

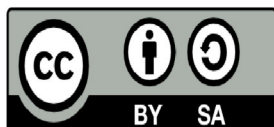
Di Pietro, María Belén

# Análisis de los parámetros eléctricos de la roca y su importancia en la evaluación de proyectos de petróleo y gas

2022

*Instituto: Ingeniería y Agronomía*

*Carrera: Ingeniería en Petróleo*



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons.

Atribución – Compartir igual 4.0

<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

Documento descargado de RID - UNAJ Repositorio Institucional Digital de la Universidad Nacional Arturo Jauretche

Cita recomendada:

Di Pietro, M. B. (2022). *Análisis de los parámetros eléctricos de la roca y su importancia en la evaluación de proyectos de petróleo y gas* [trabajo final de grado, Universidad Nacional Arturo Jauretche]. Disponible en RID - UNAJ Repositorio Institucional Digital UNAJ

<https://biblioteca.unaj.edu.ar/rid-unaj-repositorio-institucional-digital-unaj>

# UNIVERSIDAD NACIONAL ARTURO JAURETCHE

*Análisis de los parámetros eléctricos de la roca y su importancia en la  
evaluación de proyectos de petróleo y gas.*

TRABAJO RECEPCIONAL EN LA MODALIDAD DE:

**PRÁCTICA PROFESIONAL SUPERVISADA**

COMO REQUISITO PARA OBTENER EL TÍTULO DE

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

Alumno: **Di Pietro, María Belén**

Florencio Varela, Prov. de Buenos Aires

Tutor Académico: Lic. en Geología, Selva Carlos.

Tutor organizacional: Petrofísico, Cabello Ernesto D.

## Resumen:

En el presente trabajo, se lleva a cabo el análisis de las propiedades eléctricas de la roca, y su importancia en la evaluación de proyectos de petróleo y gas, presentes en el miembro Troncoso, perteneciente a la formación Huitrín de la cuenca Neuquina, a partir de las ecuaciones características del Factor de Formación "FF", Índice de Resistividad "IR" y sus aplicaciones en la Ecuación de Archie.

La evaluación de las propiedades eléctricas de las formaciones está determinada desde un punto de vista tanto físico como experimental, a partir de la porosidad, factores de cementación, resistividades y la saturación del agua ( $S_w$ ) de formación, entre otros.

Los valores obtenidos en el FF, IR y sus aplicaciones en la Ecuación de Archie, resultan de gran importancia, ya que relacionan la resistividad de la formación con la porosidad de la misma y el grado de cementación, y permite conocer la saturación de agua pudiendo así inferirse de forma indirecta la saturación de hidrocarburos debido a que asumimos que en la formación coexisten agua e hidrocarburos líquidos y gaseosos y que la suma de ellos es igual al 100% del fluido presente.

De esta manera, y a través de estudios petrofísicos, se analizan estos parámetros, y se evalúan las propiedades de las rocas presentes en los yacimientos.

También permite obtener el factor de recobro, el cual se define como el cociente entre la cantidad de hidrocarburo, que es posible extraer de la formación y la cantidad de hidrocarburo existente, es decir el Petróleo Original in situ. (OOIP)

Dichas ecuaciones han sido utilizadas en trabajos que se citan en la bibliografía de este informe, para así lograr una caracterización de la roca en función de su calidad como reservorio y posible roca productora.

Cabe destacar que la ecuación de Archie, sólo es recomendable para una cierta clase de rocas petrofísicamente simples, las cuales deben ser en su mayoría arenas limpias o con escasos contenido de arcillas.

En las rocas con minerales conductores, tales como las arenas arcillosas, el análisis es más complejo, y excede al proyecto.

Para la realización de este informe se analizaron diferentes muestras pertenecientes al miembro (Mb). Troncoso, cuyas profundidades varían entre los 1000 mbbp<sup>1</sup> y los 1500 mbbp con porosidades promedio de 15,6%, calculadas por el método de Boyle.

Se obtuvieron los datos del factor de cementación "m", el cual nos indica cuán consolidada se encuentra la roca, con un valor cercano a 2; la resistividad de agua de formación  $R_w$  y de la formación  $R_t$ , siendo el valor aproximado de  $R_w = 0,064 \Omega.m$ , evaluadas a 18°C y de  $R_t = 100 \Omega.m$ .

## ÍNDICE

1.- Introducción.....	4
1.1.- Introducción	
2.- Objetivos.....	4
3.- Marco Teórico.....	5
3.1.- Porosidad	
3.2.- Saturación de fluidos	
3.3.- Resistividad:.....	6
3.3.1.- Resistividad del agua formación	
3.3.2.- Resistividad de la formación	
3.4.- Factor de Formación.....	7
3.5.- Índice de Resistividad.....	9
3.6.- Ecuación de Archie y parámetros característicos.....	12
4.- Muestras Analizadas.....	18
3.1.- Resumen de estudios realizados.	
5.- Desarrollo.....	19
5.1.- Determinación FF, IR, Sw, y del tipo de roca.	
5.2.- Relación de la práctica profesional con el medioambiente, aplicación de Normas, y oportunidades de mejora.	
6.- Conclusiones.....	29
6.1-Reflexión sobre la práctica profesional supervisada como espacio de formación.	
7.- Bibliografía.....	30
8.- Anexos.....	31
9.- Agradecimientos.....	32



## **1. Introducción.**

### **1.1.- Introducción:**

El presente documento contiene el informe de la práctica profesional supervisada realizada en los laboratorios de estudios geológicos y petrofísicos de LCV SRL., por la estudiante de la carrera de Ingeniería en Petróleo María Belén Di Pietro, como requisito para la finalización de estudios y obtención del título de Ingeniero en Petróleo.

El desarrollo de la práctica resultó de la integración y aplicación de los conocimientos adquiridos durante la carrera de Ingeniería en Petróleo, la cual es dictada en la Universidad Nacional Arturo Jauretche, los cuales permitieron evaluar las propiedades eléctricas de las rocas e inferir si existen materiales conductores presentes, y así determinar la calidad de roca reservorio y su potencial productor.

Como se explicó anteriormente, el estudio se realizó en muestras pertenecientes al Mb. Troncoso de la cuenca Neuquina.

Por razones de confidencialidad del origen específico de los resultados, no se menciona el área en estudio, y por esta razón en todo el trabajo se la denominará como "área propuesta".

Para la realización de este trabajo, el mismo fue dividido en varias etapas.

En la primera etapa, se define el o los objetivos propuestos y el alcance del/los mismos, y en la segunda etapa, se muestran los principios básicos utilizados en las muestras, que fueron analizadas y las metodologías utilizadas.

Para finalizar, se presentan las conclusiones, la bibliografía utilizada, anexos presentando el cronograma estimado para el desarrollo del informe y se mencionan los conceptos de las asignaturas dictadas en la Universidad que se han aplicado junto a los agradecimientos.

### **2.-Objetivos:**

Los objetivos del presente trabajo son la realización y el posterior análisis de los estudios petrofísicos, los cuales nos brindarán datos importantes para la descripción de la roca reservorio y su composición. Por otro lado, se analizarán las normas aplicadas para la realización de dichos estudios, las oportunidades de mejora, y como todo esto puede llegar a impactar, o no, en el medio ambiente.

Uno de los parámetros a estudiar es la porosidad, que es la capacidad de la roca de almacenar fluidos, y es una medida que se puede lograr de manera directa.

Por otro lado, es necesario tener en cuenta las propiedades eléctricas de la roca, ya que de esta manera se puede inferir qué fluidos hay dentro de la misma y, en parte, cómo está compuesta.

Debido a esto, las propiedades eléctricas de la roca se determinan midiendo el Factor de Formación, e Índice de Resistividad, diferentes saturaciones y de esta manera, se puede evaluar a la formación y su composición, relacionando así la existencia o no de materiales conductores dentro de la misma, como así también las resistividades del agua de formación.

### 3.- Marco Teórico:

#### 3.1.-Porosidad

La porosidad es una de las propiedades más importantes de la roca reservorio, y se la define como la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee la misma. Es el volumen de la roca que no está ocupado por material sólido, o sea la matriz rocosa, la cual está representada por un sólido ideal que tiene las mismas características que la materia granulada, pero sin el espacio poroso.

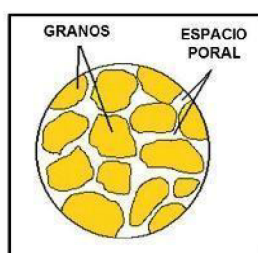


Figura 1. Esquema representativo del espacio poral en una roca.

#### Figura 1: Esquema representativo del espacio poral de la roca.

Para que un yacimiento sea comercialmente productivo debe poseer una porosidad suficiente para almacenar un volumen comercialmente rentable de hidrocarburos.

La porosidad puede ser clasificada y se pueden distinguir las diferentes porosidades según:

a) **Porosidad Efectiva** (poros comunicados):

Es la que relaciona el volumen poral de los poros interconectados con el volumen aparente (Bulk<sup>1</sup>), siendo esta una herramienta importante para la estimación de petróleo o gas in situ.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_k} = \frac{V_t - V_g}{V_k} \text{ [Ec. 1]}$$

Siendo:

- $V_p = \text{volumen poral}$

<sup>1</sup> Bulk: volumen total/aparente.

- $V_k = \text{volumen Bulk}$
- $V_g = \text{volumen de grano.}$
- $V_t = \text{volumen total}$

b) **Porosidad Primaria** (depende del origen y tiempo de depositación de las rocas):  
Es aquella sincrónica con la depositación del estrato. Este tipo de porosidad es propia de las rocas sedimentarias como las areniscas.

c) **Porosidad Secundaria:** Es aquella generada a través de la alteración de la roca, como procesos de dolomitización, disolución o fracturamiento.

Dependiendo del tipo de porosidad, se verá afectada la capacidad de almacenamiento y extracción de fluidos de una roca.

### 3.2.- Saturación de fluidos:

Definimos a la saturación de fluidos como la relación entre el volumen de fluidos contenido en el espacio poroso y su volumen poroso efectivo.

A lo largo del tiempo geológico, y debido a la migración del petróleo o gas formado, éstos fueron desplazando al agua de los espacios porosos de mayor tamaño. Es por ello que la determinación de la saturación de agua es un objetivo fundamental en la evaluación de las formaciones.

Al evaluar un intervalo potencialmente petrolífero/gasífero, se asume que la fracción del espacio poroso no ocupado por agua contiene hidrocarburo en condiciones de reservorio.

La resistividad de una roca saturada de agua ( $R_i$ ) depende de la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) y de la composición de la roca.

### 3.3.- Resistividad:

Es la capacidad de un material para resistir la conducción eléctrica, siendo ésta la inversa de la conductividad y su medida es Ohm\*m. Es una propiedad del material, mientras que la resistencia, también depende del volumen medido.

Si suponemos un cilindro de superficie A, por el cual circula corriente, entonces podemos escribir a la resistividad como:

$$\rho = \frac{R \cdot A}{L} \text{ [Ec.2]}$$

Con R= resistencia, A= área del cilindro, L= largo del cilindro,  $\rho$ = resistividad del material, por lo que de la Ec.2 podemos despejar a la resistencia R, la cual también depende del volumen medido.

$$R = \frac{L \cdot \rho}{A} \text{ [Ec.3]}$$

Las resistividades que nos interesan para este informe, son:

### **3.3.1.- Resistividad del agua de formación ( $R_w$ ):**

Es uno de los parámetros más importante para el análisis de la saturación de fluidos, ya que mediante la evaluación de  $R_w$ , se puede calcular la saturación de fluidos del espacio poroso de la roca yacimiento, debido a que suelen existir variaciones considerables en la salinidad del agua y estas nos dan un indicador de la zona que está siendo analizada.

Estos valores se determinan mediante toma de muestra del agua de formación, sobre las cuales se realizan análisis químicos, como así también a través de otras fuentes de información (catálogos de información, análisis de datos de una curva SP (perfiles, etc.).

### **3.3.2.- Resistividad de la Formación ( $R_t$ ):**

Este es un parámetro físico muy útil, ya que a través de éste se puede inferir la litología y el contenido de fluidos de la formación.

Si bien las formaciones geológicas conducen la corriente eléctrica, éstas lo realizan principalmente mediante el agua que contienen, aunque la presencia de materiales conductores, afectan la conductividad eléctrica en la formación.

El valor de  $R_t$  nos va a indicar la presencia de hidrocarburos líquidos o gaseosos ya que estos no conducen la electricidad.

La facilidad con la que iones de electrolitos, los cuales son generalmente de Na (sodio) y Cl (cloro), atraviesan el medio poroso determina la resistividad de la roca.

Rocas con alta porosidad, y poros grandes bien conectados, poseen baja resistividad, a su vez, rocas de muy baja porosidad, y con sistemas porales sinuosos y restringidos, poseen una resistividad alta.

Los hidrocarburos también restringen la trayectoria del flujo de iones y aumentan la resistividad de las rocas.

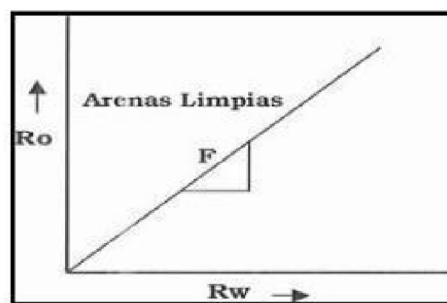
Para cuantificar esto en la práctica, se utiliza la Ecuación de Archie y ciertos parámetros que a continuación se definirán.

### **3.4.- Factor de Formación:**

Si bien uno de los objetivos básicos para el análisis de formaciones es la determinación de los volúmenes de petróleo, gas y agua que ocupan el espacio poroso, éstos se realizan determinando en cierta forma las saturaciones, aunque a veces, existen circunstancias en las cuales se dificulta esta medición, por lo tanto, será imprescindible conocer las limitaciones para la utilización de estos métodos.

Como comentamos en párrafos anteriores, la conductividad eléctrica de las rocas depende casi exclusivamente del transporte de iones, es por ello que si se realizan análisis sobre rocas limpias (libres de arcillas u otros minerales conductores), se puede determinar que, saturando la roca con agua salada (salmuera) de salinidad variable, entre rangos de 20 a 100000 ppm de NaCl, se puede apreciar que la resistividad de la muestra de roca saturada con agua salada,  $R_o$ , se incrementa linealmente con la resistividad del agua salada  $R_w$ , y a esta constante se la denomina **Factor de Formación** de la roca:

$$R_o = F * R_w \text{ [Ec.4]}$$



Relación de resistividad de una arena limpia saturada de agua  $R_o$  vs resistividad del agua saturante  $R_w$ . (Archie, 1942).

### Figura 2: Relación de $R_o$ vs $R_w$

Se puede inferir que el factor de formación es la relación que existe entre la resistividad de la roca 100% saturada en un agua de resistividad  $R_w$  y la resistividad de esa agua, no obstante, esta relación generalmente es verdadera si el yacimiento no contiene arcilla y tiene una porosidad intergranular y homogénea.

También podemos concluir que el Factor de formación (FF), es la relación de la tortuosidad<sup>2</sup> al cuadrado dividido la porosidad.

$$FF = \frac{\tau^2}{\Phi} \text{ [Ec.5]}$$

<sup>2</sup>Medida de la complejidad de un medio poroso.

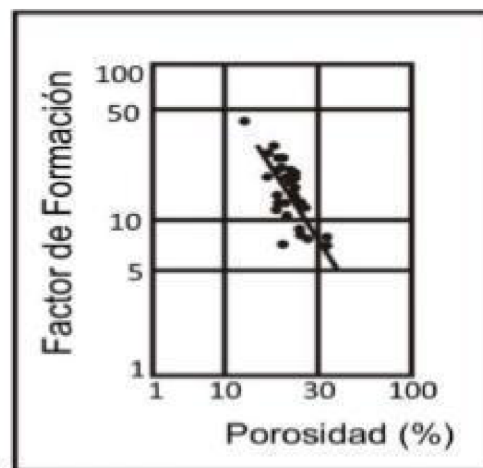
Si graficamos nuevamente el factor de formación vs la porosidad en escala doble logarítmico, se puede encontrar otra tendencia lineal (opuesta a la anterior), con lo cual podemos escribir:

$$FF = \frac{a}{\Phi^m} \quad \text{[Ec.6]}$$

Siendo el exponente “m” el que representa la tendencia de la pendiente negativa, y “a” generalmente es de valor 1, aunque puede tener mucha variación.

Estos valores de “a” y “m” varían de acuerdo a la geometría poral, “m” varía con el grado de consolidación de la roca, es por ello que generalmente se le llama **exponente de cementación**, y en medidas de laboratorio puede variar entre 1,2 a 2,1 para arenas.

Y el coeficiente “a” puede tener mucha variación, se toman valores entre 0,62 y 1 (usualmente se utiliza el valor 1).



Gráfica de Archie del factor eléctrico de la formación. (Archie, 1942)

**Figura 3: Factor de formación vs % Porosidad.**

### 3.5.- Índice de Resistividad:

Otro valor a tener en cuenta, es el índice de resistividad.

Considerando una roca saturada mayoritariamente por hidrocarburos y parcialmente saturada de agua se puede definir al **Índice de Resistividad** como la relación que existe entre la resistividad  $R_t$  de la roca y la resistividad de una formación saturada en 100% agua  $R_0$ , y cuya ecuación es:

$$IR = \frac{R_t}{R_0} \quad \text{[Ec.7]}$$



Dado que resulta complicado experimentar con rocas parcialmente saturadas, es necesario efectuar los análisis con reporte de datos, y de esta manera realizar una correlación entre los mismos, con el fin de lograr un modelo para la interpretación de la saturación del agua de formación.

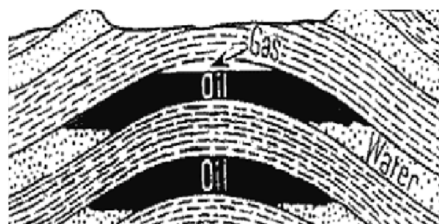
Pero ¿qué es el agua de formación?

Si bien en párrafos anteriores la hemos nombrado, es necesario definirla de manera apropiada para poder analizar las características que posee la misma.

El agua de formación o de producción, es el agua asociada con el petróleo existente en los yacimientos y ésta sale a la superficie junto con el gas y el petróleo.

Esta agua tiene las siguientes características:

- Su salinidad es mayor al agua dulce y es muy variable dependiendo de la zona, la profundidad dentro de un mismo reservorio, etc. Su valor en Argentina oscila aproximadamente entre 5000 y 150000 ppm expresada como cloruros.
- Puede contener metales pesados, altos niveles de sales y fracciones de crudo en emulsión o dilución.
- Puede ser radiactiva.
- Debe ser reinyectada o tratada apropiadamente para evitar daños ambientales o a la salud.
- Puede contaminar el agua subterránea de consumo humano.



**Figura 4: Distribución de los fluidos en la roca reservorio.**

A esta agua, se le realizan análisis físico-químicos, y de esta forma se pueden obtener parámetros como su resistividad y salinidad total.





## Resistivity of NaCl Solutions

Gen-9

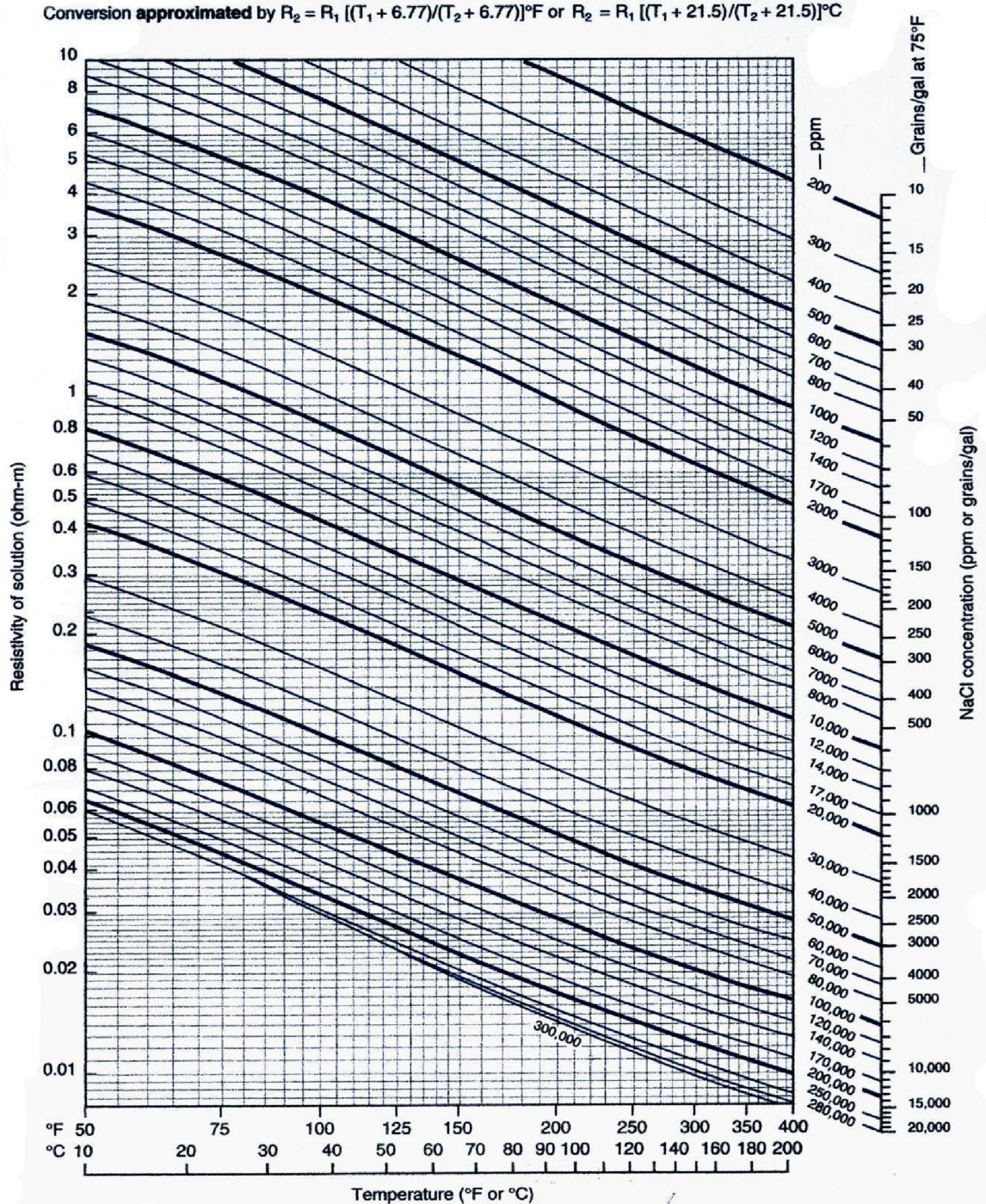


Figura 5: Resistividad del Cloruro de Sodio en solución vs la temperatura

Para el cálculo de la saturación del agua, y para nuestro informe, haremos hincapié en el **Modelo de Archie**, el cuál es aplicable a rocas limpias, clásticas o carbonáticas.

Si bien existen otros modelos, no son aplicables para nuestro análisis.

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \quad [\text{Ec.8}]$$

De donde:

- a = constante
- m = exponente de cementación.
- n = exponente de saturación.
- $R_w$  = resistividad del agua de formación
- $R_t$  = resistividad de la formación
- $\phi$  = Porosidad

Cuya representación gráfica de esta fórmula, es el diagrama de pickett plot<sup>3</sup>.

Diagrama de pickett plot:

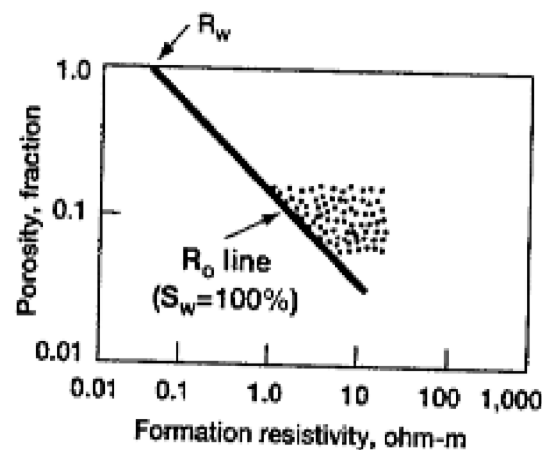
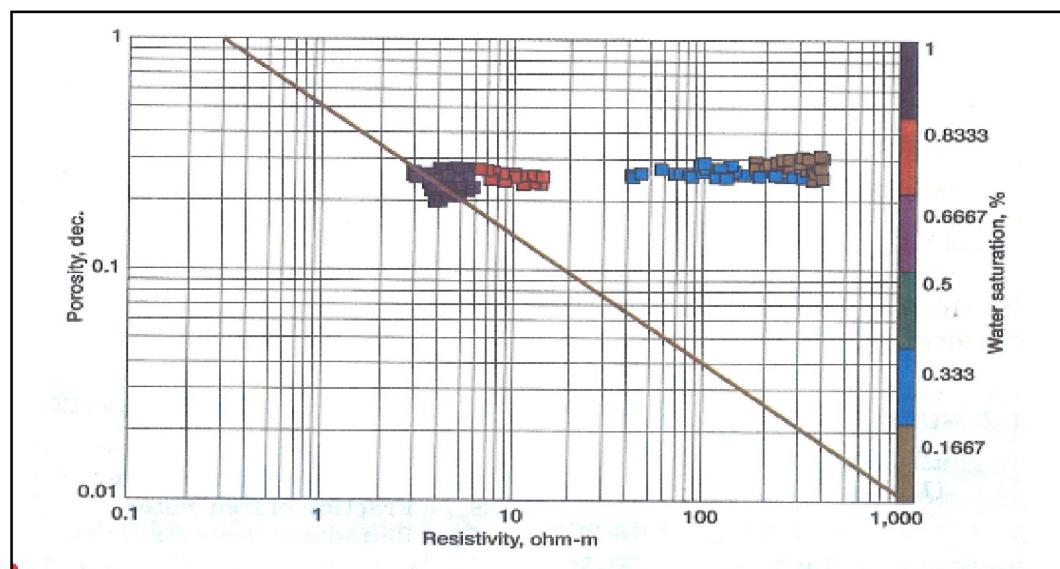


Figura 6: Representación de la fórmula de Archie. Relación entre  $R_w$  con  $\phi$ .

<sup>3</sup> Es una representación de la fórmula de Archie, función de la  $R_w$  con la porosidad.



También se lo puede representar a través de la gráfica plot-log de porosidad y resistividad.



**Figura 7: Relación entre la porosidad con la resistividad y la Saturación de agua.**

Para el análisis de la Ecuación de Archie, y teniendo en cuenta a los parámetros involucrados, es necesario saber que éstos son propios de cada estudio, y que no hay valores generales; las fuentes de datos pueden ser:

- $\phi$ : a través de datos de laboratorio de petrofísica, perfiles.
- $R_t$ : a través del factor de formación, o de perfiles.
- $R_w$ : se determina de varias formas, estas pueden ser a través de la salinidad del agua de producción, o medida en laboratorio.
- Calculado por perfiles en la zona acuífera con  $S_w$  (Archie, pickett)
- Valor "Conocido"
- $a$ ,  $m$ ,  $n$ : medidos en laboratorio

Si bien el cálculo de los parámetros,  $a$ ,  $m$ , y  $n$ , resulta caro y a veces inviable, se asumen valores conocidos y se calculan mediante tablas, datos, perfiles, etc.

#### Parámetros "a" y "m":

Éstos se estiman del gráfico del factor de formación para diferentes litologías, siendo la pendiente de la recta  $m$ , y la intercepción es  $a=1$ .

Así se puede divisar que, para diferentes tipos de roca,  $m$  toma diferentes valores, y esto se debe a que  $m$ , es función de la conectividad de los poros, o de la geometría de los mismos (tortuosidad).

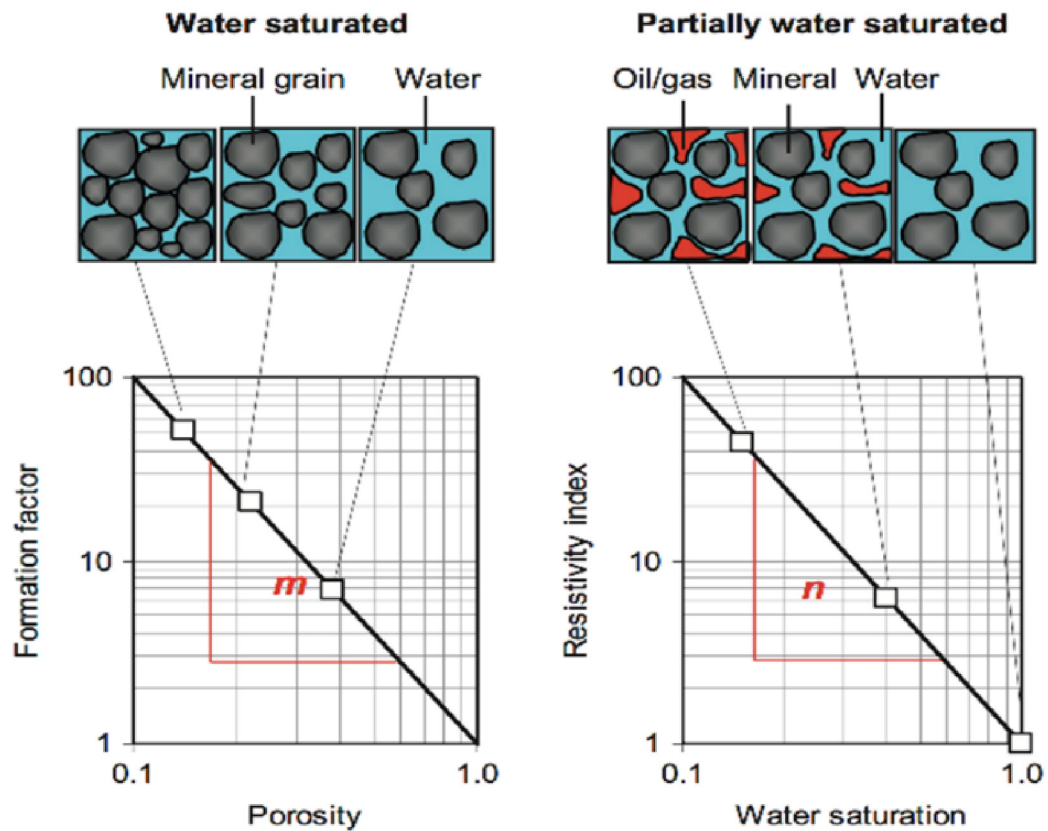


Figura 8: Representación de la ecuación de Archie y de los parámetros “m” y “n”.

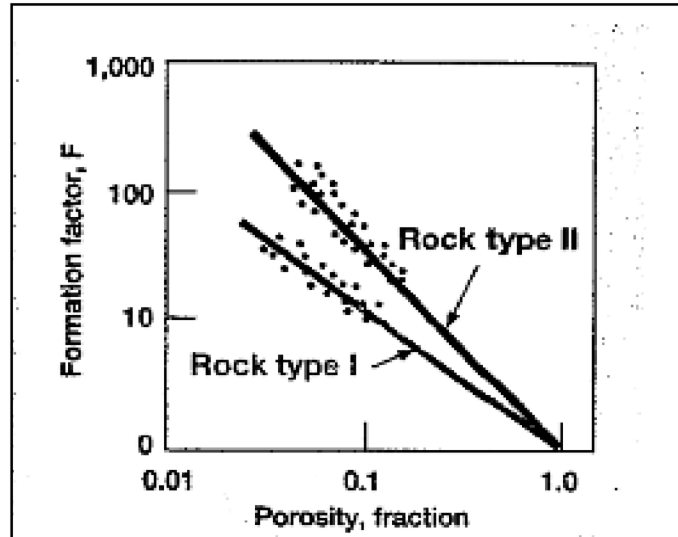


Figura 9: Relación entre la porosidad y el FF.

Ejemplo del parámetro m:

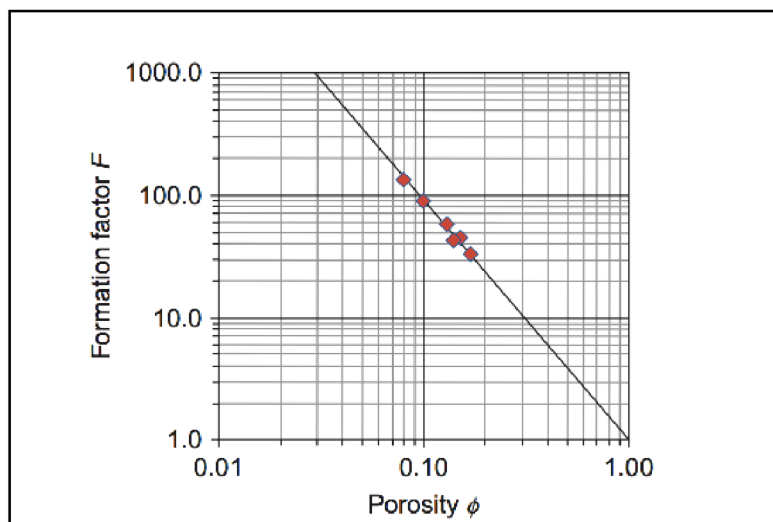


Figura 10, Ejemplo del valor de m para una arenisca en el gráfico de FF vs.  $\phi$  cuando  $FF = \frac{a}{\phi^{1.96}}$  con  $m=1,96$ .

Parámetros **m** a tener en cuenta:

Gráfico de Pirson:

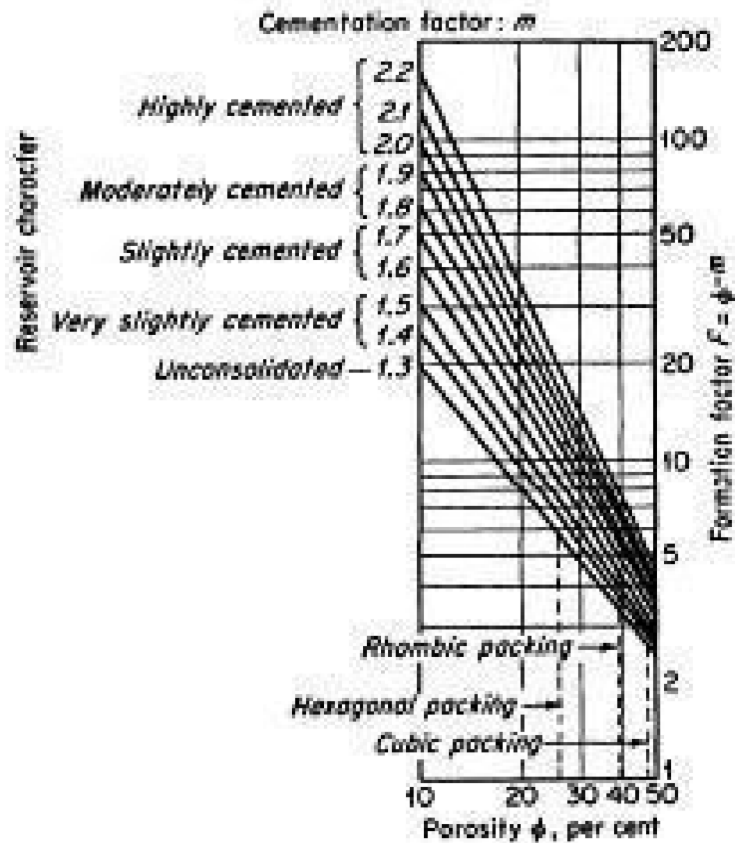
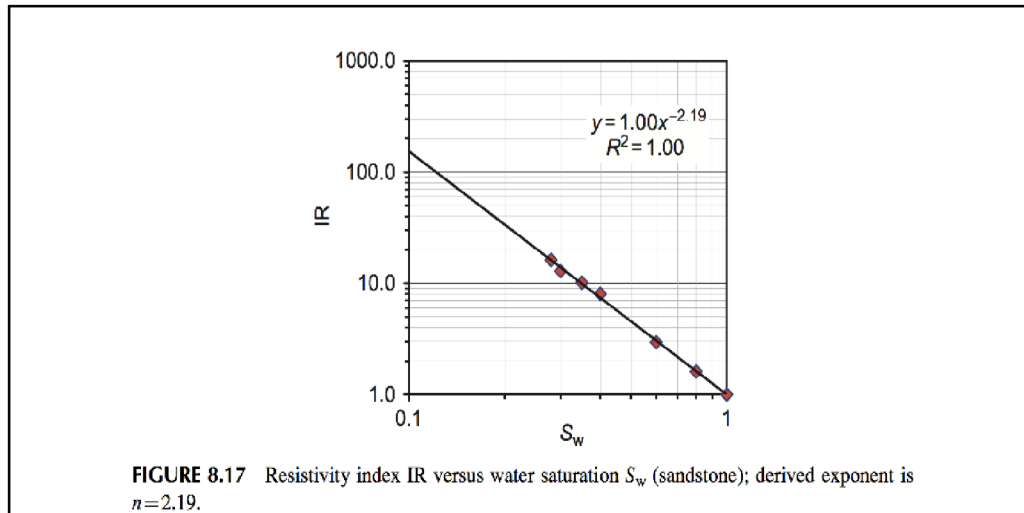


Figura 11: Relación entre el % de porosidad y el factor de cementación “m”

El parámetro “n”, es diferente para diferentes litologías. Es una medida del grado de conductividad de los fluidos (agua).

Medido a varias saturaciones, “n” es función de las propiedades de los fluidos, de la composición mineralógica de la roca y de la tortuosidad.

Ejemplo de n:



**Figura 12: Ejemplo del valor de “n” para una arenisca en el gráfico de IR vs. Sw**

Toda esta información, se puede complementar con perfiles, como mencionamos anteriormente, para lograr un mejor análisis de la zona a relevar, y, mediante estos análisis, se puede concluir en la determinación del espesor útil “H”, el cual nos permitirá el cálculo aproximado del **POIS** (Petróleo original in situ) y/o **GOIS** (gas original in situ) de la zona, o sea de la capa productiva y en definitiva el volumen de petróleo o gas que incorporará el pozo.

Siendo el **POIS**, el petróleo original en sitio, y cuya fórmula es:

$$POIS = \frac{A \cdot H \cdot \Phi \cdot (1 - S_w)}{B_o} \quad [\text{Ec.9}]$$

Con:

- A= área de análisis.
- H= espesor útil.
- $\Phi$ = porosidad.
- $B_o$ =factor volumétrico del petróleo (puede ser  $B_g$  en caso de que fuera gas).
- $S_w$ = saturación de agua.

#### 4.- Muestras Analizadas:

##### 4.1.- Resumen de estudios

Para la realización de estos estudios, se utilizó la información suministrada por estudios preexistentes del laboratorio LCV SRL de diferentes pozos del área propuesta sobre la formación Huitrín específicamente el miembro Troncoso, el cual ha sido de gran desarrollo hidrocarburífero-gasífero en la Cuenca Neuquina, y constituye reservorios formados por evaporitas, calizas y depósitos clásticos de areniscas, de buena porosidad y permeabilidad.

Las muestras analizadas cuentan con datos de petrofísica básica. Se realizaron análisis de las propiedades eléctricas sobre una cantidad de 8 muestras de plugs<sup>4</sup> que han sido seleccionados de acuerdo a consideraciones profesionales.

El agua utilizada en este ensayo se sintetizó utilizando 132,6 gr/l de NaCl y 14,4 gr/l KCl.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los resultados de los estudios realizados en las muestras:

MUESTRA	POROSIDAD %	FACTOR DE FORMACION	RESISTIVIDAD (Ro) [ $\Omega \cdot m$ ]	m	n
1	17,70	38,50	2,46	2,11	1,76
2	12,80	47,50	3,04	1,88	1,85
3	21,10	17,10	1,09	1,82	2,02
4	16,70	30,80	1,97	1,92	2,10
5	23,90	15,40	1,53	2,33	1,59
6	14,80	29,50	1,80	2,49	1,70
7	18,00	34,50	1,54	2,23	1,49
8	25,00	15,80	1,95	2,28	1,54

**Tabla 1.**

Con:  $R_w$  a 18.3 °C: 0.064 [ $\Omega \cdot m$ ]

Factor de Formación (Archie):  $FF = 1 \times \Phi^{-1,93}$  ( $\Phi$ =Porosidad)

<sup>4</sup>Tipo de muestras cilíndricas comúnmente extraída de testigos corona, utilizada para distintos tipos de ensayos de caracterización.



## 5.- Desarrollo:

### 5.1.-Determinación FF, IR, Sw y del tipo de roca.

A partir de los resultados proporcionados por la petrofísica básica, los cuales se muestran en la tabla 1, se realizaron los análisis correspondientes del Factor de formación "FF" e Índice de resistividad "IR", y por consiguiente su relación con la Saturación de agua " $S_w$ ".

Las muestras se dividieron en dos grupos de manera tal que el análisis se realizase de una forma cualitativa obteniéndose así, los resultados de porosidad, FF y de  $R_0$  y las gráficas de cada uno de ellos.

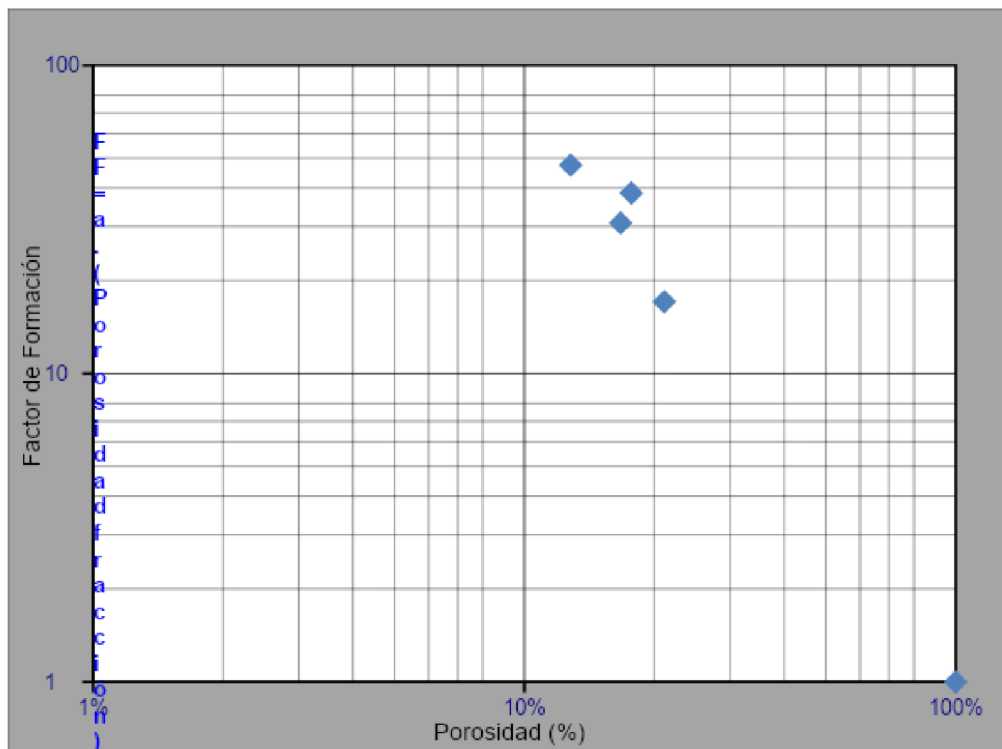
Para el Factor de formación, de las primeras 4 muestras, se obtuvo:

MUESTRA	POROSIDAD %	FACTOR DE FORMACION	RESISTIVIDAD ( $R_0$ ) [ $\Omega.m$ ]	m	n
1	17,70	38,50	2,46	2,11	1,76
2	12,80	47,50	3,04	1,88	1,85
3	21,10	17,10	1,09	1,82	2,02
4	16,70	30,80	1,97	1,92	2,10

**Tabla 2.**

De esta manera, se evaluaron las diferentes porosidades, para lograr un ajuste de  $m$  de manera numérica, correlacionándola con los datos de la tabla 1 y así teniendo en cuenta las características de las rocas de la formación, de  $m$  y el resultado del FF, los resultados se muestran en la figura 13:

**Factor de formación vs porosidad:**



**Figura 13.**

Para determinar esto, se tuvo en cuenta el cálculo del Factor de Formación Ec.6 ( $\Phi =$  Porosidad), en dónde el valor del parámetro  $m$ , se determinó teniendo en cuenta los valores de tabla 1 (datos tabulados según bibliografía), y de tabla 2, los cuales fueron determinados de manera aproximada a través de ajuste numérico con la Ec.6, y así; observando las porosidades, se puede inferir que se trata de arenas ligeramente cementadas a moderadamente cementadas, en su mayoría.

Con respecto al análisis de IR y nuevamente citando a la tabla 2, se tuvo en cuenta los diferentes valores de saturaciones del agua a la cual las muestras fueron sometidas y se obtuvieron los diferentes valores del IR los cuales se muestran en las figuras 14, 15, 16 y 17 respectivamente, en donde se tuvo en cuenta que:

$$IR = \frac{1}{(S_w)^n} \text{ [Ec.10]}, \text{ e } IR = \frac{R_t}{R_0} \text{ [Ec.7].}$$

Con  $S_w$ = saturación de agua y  $n$ , determinado por ajuste numérico a través de la Ec.10.

### Índice de resistividad vs Saturación de agua:

Muestra:	1	
Porosidad:	17,7%	
Sw %	Índice de Resistividad	$(1/S_w)^n$
100,00%	1,00	1,00
90,50%	1,17	1,19
72,20%	1,80	1,77
55,46%	2,89	2,82
42,99%	4,37	4,42
37,60%	5,59	5,59
<b>n= 1,76</b>		

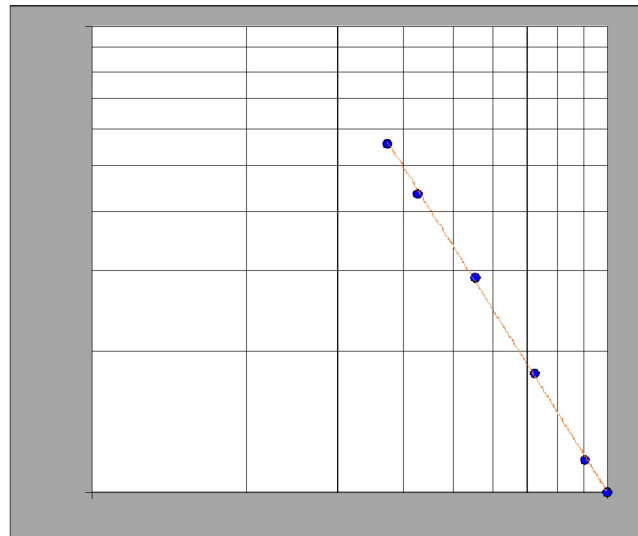


Figura 14.

Muestra:	2	
Porosidad:	12,8%	
Sw %	Índice de Resistividad	$(1/S_w)^n$
100,00%	1,00	1,00
91,60%	1,21	1,18
80,90%	1,53	1,48
61,90%	2,41	2,43
47,30%	4,00	3,99
35,00%	7,06	6,97
30,80%	8,62	8,83
<b>n= 1,85</b>		

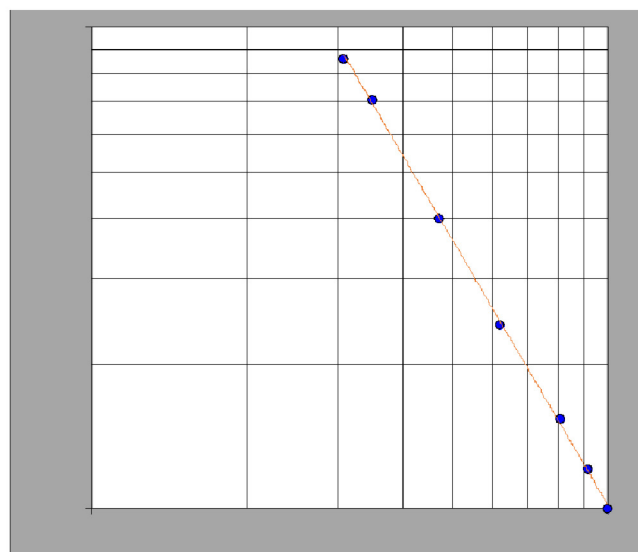


Figura 15.

<b>Muestra:</b>	<b>3</b>	
<b>Porosidad:</b>	<b>21,1%</b>	
<b>Sw %</b>	<b>Índice de Resistividad</b>	<b>(1/Sw)<sup>n</sup></b>
100,00%	1,00	1,00
81,77%	1,54	1,50
72,90%	1,95	1,89
60,99%	2,93	2,71
42,18%	6,01	5,72
28,26%	12,4	12,8
20,60%	24,3	24,3
<b>n= 2,02</b>		

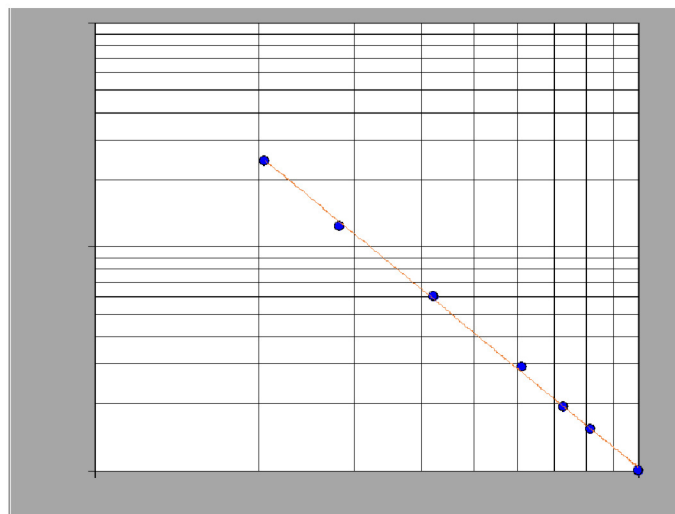


Figura 16.

<b>Muestra:</b>	<b>4</b>	
<b>Porosidad:</b>	<b>16,7%</b>	
<b>Sw %</b>	<b>Índice de Resistividad</b>	<b>(1/Sw)<sup>n</sup></b>
100%	1,00	1,00
89%	1,26	1,27
65%	2,54	2,46
47%	5,01	4,81
35%	9,3	9,28
30%	11,8	12,2
<b>n= 2,10</b>		

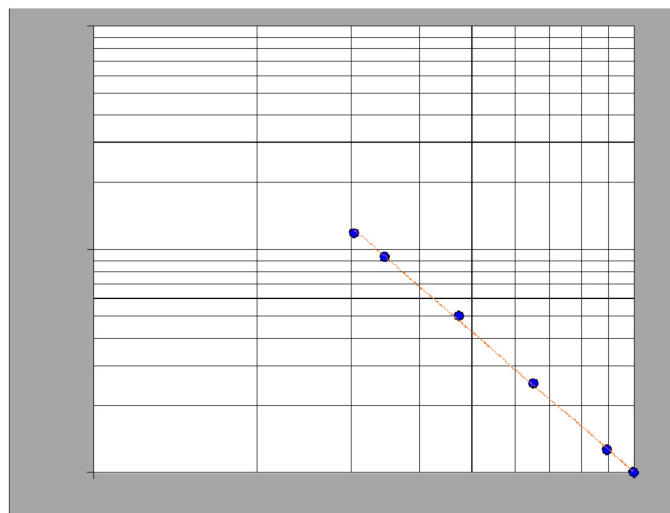


Figura 17.

De esta manera se puede observar como el Índice de resistividad aumenta a medida que la saturación de agua va decreciendo; lo cual es un indicativo que estamos en

presencia de areniscas, como se observó en el análisis del FF y lo cual se puede relacionar con la figura 12.

Para el análisis de las muestras, 5, 6, 7, 8, se adoptaron los mismos criterios anteriormente descriptos, y, a partir de los datos proporcionados en la tabla 3, se graficaron el Factor de formación e Índice de resistividad, utilizando las mismas ecuaciones, Ec.6, 7 y 10:

Para el Factor de formación, y cuya gráfica es la figura 18:

MUESTRA	POROSIDAD %	FACTOR DE FORMACION	RESISTIVIDAD (Ro) [ $\Omega$ .m]	m	n
5	23,90	15,40	1,53	2,33	1,59
6	14,80	29,50	1,80	2,49	1,70
7	18,00	34,50	1,54	2,23	1,49
8	25,00	15,80	1,95	2,28	1,54

**Tabla 3**

**Factor de formación vs Porosidad:**

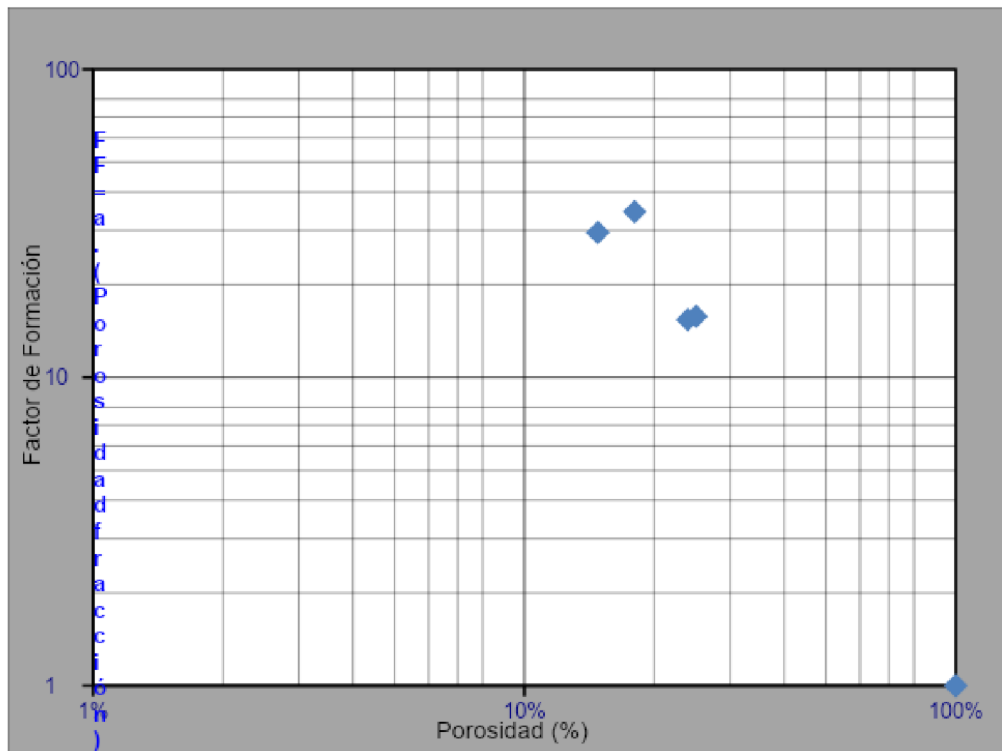


Figura 18.

En este caso, también se tuvo en cuenta al cálculo del Factor de Formación como se describe en la Ec.6 ( $\Phi$  = Porosidad), y el valor del parámetro  $m$ , el cual se determinó teniendo en cuenta los valores de tabla 1 (datos tabulados según bibliografía), y de tabla 3, que fueron determinados de manera aproximada a través de ajuste numérico con la Ec.6, y así, observando las porosidades, se puede inferir que se trata de arenas altamente cementadas en su mayoría.

Con respecto al análisis de Índice de resistividad, y nuevamente citando a la tabla 2, se tuvo en cuenta los diferentes valores de resistividad del agua a la cual las muestras fueron sometidas y se obtuvieron los diferentes valores del Índice de resistividad los cuales se muestran en las figuras 19, 20, 21 y 22 respectivamente, en donde se tuvo en cuenta que:

$$IR = \frac{1}{(s_w)^n} \text{ [Ec.10]}, \quad eIR = \frac{R_t}{R_o} \text{ [Ec.7].}$$

Con  $S_w$ = saturación de agua y  $n$ : se determinó por ajuste numérico a través la Ec.10.

Por lo que los resultados obtenidos del Índice de Resistividad han sido:

Índice de Resistividad vs. Saturación de agua:

Muestra:	5	
Porosidad:	23,9%	
Sw %	Indice de Resistividad	$(1/S_w)^n$
100,00%	1,00	1,00
93,06%	1,15	1,12
86,20%	1,30	1,27
79,26%	1,47	1,45
65,47%	1,99	1,96
58,61%	2,32	2,33
44,81%	3,62	3,57
31,02%	5,85	6,40
<b>n= 1,59</b>		

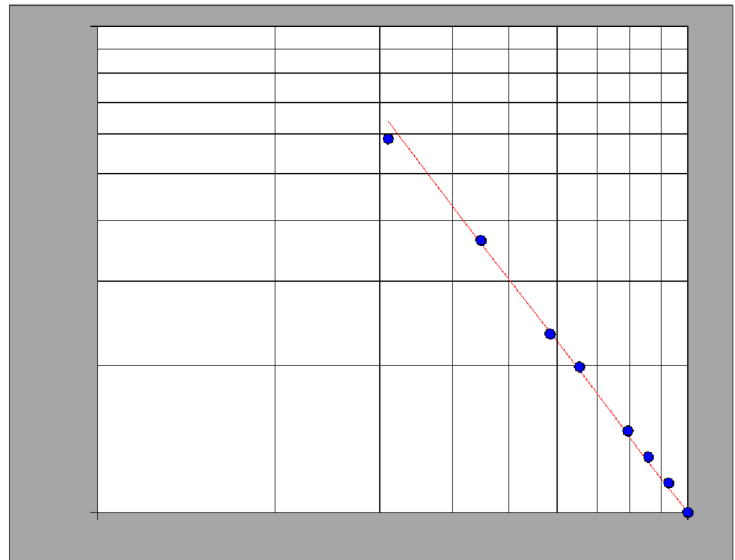


Figura 19.

Muestra:	6	
Porosidad:	14,8%	
Sw %	Indice de Resistividad	$(1/Sw)^n$
100,00%	1,00	1,00
93,05%	1,15	1,13
86,23%	1,32	1,29
79,28%	1,51	1,48
65,51%	2,12	2,05
58,56%	2,52	2,49
44,79%	3,77	3,92
31,01%	7,00	7,33
<b>n= 1,70</b>		

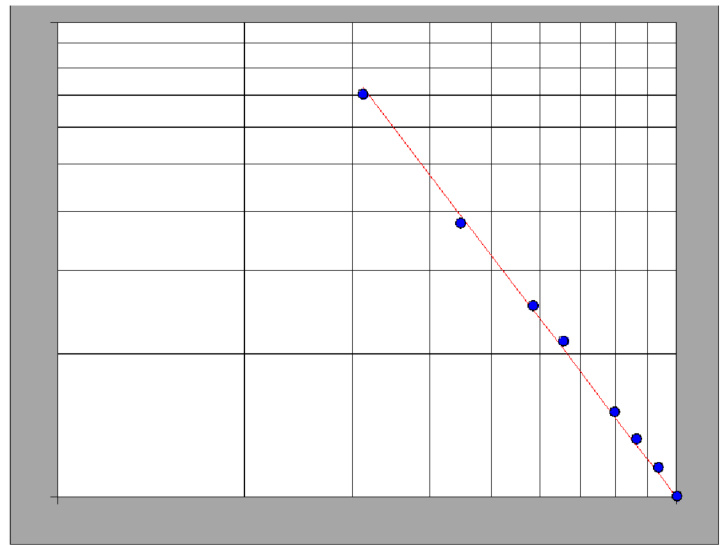


Figura 20.

Muestra:	7	
Porosidad:	18,0%	
Sw %	Indice de Resistividad	$(1/Sw)^n$
100,00%	1,00	1,00
93,06%	1,14	1,11
86,22%	1,28	1,25
79,28%	1,45	1,41
65,50%	1,87	1,88
58,56%	2,29	2,23
44,78%	3,14	3,32
31,00%	5,85	5,76
<b>n= 1,49</b>		

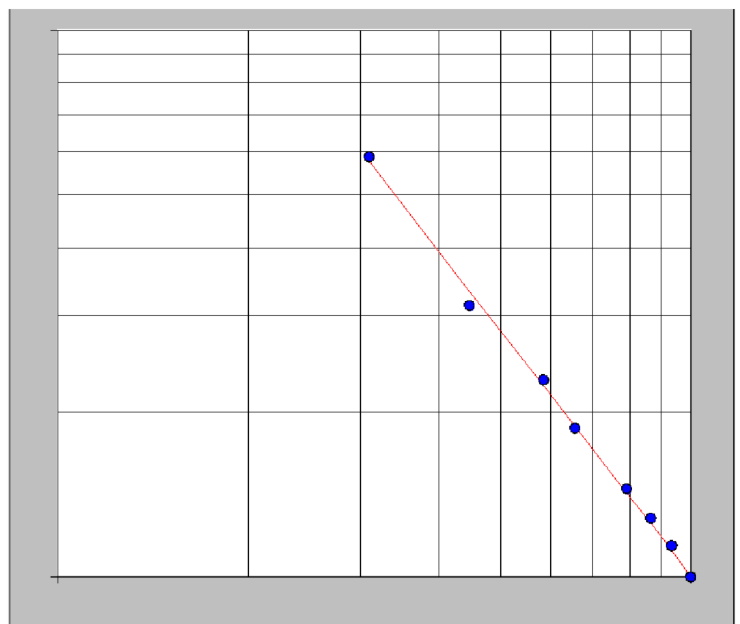
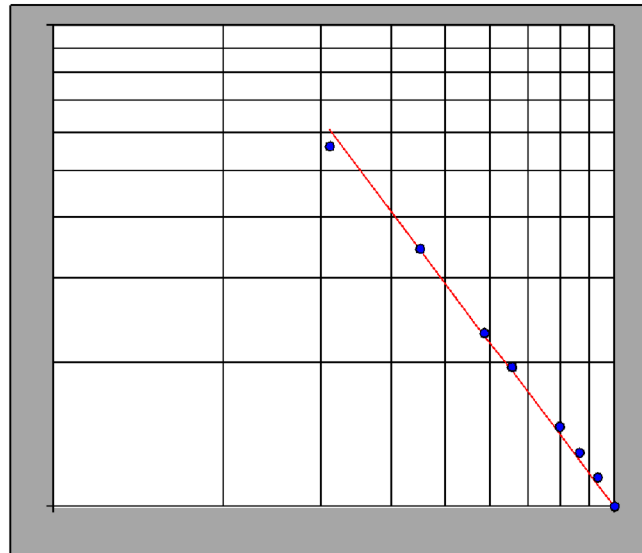


Figura 21.



Muestra:	8	
Porosidad:	25,0%	
Sw %	Indice de Resistividad	$(1/S_w)^n$
100,00%	1,00	1,00
93,09%	1,15	1,12
86,17%	1,29	1,26
79,33%	1,46	1,43
65,50%	1,96	1,92
58,59%	2,29	2,28
44,83%	3,45	3,45
31,00%	5,62	6,10
<b>n= 1,54</b>		



**Figura 22.**

De esta manera, en la determinación del índice de resistividad que se realizó sobre las muestras, las cuales mayormente están compuestas por cuarzo, y cuya salinidad de agua es alta, la variación de  $R_o$  es lineal.

Si la muestra tuviese un alto contenido de arcillas, esta variación también sería lineal. En la medida que la salinidad fuese alta, pero si se da la circunstancia que una muestra con alto contenido de arcillas esté asociada a un agua de salinidad baja, la linealidad se pierde en virtud de que, en determinada saturación de agua, la  $R_o$  es determinada por la resistividad de la arcilla.

## **5.2- Relación de la práctica profesional con el medioambiente, aplicación de normas, y oportunidades de mejora:**

Durante la realización de esta práctica, se tuvieron en cuenta aspectos relacionados con el impacto ambiental, la seguridad y salud operacional, ya que se manipulan solventes orgánicos para el acondicionamiento de las muestras en el laboratorio de petrofísica, lo cual es necesario, para su posterior estudio.

Es por ello que, se deben tener en cuenta diversas metodologías de manipulación de las muestras, ya que provienen de los yacimientos, y es probable que hayan sido tratadas in situ con diferentes materiales, hasta la guarda de las mismas.

### 5.2.1- Normas y metodologías aplicadas:

Las metodologías y normas para su manipulación, son las indicadas mediante la aplicación de la norma API, RP 40: "Sección recomendada para el análisis de núcleos (plugs), y lavado de muestras con solventes".

Durante el acondicionamiento previo al estudio de las muestras, se manejan solventes orgánicos peligrosos tales como: tolueno, el cual sirve para remover hidrocarburos, y metanol, que es el encargado de remover las sales dentro de las muestras, y éstos, son altamente tóxicos, emanan gases, y además son explosivos. A su vez generan residuos, los cuales también deben ser tratados.

Asimismo, es necesario la implementación de procedimientos del sistema de gestión ambiental teniendo en cuenta los lineamientos según la ley 24051, en la cual, se detalla cómo manipular, y tratar a estos solventes, y a sus residuos, para evitar daños, explosiones, intoxicaciones, etc.

Mediante la aplicación de estas normas vigentes, no sólo se logra obtener la muestra lista para ser analizada; sino además optimizar e implementar procedimientos, controles y programas de mejora que garanticen las condiciones de trabajo para manejar estándares de calidad, aumentando la productividad que mejore el ámbito práctico e investigativo.

Otra de las normas a tener en cuenta es la norma ISO 14001:

Mediante la misma se establecen tres compromisos fundamentales que deben ser cumplidos por la organización:

- Mejora continua.
- Prevención de la contaminación.
- Compromiso de cumplimiento de la legislación vigente que le afecte directa e indirectamente.

Cabe destacar que la política ambiental es un elemento clave para poder llevar a cabo el desarrollo del Sistema de Gestión Ambiental, por lo que se debe actualizar periódicamente, proporcionando un marco donde se establezcan y se revisen los objetivos y las metas medioambientales.

Además, para la implementación de las buenas prácticas de laboratorio, durante el acondicionamiento de las muestras se debió tener en cuenta el uso de accesorios y/o elementos tales como campanas de extracción de gases, las cuales necesariamente deben contar con extractores, el uso obligatorio de máscaras especiales para no estar en contacto con la generación de gases orgánicos, guantes, protección ocular y pinzas, entre otros, ya que son elementos necesarios para la preservación de los operarios involucrados.

En el tratamiento de residuos, es necesario contar con drenajes especiales, los cuales derivan a cámaras estratégicamente colocadas para su posterior tratamiento, y descontaminación. Entre los tratamientos de residuos se puede contar con, tratamientos como la inyección profunda (Deep injection), tratamiento biológico, tratamiento físico-químico, o disposición en relleno de seguridad.

### **5.2.2- Oportunidades de mejora:**

Éstas se pueden ir realizando mediante un diagnóstico inicial y más exhaustivo al habitual, efectuando comparativas y métricas entre reservorios de similares características, adicionar datos de perfilaje y así se podrían identificar las acciones a seguir y evaluar el avance hasta lograr niveles de excelencia mediante procesos de mejora.

También se podrían realizar cálculos sobre la sensibilidad ambiental de lugares potenciales para operaciones futuras, así como el impacto de las operaciones en ambientes locales, regionales y globales, limitando las perturbaciones físicas y empleando prácticas de remodelación apropiadas en los lugares de operaciones.

Asegurando el uso eficiente y responsable de los recursos naturales, se debería de seguir operando de forma responsable, la cual reduce los riesgos ambientales y sociales, fomentando el cálculo del ciclo de vida en el desarrollo de los productos.

## 6.- Conclusiones:

Teniendo en cuenta los objetivos planteados al principio de este informe, los cuales eran **“realización y el posterior análisis de los estudios petrofísicos, los cuales nos brindarán datos importantes para la descripción de la roca reservorio y su composición”**, se ha llegado a las siguientes conclusiones:

Se logró evaluar las propiedades eléctricas de las rocas e inferir si existen materiales conductores presentes, determinando así la calidad de roca reservorio y su potencial productor, con lo cual se puede inferir que:

- A partir de la información de los pozos perforados en el área, se definió una metodología práctica, la cual consiste en la determinación de los parámetros roca-fluido como son porosidad, saturación de fluidos y resistividad de agua de formación entre otros.
- Se determinó el exponente de cementación o parámetro “**m**” mediante el método de Pickett Plot. El exponente de cementación varía entre 2,28 y 2,11 dependiendo de las características de cada formación, lo cual nos da un indicio de que se está en presencia de areniscas bien consolidadas; también se puede observar en los valores de resistividad vs porosidad, que, si aumenta la resistividad, existe una disminución de la porosidad.
- Se determinó el exponente “**n**”, que mide el grado de conductividad de los fluidos, que nos otorga un coeficiente que oscila entre  $n=1,1$  y  $n= 2,7$ , lo cual nos indica que estamos en presencia de areniscas compactas las cuales son malas conductoras de la electricidad.
- Se determinaron parámetros como el Factor de formación (FF), el Índice de resistividad (IR), y la Saturación de fluidos ( $S_w$ ), mediante la utilización de la ecuación de Archie, con lo que se puede concluir que la resistividad disminuye con el grado de saturación.

De esta manera se puede establecer qué tipo de roca se está analizando y cuáles son las características del potencial yacimiento. En nuestro caso, nos indica que estamos en presencia de areniscas bien consolidadas a areniscas con consolidación media, de buena porosidad, cuya saturación de agua va disminuyendo a medida que el índice de resistividad aumenta, y esto nos demuestra que estamos en presencia de un yacimiento potencialmente productivo, sin presencia de materiales arcillosos, dado su carácter resistivo.

Todo este análisis se podría complementar con perfiles que acompañen al estudio para poder realizar un análisis completo y exhaustivo, lo cual excede a esta práctica.

Por otro lado, durante todo el trabajo realizado, se tomaron las medidas pertinentes a las normas de trabajo, mejora continua y medio ambiente.

### **6.1-Reflexión sobre la práctica profesional supervisada como espacio de formación:**

El presente informe denominado:

**“ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA ROCA Y SU IMPORTANCIA EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE PETRÓLEO Y GAS”.**

Me ha brindado las herramientas necesarias para poder lograr el objetivo propuesto, y a modo de reflexión, debo mencionar que la realización de la práctica profesional supervisada me ha posibilitado lograr la incorporación a un ámbito de trabajo real, que me permitió realizar una tarea en conjunto con futuros colegas, donde se pudieron exponer opiniones, ideas y puntos de vista, construyendo de esta manera un espacio de debate cuyo resultado fue de un intercambio enriquecedor. Para el desarrollo de las actividades propuestas puse en práctica especialmente el conocimiento adquirido en las materias que se dictan en la carrera de ingeniería en petróleo. Como segunda reflexión y tal vez la más importante, surge que, a partir de las diferencias entre la preparación académica alcanzada y el ejercicio real de la profesión, con la práctica se generan nuevas experiencias que completan la formación profesional.

### **7.- Bibliografía:**

- Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties. Author: James W. Amyx, Daniel M. Bass, JR, And Robert L. Whiting, Editorial: Mc Graw-Hill. 1988
- Practical Petroleum Geochemistry for exploration and Production. Author: Harry Dembicki, Jr. Editorial: Tasha Frank. 2017.
- Petrophysics: “Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties”. Second Edition. Author: DjebbarTiab and Erle C. Donaldson. Editorial: Elsevier. 2004
- Apuntes cátedra de Petrofísica y Perfilaje. Docentes: Selva, Carlos- Massiero, Diana.
- The Oilfield Glossary: Donde el campo petrolero interactúa con el Diccionario. Schlumberger Oilfield Glossary. Autor: Schlumberger.2020.

## 8.- Anexos:

### 8.1.-Cronograma del trabajo:

En esta sección se detallará el cronograma estipulado para llevar a cabo el presente trabajo, comenzando en el mes de octubre del año 2019:

- a) El 15% (30hs) del tiempo utilizado se destinó a la recolección de datos y de bibliografía acorde a la realización de la práctica.
- b) El 40% (80hs) del tiempo, fue utilizado para el análisis de los resultados obtenidos, y en la comparación de los datos con la bibliografía.
- c) El 30% (60hs) del tiempo, se utilizó para la confección del informe.
- d) El 15% (30hs) restante del tiempo, fue utilizado para la determinación de conclusiones y elaboración de recomendaciones.

### 8.2.-Aplicación de conceptos universitarios:

En esta sección se mencionan aquellos conceptos que fueron de utilidad para la realización del informe.

- **Geología general:** Estructuras sedimentarias, carbonáticas, clásticas, diferentes tipos de roca y trampas.
- **Reservorios 1:** Propiedades roca-fluido. Espesor neto productivo. Porosidad. Saturación. Relación entre propiedades petrofísicas, relación entre  $S_w$ ,  $\Phi$ ,  $R_o$ ,  $R_w$ ,  $R_t$ .
- **Petrofísica:** Conceptos de porosidad de las rocas, y sus diferentes tipos. Conceptos de factor de formación, índice de resistividad, saturación de fluidos. Parámetros:  $m$ ,  $a$  y  $n$ . gráficos pickett plot y gráficos tipos.
- **Perfilaje:** Parámetros petrofísicos y su relación con el perfilaje. Principios de medición. Análisis físico-químicos. Conceptos de porosidad. Saturaciones de fluidos. Modelos principales de saturación de agua: Ecuación de Archie y parámetros involucrados. Propiedades eléctricas de las rocas: conceptos de resistividad y conductividad, diferencias entre ambas. Principios de medición. Gráficos tipo. Correlación con perfiles: densidad, sónico, neutrón.

## 9.- Agradecimientos:

En primera instancia, quiero agradecer a la Universidad Nacional Arturo Jauretche, institución que me dio la oportunidad de culminar mis estudios.

A mis formadores, personas de gran sabiduría que han sabido transmitir sus conocimientos, direccionando nuestro paso por las diferentes cátedras, y dedicando su tiempo, otorgándonos valiosos consejos y asesorías y que, sin ellos, hoy no estaría en el punto en el cual me encuentro, pero en especial a mi tutor académico, Lic. En Geología Carlos, Selva, por su asesoría, dirección y paciencia, cualidades, que me permitieron alcanzar los objetivos de esta práctica profesional.

A mi tutor organizacional, Ernesto D. Cabello, que, sin su supervisión, sus enseñanzas, dirección, consejos y su constante apoyo, hoy no habría podido culminar esta práctica profesional, siempre estuvo a mi lado dando su apoyo y su aporte incondicional.

Agradezco a mi familia, a pesar de la distancia siempre estuvieron presentes, a mis suegros, y en especial a mi compañero de vida, Diego A. Reinoso, y amigos/ compañeros, por ayudarme durante mi paso por la universidad, lo cual fue muy importante para mí, ya que siempre estuvieron apoyándome y dándome ánimos para seguir en los momentos buenos y malos.

A todas gracias por estar junto a mí durante estos años ofreciéndome lo mejor, y buscando lo mejor para mí para que pueda lograr los objetivos.