1,415088	0,63771301	Meso	9138,01859	15,5364	24,908662	3,00909918	Macro
9122,01809	15,1895	6,814343	1,49497752	Meso	9138,51841	15,5093	5,782305	1,35462948	Meso
9122,5179	15,1701	15,437765	2,33959419	Macro	9139,51804	15,4724	0,908246	0,49263253	Micro
9123,01852	14,9119	31,48433	3,47995649	Macro	9140,01865	15,3539	0,889952	0,48875551	Micro
9123,51834	14,5051	72,508924	5,55642457	Macro	9140,51847	15,3935	1,378294	0,62020934	Meso
9124,01815	14,1466	278,159776	11,7153462	Mega	9141,01828	15,8257	2,356294	0,82200999	Meso
9124,51797	13,7465	262,561571	11,4889079	Mega	9145,01841	11,6835	26,045954	3,47559595	Macro
9125,01858	13,2682	245,231712	11,2335591	Mega	9145,51823	13,7132	417,973033	14,8309783	Mega
9125,5184	12,7552	226,225477	10,9281225	Mega	9146,01804	17,5918	328,240083	11,7037893	Mega
9126,01821	12,3908	43,992803	4,51677054	Macro	9146,51866	23,1468	64,020509	4,26550404	Macro
9126,51803	12,3964	13,177045	2,33537334	Macro	9147,01847	27,0468	11,373694	1,55270685	Meso
9127,01865	12,7899	6,360101	1,54742857	Meso	9148,51792	23,1981	1,021076	0,44306225	Micro
9127,51846	13,572	5,794254	1,43433049	Meso	9149,01854	18,8599	0,421629	0,29792739	Micro
9128,01828	14,3622	9,380882	1,82299082	Meso	9149,51835	15,9588	0,167092	0,1926179	Micro
9128,51809	14,584	19,798809	2,72541959	Macro	9150,01817	14,3645	0,105725	0,15673399	Micro
9129,01791	13,9313	36,776941	3,89846253	Macro	9152,01823	12,9311	113,867374	7,46386065	Macro
9129,51852	12,4855	37,882359	4,14872409	Macro	9152,51805	13,2208	1450,44202	29,744896	Mega
9130,01834	10,6051	23,061857	3,38677984	Macro	9153,01866	13,3688	1848,5238	33,8060541	Mega
9130,51816	8,8854	13,448738	2,71609193	Macro	9153,51848	13,7141	241,892448	10,9959089	Mega
9131,01797	7,9804	13,915354	2,89494957	Macro	9154,01829	14,343	41,00815	4,08743809	Macro
9131,51859	8,4425	36,980133	4,82570649	Macro	9154,51811	14,7683	9,484968	1,81267443	Meso
9132,0184	10,1804	151,439863	9,64562026	Macro	9158,01842	13,3057	26,235682	3,30398658	Macro
9132,51822	12,4872	427,553847	15,6184039	Mega	9158,51823	14,2781	65,854536	5,30645882	Macro

9133,01803	14,5138	539,556292	16,6523692	Mega	9159,01805	15,6696	113,77792	6,88239189	Macro
9133,51865	15,6699	375,620063	13,2269517	Mega	9159,51867	17,0656	176,087819	8,43185013	Macro
9134,01847	15,9636	338,527024	12,3985988	Mega	9160,01848	18,8546	146,772206	7,31945752	Macro
9134,51828	16,0404	765,961959	19,3406452	Mega	9160,5183	22,1094	38,650115	3,29950781	Macro
9135,0181	16,2579	714,20088	18,5094145	Mega	9161,01811	24,9236	3,405422	0,83084685	Meso
9135,51791	16,5523	660,365806	17,5995538	Mega	9161,51793	25,9522	0,130294	0,13705993	Micro
9136,01853	16,6695	606,444349	16,7486255	Mega	9162,01854	26,1518	0,004932	0,0227894	Nano
					9162,51836	26,8228	0,000488	0,006362	Nano



Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

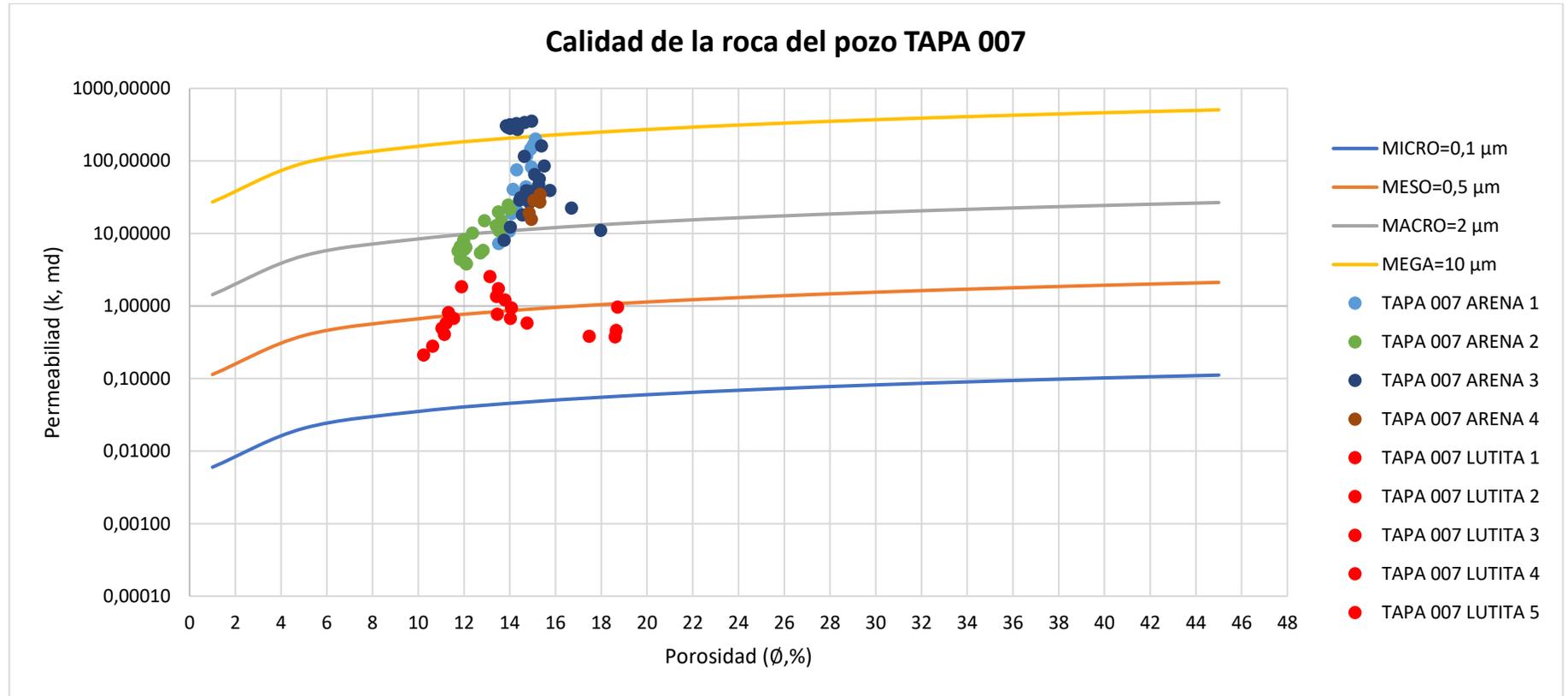
POZO TAPC 006									
PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (μm)	UF	PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (μm)	UF
9067,51818	3,2833	0,000051	0,0044688	Nano	9079,51856	10,213	0,555653	0,44829429	Micro
9068,018	4,6131	0,002466	0,03232535	Nano	9080,01837	10,8701	0,684112	0,48932398	Micro
9068,51781	6,6525	0,091585	0,20020009	Micro	9080,51819	11,486	1,6632	0,77729474	Meso
9069,01843	9,107	2,379208	1,04224756	Meso	9083,51788	13,7835	17,115445	2,57710639	Macro
9069,51824	11,3968	18,22498	2,88892357	Macro	9084,0185	13,9285	30,964542	3,5486498	Macro
9070,01806	13,0512	23,616099	3,14464538	Macro	9084,51831	13,4791	59,374182	5,13689079	Macro
9070,51787	13,6801	8,168795	1,72501522	Meso	9085,01813	12,6958	178,413325	9,61597877	Macro
9071,51831	12,6675	0,640625	0,44267209	Micro	9085,51794	12,0638	171,743695	9,62180309	Macro
9072,01812	11,7548	0,459051	0,38066902	Micro	9086,01856	11,9111	165,064159	9,4657774	Macro
9072,51794	11,0343	0,849312	0,54732714	Meso	9086,51838	12,3746	158,395324	9,10743285	Macro
9073,01775	10,4954	2,845889	1,08302291	Meso	9087,01819	13,3911	151,727177	8,60555414	Macro
9073,51837	10,1142	12,82072	2,50586024	Macro	9087,51801	14,6572	22,090211	2,88759246	Macro
9074,01818	9,885	42,979111	4,90344841	Macro	9090,01788	16,0935	17,763569	2,46433544	Macro
9074,518	9,7292	75,264422	6,70659665	Macro	9090,5185	17,4447	96,896779	6,02576981	Macro
9075,01781	9,6192	63,986343	6,16611168	Macro	9091,01832	20,1358	696,643241	16,690132	Mega
9075,51843	9,6165	70,2733	6,49123251	Macro	9091,51813	23,5763	918,842801	18,1741109	Mega
9076,01825	9,7795	123,041846	8,75640639	Macro	9092,01795	26,5616	366,816323	10,4608418	Mega
9076,51806	9,9883	398,495908	16,506135	Mega	9092,51856	27,3032	61,615479	3,89718162	Macro
9077,01788	10,1329	787,141865	23,808543	Mega	9093,5182	22,8083	1,488352	0,54836657	Meso
9077,51849	10,0882	303,149748	14,1535293	Mega	9094,01801	20,569	0,496529	0,31414646	Micro
9078,01831	9,882	31,816685	4,16023065	Macro	9094,51783	18,919	0,426296	0,29933316	Micro
9079,01794	9,7944	1,10488	0,66448116	Meso	9095,01844	18,1241	1,201429	0,53718906	Meso



Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

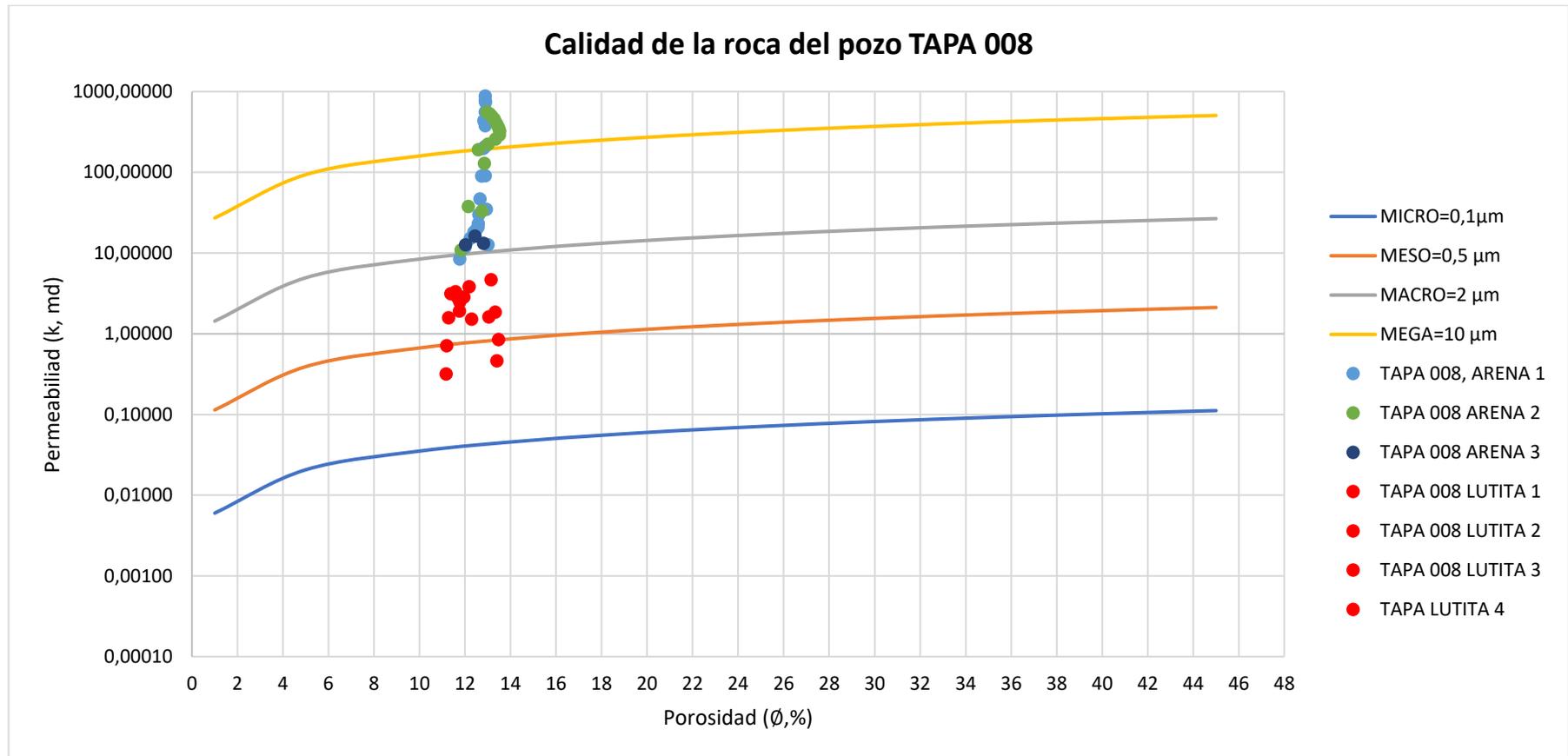
POZO TAPA 007									
PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (µm)	UF	PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (µm)	UF
9108,01909	10,2242	0,212403	0,26479669	Micro	9122,01872	13,4033	12,928156	2,23656529	Macro
9108,26899	10,625	0,282268	0,30440639	Micro	9122,26863	12,7078	5,427525	1,42271414	Meso
9108,5189	11,1265	0,407724	0,36508984	Micro	9122,51854	11,8803	1,852359	0,81286449	Meso
9108,76881	11,5357	0,677462	0,47471789	Micro	9122,76925	11,3097	0,818919	0,53099856	Meso
9109,51853	13,5024	7,29362	1,63026155	Meso	9123,01916	11,0245	0,495147	0,40759499	Micro
9109,76924	14,0813	18,947616	2,70017801	Macro	9123,26906	11,2089	0,578446	0,44069823	Micro
9110,01915	14,143	40,922626	4,10692322	Macro	9128,01891	13,7495	8,120972	1,71583326	Meso
9110,26906	14,2915	75,943634	5,73450717	Macro	9128,26882	14,0153	12,29144	2,13520563	Macro
9110,51896	14,7354	118,302717	7,21466385	Macro	9128,51873	14,542	18,114842	2,59921832	Macro
9110,76887	14,9967	161,917101	8,50285792	Macro	9128,76864	14,8582	26,782052	3,19010356	Macro
9111,01878	15,0727	176,921442	8,90626625	Macro	9129,01934	15,0986	36,780921	3,76913902	Macro
9111,26869	15,1174	202,032318	9,56499658	Macro	9129,26925	15,2581	47,229166	4,30251932	Macro
9111,51859	14,9065	145,618718	8,04381406	Macro	9129,51916	14,7151	38,893524	3,92827903	Macro
9111,7693	14,9412	82,366393	5,88400963	Macro	9129,76907	14,47	31,377885	3,51768027	Macro
9112,01921	14,6963	44,255063	4,21807577	Macro	9130,01898	14,4225	28,942655	3,37026816	Macro
9112,26912	14,3137	20,225537	2,77914708	Macro	9130,26888	14,9023	38,103735	3,86387317	Macro
9112,51903	13,9667	10,831625	1,99543695	Meso	9130,51879	15,2882	56,705951	4,75122061	Macro
9113,26875	13,1241	2,550194	0,92855225	Meso	9130,7687	15,4981	85,558838	5,91605136	Macro
9113,51866	13,4882	1,73911	0,74452317	Meso	9131,01861	15,3741	161,665427	8,40740383	Macro
9113,76857	13,7754	1,217396	0,60716602	Meso	9131,26932	14,9521	354,877078	13,0772889	Mega
9114,01927	14,0706	0,946453	0,52436643	Meso	9131,51922	14,6355	339,843671	12,8866056	Mega
9116,26924	13,7203	12,176214	2,1432977	Macro	9131,76913	14,2764	328,385389	12,7797423	Mega
9116,51915	13,9939	21,67332	2,91378119	Macro	9132,01904	14,0113	316,927108	12,6329228	Mega
9116,76906	13,9261	24,897965	3,14987437	Macro	9132,26895	13,8446	305,468826	12,4434016	Mega
9117,01897	13,4958	19,8483	2,81949434	Macro	9132,51885	13,8946	294,01059	12,1674398	Mega
9117,26888	12,8825	15,122143	2,47769836	Macro	9132,76876	14,0027	282,552308	11,8670324	Mega
9117,51878	12,3591	10,199098	2,03258544	Macro	9133,01867	14,3287	274,669942	11,5723841	Mega
9117,76869	11,9836	8,185327	1,82567741	Meso	9133,26858	14,6328	115,802183	7,1518029	Macro

9118,0186	11,8278	6,627354	1,63551075	Meso	9133,51929	15,0761	65,327222	5,16386807	Macro
9118,26931	11,9861	6,019805	1,54307441	Meso	9133,76919	15,7491	39,340033	3,84173302	Macro
9118,51922	11,938	6,065337	1,55206673	Meso	9134,0191	16,6867	22,563653	2,7664279	Macro
9118,76912	12,0297	6,221948	1,56881132	Meso	9134,26901	17,9694	11,103401	1,8195347	Meso
9119,01903	11,7252	5,787917	1,52429557	Meso	9136,76889	18,7038	0,974776	0,47284675	Micro
9119,26894	11,8633	6,321307	1,5917507	Meso	9137,01879	18,6456	0,463245	0,31517837	Micro
9119,51885	12,0033	6,925709	1,66505147	Meso	9137,2687	18,6034	0,378697	0,28255102	Micro
9119,76875	12,0691	6,482152	1,60216395	Meso	9137,51861	17,4697	0,384356	0,29247546	Micro
9120,01866	11,9315	6,118488	1,55984847	Meso	9141,01892	14,8475	19,247256	2,66351622	Macro
9120,26857	11,8491	5,441684	1,46723025	Meso	9141,26883	15,0395	28,634381	3,29214988	Macro
9120,51928	11,8206	4,445016	1,31485576	Meso	9141,51874	15,3194	34,756506	3,63199478	Macro
9120,76919	12,0528	3,953452	1,22317667	Meso	9141,76864	15,3095	27,242941	3,17980369	Macro
9121,01909	12,0991	3,84136	1,20214544	Meso	9142,01935	14,9327	15,727116	2,37918903	Macro
9121,269	12,8238	5,887916	1,48184224	Meso	9142,76908	13,4114	1,360865	0,65261598	Meso
9121,51891	13,5325	10,927896	2,03189246	Macro	9143,01898	13,4422	0,776144	0,47955773	Micro
9121,76882	13,6309	15,050418	2,41334138	Macro	9143,26889	14,0221	0,676766	0,43710763	Micro
					9143,5188	14,7435	0,586286	0,3956796	Micro



Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)

POZO TAPA 008									
PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (µm)	UF	PROF (ft)	PHIA (%)	K (md)	R 30 (µm)	UF
9115,81962	13,3942	0,465843	0,3632637	Micro	9123,06935	11,1682	0,32019	0,31937808	Micro
9116,06953	13,4685	0,852671	0,50445613	Meso	9125,81914	12,738	33,372322	3,83839665	Macro
9116,31944	13,3267	1,865136	0,7774906	Meso	9126,06985	12,8508	129,924731	8,0433832	Macro
9116,56935	13,1461	4,676653	1,29288475	Meso	9126,31975	12,9571	562,950459	17,8753234	Mega
9116,81925	13,0121	12,674295	2,24013102	Macro	9126,56966	13,0806	529,156997	17,2114368	Mega
9117,06916	12,9405	35,027323	3,9153551	Macro	9126,81957	13,1818	495,332388	16,5469947	Mega
9117,31987	12,8921	91,412156	6,62724799	Macro	9127,06948	13,2719	461,5076435	15,873546	Mega
9117,56978	12,8793	208,422195	10,4065698	Mega	9127,31938	13,3316	427,6828991	15,1975337	Mega
9117,81969	12,886	381,073185	14,4731138	Mega	9127,56929	13,3974	393,8581547	14,4978056	Mega
9118,06959	12,8899	561,074131	17,8817189	Mega	9127,8192	13,4717	360,0335457	13,7708959	Mega
9118,3195	12,8976	742,024638	20,8307585	Mega	9128,06911	13,524	326,2088012	13,0262067	Mega
9118,56941	12,8891	881,229043	22,8912804	Mega	9128,31982	13,5134	292,2756425	12,2706458	Mega
9118,81932	12,8927	773,747165	21,3166652	Mega	9128,56972	13,3401	258,4510334	11,5346415	Mega
9119,06923	12,8311	438,576658	15,6577034	Mega	9128,81963	13,0085	224,626289	10,7962642	Mega
9119,31913	12,7982	199,687401	10,1927009	Mega	9129,06954	12,584	190,741297	10,0110449	Mega
9119,56984	12,7292	90,659676	6,63268055	Macro	9129,31945	12,149	37,81397	4,19245849	Macro
9119,81975	12,6589	47,193555	4,65165531	Macro	9129,56935	11,8208	10,893498	2,14693482	Macro
9120,06966	12,6094	30,009412	3,63720842	Macro	9130,06917	11,6523	2,852589	1,03782218	Meso
9120,31957	12,5809	23,294826	3,16965513	Macro	9130,31988	11,7635	2,503491	0,96245255	Meso
9120,56947	12,5713	21,065181	3,0008928	Macro	9130,56979	11,9421	2,858035	1,02824132	Meso
9120,81938	12,5073	19,923476	2,91705097	Macro	9130,81969	12,1752	3,837318	1,19829359	Meso
9121,06929	12,3896	18,164761	2,78429072	Macro	9133,81939	12,8118	13,193098	2,30480098	Macro
9121,3192	12,2288	15,320325	2,55058834	Macro	9134,0693	12,4327	16,284757	2,61894797	Macro
9121,5691	12,0027	11,846856	2,23338575	Macro	9134,3192	12,0195	12,762863	2,3248842	Macro
9121,81981	11,769	8,482532	1,87582723	Meso	9134,81982	11,5807	3,321688	1,13087516	Meso
9122,31963	11,3781	3,139667	1,10470426	Meso	9135,06973	11,7525	1,915897	0,83176925	Meso
9122,56954	11,2794	1,584195	0,76266744	Meso	9135,31964	12,2882	1,529472	0,72170405	Meso



Fuente: Bermúdez y Valdez, (2021)