



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**APLICACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS Y  
ESTEQUIOMETRÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL  
VOLUMEN DE ÁCIDO CLORHÍDRICO EN  
OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS**

**TESINA**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Geofísico**

**P R E S E N T A**

Pérez Flores Saúl

**DIRECTORA DE TESINA**

Dra. Iza Canales García



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

# CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS.....	6
DEDICATORIA.....	8
INTRODUCCIÓN.....	9
OBJETIVO.....	11
RESUMEN.....	12
ABSTRACT.....	13
CAPITULO I. ANÁLISIS DE ROCAS A PARTIR DE PETROFÍSICA Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.....	14
1.1 INTRODUCCIÓN.....	15
1.2 CONCEPTOS DE PETROFÍSICA Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.....	16
1.2.1 Petrofísica.....	16
1.2.2 Registro geofísico de Pozo.....	16
1.2.3 Pozo.....	17
1.2.4 Resolución de los registros geofísicos de pozo.....	17
1.3 TIPOS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.....	19
1.3.1 Registro Caliper (Diámetro del pozo).....	20
1.3.2 Registro de Potencial Espontáneo.....	22
1.3.3 Registro de Rayos Gamma.....	27
1.3.4 Espectroscopia de rayos gamma.....	30
1.3.5 Registros Eléctricos.....	31
1.3.6 Registro de Neutrones.....	37
1.3.7 Neutrón Compensado.....	39
1.3.8 Registro de Densidad.....	40
1.3.9 Litodensidad compensada.....	44
1.3.10 Registro Sónico.....	45
1.3.11 Registro de factor fotoeléctrico.....	50
1.4 INTERPRETACIÓN Y DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS CON REGISTROS DE POZO.....	52
1.4.1 Interpretación de registros.....	53
1.4.2 Lectura de registros.....	54
1.4.3 Parámetros y propiedades petrofísicas en registros geofísicos de pozo.....	56

1.4.3.1 Porosidad.....	56
1.4.3.2 Porosidad absoluta o total ( $\phi$ ) .....	57
1.4.3.3 Porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) .....	59
1.4.3.4 Permeabilidad (k) .....	59
1.4.3.5 Saturación ( $S_w$ ) .....	61
1.4.3.6 Temperatura de formación .....	62
1.4.3.7 Resistividad .....	62
1.4.3.8 Resistividad aparente .....	62
1.4.3.9 Resistividad de agua de formación .....	63
1.4.3.10 Resistividad de la formación.....	63
1.4.3.11 Ecuación de Archie.....	65
1.4.3.12 Volumen de arcilla .....	66
1.4.3.13 Registro de temperatura de formación.....	69
1.4.3.14 Cross-plot Densidad-Neutrón .....	70
<b>CAPÍTULO II. DISOLUCIÓN DE ROCAS CARBONATADAS CON ÁCIDO CLORHÍDRICO A PARTIR DE ANÁLISIS ESTEQUIMÉTRICO. ....</b>	<b>74</b>
2.1 INTRODUCCIÓN.....	75
2.2 GENERALIDADES DE LOS ÁCIDOS Y ROCAS CARBONATADAS. ....	76
2.2.1 Ácidos minerales o inorgánicos .....	77
2.2.2 Ácidos orgánicos .....	79
2.2.3 Sistemas de ácidos retardados .....	80
2.2.4 Rocas carbonatadas susceptibles a la estimulación con ácido.....	82
2.2.5 Carbonatos como minerales .....	83
2.2.6 Rocas carbonatadas .....	83
2.2.7 Clasificación de rocas carbonatadas.....	85
2.3 TIPOS DE REACCIONES .....	90
2.4 REACCIONES DE ÁCIDOS CON DIFERENTES ROCAS Y MINERALES.....	93
2.4.1 Reacción ácido clorhídrico con calcita y dolomita (Carbonatos). ....	93
2.4.2 Reacción ácido fluorhídrico con sílice (Areniscas).....	93
2.4.3 Reacción ácido fluorhídrico con arcillas y feldespatos (Lutitas). ....	94
2.4.4 Reacción ácido fluorhídrico con calcita (Carbonatos) .....	95
2.4.5 Reacción ácido acético con calcita (Carbonatos).....	95

2.6 ESTIMULACIÓN ÁCIDA (ACIDIFICACIÓN) A LA MATRIZ DE ROCAS CARBONATADAS.....	96
2.6.1 Diseño de acidificación de la matriz de rocas carbonatadas. ....	97
2.7 ANÁLISIS DEL DISEÑO DE ACIDIFICACIÓN A CARBONATOS. ....	99
CAPITULO III. OBTENCIÓN DE LAS FRACCIONES MINERALES A PARTIR DE PETROFÍSICA Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS. ....	105
3.1 INTRODUCCIÓN.....	106
3.2 CONCEPTOS CLAVE. ....	107
3.2.1 Temperatura de formación:.....	107
3.2.2 Saturación de agua.....	107
3.2.3 Volumen de arcilla.....	108
3.2.4 Porosidad efectiva.....	109
3.3 DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES MINERALES Y DE LA LITOLÓGÍA DE LA FORMACIÓN UTILIZANDO SISTEMA DE ECUACIONES. ....	110
3.4 DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES MINERALES Y DE LA LITOLÓGÍA DE LA FORMACIÓN UTILIZANDO GRÁFICAS CROSS-PLOT.....	112
3.4.1 Cross-plot neutrón-densidad (N-D) y Cross-plot neutrón-sónico (N-S).....	113
3.4.2 Gráfica M-N.....	115
3.5 DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES MINERALES Y DE LA LITOLÓGÍA DE LA FORMACIÓN UTILIZANDO LOS PARÁMETROS ELÁSTICOS DE LA FORMACIÓN.....	117
3.5.1 Conceptos clave. ....	118
3.5.1.1 Elasticidad. ....	118
3.5.1.2 Isotropía.....	118
3.5.1.3 Homogeneidad.....	118
3.5.1.4 Continuidad. ....	118
3.5.1.5 Deformación.....	118
3.5.1.6 Esfuerzo.....	119
3.5.2 Obtención de la velocidad de corte ( $V_s$ ) y su curva sintética.....	120
3.5.3 Obtención de los parámetros elásticos.....	124
3.5.4 Obtención de las fracciones minerales utilizando plantillas maestras.....	127
3.5.4.1 Plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ).....	127
3.5.4.2 Plantillas maestras ( $E - \nu$ ).....	129
CAPITULO IV. PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA REALIZAR ESTIMULACIONES Y FRACTURAS ÁCIDAS DE INTERVALOS CARBONATADOS EN POZOS PETROLEROS. ....	132

4.1 INTRODUCCIÓN.....	133
4.2 CONCEPTOS CLAVE.....	134
4.2.1 Fluidos para estimulaciones y fracturamiento.....	134
4.2.2 Aditivos .....	134
4.3 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA ESTIMULACIÓN DE POZOS. ....	137
4.3.1 Validación del pozo propuesto. ....	137
4.3.2 Determinación y caracterización del daño.....	139
4.3.3 Selección del sistema de fluidos para el tratamiento del pozo.....	140
4.3.4 Cálculo de parámetros para la ejecución del tratamiento de estimulación. Areniscas.....	142
4.3.5 Cálculo de parámetros para la ejecución del tratamiento de estimulación. Rocas calcáreas.....	148
4.4 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EL FRACTURAMIENTO ÁCIDO DE POZOS. .....	150
4.4.1 Fundamentos del fracturamiento en un pozo. ....	150
4.4.2 Validación del pozo precandidato. ....	151
4.4.3 Consideraciones del diseño de fracturamiento. ....	152
4.4.4 Selección del sistema de fluidos fracturantes. ....	154
4.4.5 Variables importantes.....	154
4.4.6 Optimización del diseño .....	155
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. ....	156
REFERENCIAS .....	158

# AGRADECIMIENTOS

*Al único Dios verdadero (Salmo 83:18), por darme vida y fuerza para cumplir mis objetivos y por haberme permitido llegar hasta aquí.*

*A mi madre, Alejandra Elizabeth Flores García, por jugar el papel de padre y madre durante la mayor parte de mi vida, por enseñarme lo suficiente para poder salir adelante en este sistema de cosas y por nunca rendirse para sacarme adelante, este trabajo es tuyo madre y siempre estaré eternamente agradecido por todo el amor y el cariño que me has brindado a lo largo de mi vida. ¡Te amo muchísimo madre!*

*A mi esposa, Angélica Sánchez Rayo, amor de mi vida, por haber llegado en el momento justo para apoyarme en mi vida, por iluminarla de tal forma que me hizo entregarme incondicionalmente a nuestro matrimonio y por darme el mejor regalo que una esposa pueda darle a su esposo: nuestro precioso hijo Abrahám. ¡Gracias por todo corazón, te amo con toda mi alma amor de mi vida!*

*A mis abuelos, Vicente Flores y Eva García, por nunca dejarme solo, por apoyarme cuando más lo necesité y por siempre recordarme que hay seguir luchando por más difícil que sea la situación, por estar en los momentos más importantes dentro de la facultad. ¡Muchas Gracias!*

*A todos mis amigos de la facultad, pero en especial a: Juan Antonio Angulo, Diego Rivera, Eduardo Patiño, Diana Soto, Alberto Bárcenas, Melissa Hernández, Azahel Vargas, Magali Torres, Verónica Gress, Verónica Flores, Jorge Canul, Christian Torres, Luis Fernando Terrazas, Karen Medina, Joel Pérez, Gabriela Martínez, Guadalupe Rubio, Antonio Mendoza, Eduardo López Rosas, Oscar Martínez, Pavel del Arco y a mi mejor amiga Samantha Aguilar, porque gracias a ustedes la universidad fue la mejor época de mi vida, conociendo lugares nuevos, pasando tantas historias locas y memorables que sin duda los considero como parte de mi familia, ustedes son grandes y buenas personas que sin duda recordaré por el resto de mis días. ¡Muchas gracias a todos!*

*A mi profesora de secundaria, Alma Rosa, que ella fue la que me enseñó que la UNAM es lo mejor que alguien pueda tener como experiencia en su vida y a mi profesor de chino, Octavio Padilla, quien me enseñó a que no existen fronteras para salir adelante: 谢谢我的老师!!!*

*A la Dra. Iza Canales, por ayudarme en cuanto a mis objetivos académicos, por darme la atención necesaria para salir adelante y por brindarme la mejor oportunidad de mi vida que jamás haya podido tener. Con todo mi corazón le doy las gracias por ayudarme a dar este gran paso dentro de mi vida. Le estaré eternamente agradecido.*

*A mi profesor Daniel López Aguirre, por confiar en mí y darme la oportunidad de realizar este trabajo para poder superarme y cumplir mi sueño de obtener mi título profesional, por tenerme paciencia y por ayudarme a visualizar el campo laboral desde el inicio de este trabajo, muchas gracias profesor.*

*A la familia Sánchez Guzmán, por apoyarme en aquel momento que más lo necesité durante la realización de este trabajo y por aceptarme en sus vidas como uno más de la familia.*

*A la familia Hernández Ramírez y Hernández Martínez, que, en su tiempo, me brindaron el cariño, el apoyo y los recursos para salir adelante. Muchas gracias por todo.*

*A mi padre Marco Antonio Pérez, que estuvo conmigo la mayor parte de mi vida, y aunque las cosas no se dieron como se esperaban entre nosotros, siempre serás mi padre y sé que en el fondo estás y estarás orgulloso de mí, te deseo lo mejor para ti y tu familia y sé qué harás lo necesario para que no se repita la historia.*

*A Arturo Ronquillo Arvizu, por haberme dado la oportunidad de realizar el servicio social en su área de trabajo y por enseñarme caminos opcionales dentro de la UNAM.*

*A todos mi amigos y conocidos que me faltó mencionar, a mis grandes profesores a lo largo de mi carrera, mil gracias a todos.*

*Y por supuesto, la Facultad de Ingeniería, mi alma mater, que sin duda haber formado parte de la UNAM y haber podido estudiar dentro de Ciudad Universitaria ha sido la más increíble y maravillosa experiencia que haya podido tener en la vida, me siento muy orgulloso de ser parte de la comunidad universitaria. ¡México, Pumas Universidad! ¡Goya!*

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

**¡Lo logré!**

# DEDICATORIA

*A mi madre, a mi esposa, a mi familia y amigos, pero  
en especial a mi hijo Abrahám.*

# INTRODUCCIÓN

En México y en el mundo, los yacimientos carbonatados han sido de gran importancia para la explotación de hidrocarburos. El diseño de técnicas utilizadas es de gran importancia para que se logre extraer el recurso de manera que no afecte en las propiedades físicas del yacimiento.

Una de las principales técnicas para extraer el hidrocarburo de un yacimiento carbonatado es la estimulación ácida de la formación con la finalidad de alterar las propiedades físicas y químicas de las rocas, cuando el ácido reacciona con la roca carbonatada, se incrementa la permeabilidad y la porosidad, ocasionando que el hidrocarburo fluya con mayor facilidad.

En este trabajo, se integrará un par de metodologías establecidas, como son la estequiometría y los registros geofísicos de pozo, para obtener la optimización de diseños de estimulación ácida en pozos productores en ciertas zonificaciones carbonatadas de interés de manera teórica.

En el primer capítulo, se estudiará el tema referente a los registros geofísicos de pozo. Se mencionarán algunos conceptos básicos de registros, los parámetros esenciales que nos servirán para la interpretación de pozos.

En el segundo capítulo, se mencionarán conceptos básicos de ácidos y rocas carbonatadas. También, se mencionará el concepto de estequiometría y el análisis que se realiza dentro de las reacciones ácidas y los diferentes tipos de ácidos reaccionantes con las rocas carbonatadas.

Para el tercer capítulo, se hablarán algunos conceptos clave que nos ayudarán para la interpretación de registros geofísicos de pozo. Se hará énfasis en el tema de la determinación de las fracciones mineralógicas de la formación utilizando diferentes técnicas con los registros geofísicos dentro del software especializado.

Finalmente, en el tema cuatro, se abordarán el tema de la optimización de los diseños de estimulación ácida en formaciones carbonatadas, describiendo los parámetros necesarios para que una formación sea o no candidata a estimulación siguiendo diferentes cuestiones de seguridad dentro de estas operaciones.

Al integrar estas dos metodologías, nos servirán como herramienta para la determinación de las zonas que son potencialmente productoras, optimizando el diseño de estimulación y realizando un incremento en la producción a la hora de extraer el hidrocarburo.

# OBJETIVO

## GENERAL

Integrar las técnicas de estequiometría con los registros geofísicos de pozo para optimizar los diseños de estimulación ácida a pozos productores en intervalos carbonatados, con la finalidad de aproximar los resultados de incremento de producción de hidrocarburo.

## PARTICULARES

1. Describir la metodología para analizar las fracciones mineralógicas de la formación y de los tipos de reacciones que se desarrollan entre el mineral y el ácido.
2. Definir los parámetros necesarios para conocer el volumen de ácido requerido para estimular una formación, y realizar el diseño de estimulación adecuada.
3. Establecer la metodología para simular el volumen de ácido requerido para estimular un yacimiento carbonatado para múltiples condiciones y parámetros.

# RESUMEN

En este trabajo se presenta un método alternativo y complementario para la optimización de los diseños de estimulación de pozos en donde se encuentren zonas o intervalos susceptibles a reaccionar con algún tipo de ácido y mejorar la producción de hidrocarburo.

La metodología consiste en la integración de la estequiometría química, utilizada para la determinación precisa de la cantidad de ácido requerido para disolver cierta cantidad de roca, y los registros geofísicos de pozo, que son de gran importancia a la hora de la interpretación de las fracciones minerales de la formación en intervalos de interés.

Al integrar estas dos técnicas, es posible la determinación del ácido necesario para la disolución de la roca en un intervalo de interés, incrementando la porosidad en la formación y dando como resultado el flujo del hidrocarburo.

Dado que en ciertos casos no se justifica por qué se propone una cierta cantidad de tratamiento con ácido para estimular un pozo, las empresas que brindan servicios en la industria petrolera generan una gran incertidumbre, por lo que este trabajo ayudará al usuario a tener una mejor experiencia. La certeza a la hora de aproximar el mismo volumen de ácido que se necesita en cada uno produce bien para estimular. El presente trabajo describe de manera específica las metodologías que deben correlacionarse para obtener resultados positivos, lo que conduce a la generalización y aplicación de este método dentro de la industria petrolera.

# ABSTRACT

This paper presents an alternative and complementary method for the optimization of well stimulation designs where there are zones or intervals susceptible to react with some type of acid and increase hydrocarbon production.

The methodology consists of the integration of the chemical stoichiometry, used for the precise determination of the amount of acid required to dissolve a certain amount of rock, and the geophysical well logs, which are of great importance when interpreting fractions. minerals of the formation in interest intervals.

By integrating these two techniques, it is possible to determine the acid necessary for the dissolution of the rock in a range of interest, increasing the porosity in the formation and resulting in the flow of the hydrocarbon.

Since in certain cases there is no justification for why a certain amount of acid treatment is proposed to stimulate a well, a great uncertainty is generated by the companies that provide services in the oil industry, so this work will help the user to have a better certainty at the time of approximating the same volume of acid that is needed in each producing well to stimulate. The present work describes in a specific way the methodologies that have to be correlated in order to obtain positive results, which leads to the generalization and application of this method within the oil industry.

CAPITULO I. ANÁLISIS DE ROCAS A  
PARTIR DE PETROFÍSICA Y  
REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.

## 1.1 INTRODUCCIÓN

El análisis de rocas a partir de registros geofísicos de pozo es una de las herramientas más importantes para tener conocimiento acerca de las secciones atravesadas durante la perforación de un pozo petrolero.

A partir de la información recuperada al momento de tomar los registros geofísicos y en el momento de la perforación del pozo, se le puede dar una aplicación extensa en diferentes ramas de la geología y geofísica. Los registros geofísicos de pozo y diferentes herramientas geológicas, químicas, físicas, etc., son de gran importancia para la mayoría de las cuantificaciones que se realizarán con la finalidad de optimizar la producción de hidrocarburos.

Utilizando los registros con los que se nos proporcionan se generarán otros registros que en este caso serán sintéticos que son necesarios para el cálculo de las fracciones minerales de la formación, adicionalmente se plantean métodos alternativos a los registros geofísicos para conocer dichas fracciones minerales como son las gráficas cross-plot y algunos parámetros dinámicos como la velocidad de corte o de cizalla.

Dentro de este capítulo, primordialmente se discuten algunas definiciones básicas y conceptos generales recopilados durante las clases de petrofísica y registros geofísicos de pozo, mínimos necesarios para efectuar un análisis petrofísico consistente. Posteriormente se generan registros sintéticos y/o complementan algunas secciones de los registros incompletos, con correlaciones ajustadas con pozos de correlación del área de estudio.

El objetivo de agregar generalidades de la petrofísica y los registros geofísicos de pozo a este escrito es justamente para recordar lo básico acerca del tema y para tener una idea más clara de a dónde se quiere llegar con este trabajo.

## 1.2 CONCEPTOS DE PETROFÍSICA Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.

### 1.2.1 Petrofísica

Se encarga de caracterizar las propiedades físicas y texturales de las rocas, especialmente la distribución de los poros, que sirven como depósitos para las acumulaciones de hidrocarburos, y que permiten considerarlas como posibles prospectos para la explotación. También caracteriza los fluidos contenidos en ellas mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de roca y sus fluidos e historias de producción.

Mediante la caracterización petrofísica de un yacimiento, se busca calcular con mayor precisión las reservas de hidrocarburos para evaluar la factibilidad económica de un proyecto.

### 1.2.2 Registro geofísico de Pozo

De acuerdo con R. Desbrandes (Gómez R., 1975) los registros geofísicos pueden definirse como toda aquella obtención gráfica de una característica (propiedad física) de las formaciones atravesadas por un pozo en función de la profundidad.

Podemos decir también, que los registros es la representación de datos y representación gráfica de los valores o parámetros que caracterizan a la formación en la perforación del pozo, obteniendo las propiedades físicas del subsuelo en función de la profundidad del pozo. Algunos valores de algunos parámetros del pozo, por mencionar algunos, son: densidad, porosidad, resistividad, tiempo de tránsito, diámetro del agujero, contenido de materia orgánica, etc.

Los registros geofísicos de pozo son de gran utilidad cuando se quieren caracterizar la formación que es atravesada en la perforación del pozo. Su interpretación debe de ser coherente con la geología del lugar y sustentada de diferentes registros, dando como resultado el conocimiento de la naturaleza litológica de la formación y de todo lo que puede contener en ésta (agua, hidrocarburos, yacimientos minerales, etc.).

Los registros se van dividiendo en carriles, la cantidad pueden ser variada, pero para la interpretación correcta de la formación se debe de tener un total de siete carriles junto con el carril de profundidad (Morales, 2017).

### 1.2.3 Pozo

Un pozo es un agujero profundo, orificio, túnel vertical o perforación que se realiza en la tierra. Dichas perforaciones se llevan a cabo, con algún fin específico, como hallar agua subterránea o petróleo (Ortiz, 2017). Existen diferentes tipos de pozo: Exploratorio y Productor.

### 1.2.4 Resolución de los registros geofísicos de pozo

Las resoluciones de los registros geofísicos de pozo son de dos tipos:

- 1) Horizontal: Va referida a la profundidad de investigación, que es la distancia horizontal dentro de la formación en donde se miden las características de la roca, siendo máxima cuando la distancia entre el emisor-receptor sea máxima. (Ortiz, 2017).
- 2) Vertical: Depende del número de mediciones realizadas por la herramienta en profundidad, es decir, a mayores mediciones realizadas en un intervalo de profundidad, mayor resolución vertical tiene la herramienta, permitiendo identificar capas más delgadas en las unidades geológicas. (Ortiz, 2017).

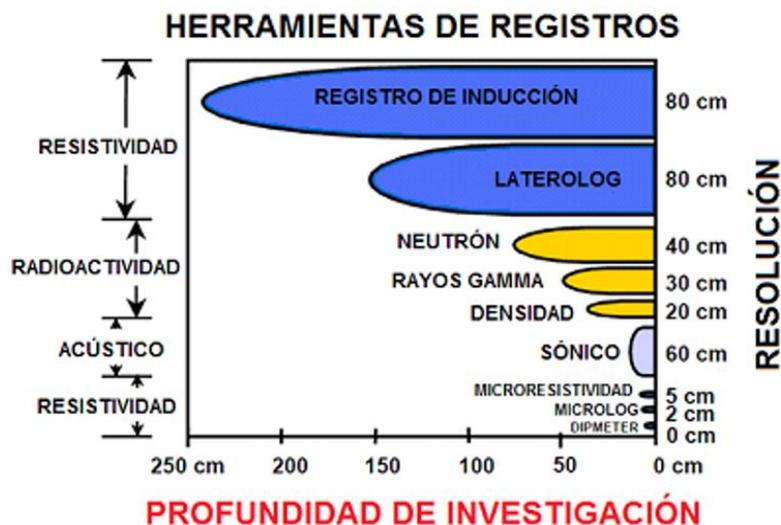


Figura 1.1. Resolución con diferentes herramientas para los registros geofísicos. (Tomada de la presentación vista en clase, Dr. Enrique Coconi Morales, 2017-2)

La información obtenida con las diferentes herramientas utilizadas en el pozo viene adjunta dentro de un archivo de texto. En el encabezado, que se encuentra en la parte superior de este archivo, se encuentra lo siguiente:

- Nombre del pozo.
- Ubicación del pozo.
- Cotas de localización.
- Datos generales del registro.
- Profundidad del registro.
- Fecha.
- Datos del fluido de perforación.
- Temperatura.
- Nombre del responsable de la toma de registro.
- Observaciones de la toma de registro.
- Descripción del conjunto de herramientas (sondas).
- Estado mecánico del pozo (tuberías de revestimiento, equipo de perforación, unidades de registro, etc.)

También se puede observar que las empresas agregan comúnmente algún tipo de dato referente a un inconveniente o agregan datos importantes mientras se va perforando.

Es importante saber el tipo de información con la que se está trabajando al momento de realizar la interpretación, como por ejemplo la temperatura, las profundidades alcanzadas en la perforación, el tipo de lodo y su consistencia (si el lodo es base aceite o base agua), las curvas que se utilizaron, el tipo de calibración de las herramientas, etcétera.

De manera general, en este escrito se describirán los registros que serán importantes para realizar posteriormente una buena interpretación de la formación y poder estimar el volumen de roca y el volumen de ácido clorhídrico requerido para estimular dicha formación.

## 1.3 TIPOS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.

Existen diferentes herramientas que miden las propiedades petrofísicas dentro de una formación, dando como resultado muchos registros que se utilizan para la interpretación del subsuelo.

Se distribuyen en carriles y particularmente tienen rangos o intervalos e donde se puede apreciar mejor el valor medido por la herramienta. (Morales, 2017).

Los registros (también llamadas curvas) se utilizan para analizar la información que se puede obtener en un pozo hecho en una formación, los cuales, pueden ser:

- Agujero abierto.
- Agujero entubado.

### 1.3.1 Registro Caliper (Diámetro del pozo)

Este tipo de herramienta, denominada como calibrador multi-dedos, nos da una representación del diámetro medido de un pozo a lo largo de su profundidad. Los registros calibradores, o de Caliper, suelen medirse mecánicamente y sólo unos pocos utilizan dispositivos sónicos.

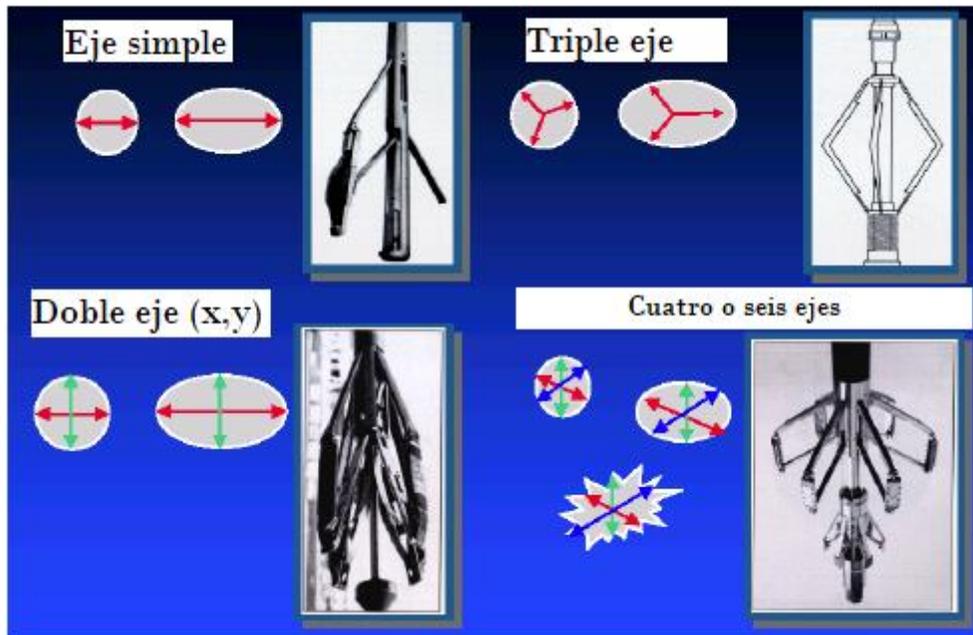


Figura 1.2. Tipos de calibradores para el diámetro del pozo. (Tomada y modificada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Enrique Coconi Morales, 2017)

Las herramientas miden el diámetro en una cuerda específica a lo largo del pozo. Dado que los pozos generalmente son irregulares (rugosos), es importante disponer de una herramienta que mida el diámetro en distintas localizaciones simultáneamente.

Los ingenieros de perforación o el personal del emplazamiento del pozo utilizan las mediciones derivadas del calibrador como una indicación cualitativa tanto del estado del pozo como del grado en que el sistema de lodo mantuvo la estabilidad de éste.

Los datos del calibrador se integran para determinar el volumen del agujero descubierto, que luego se utiliza en la planeación de las operaciones de cementación. (Schlumberger, 2017)

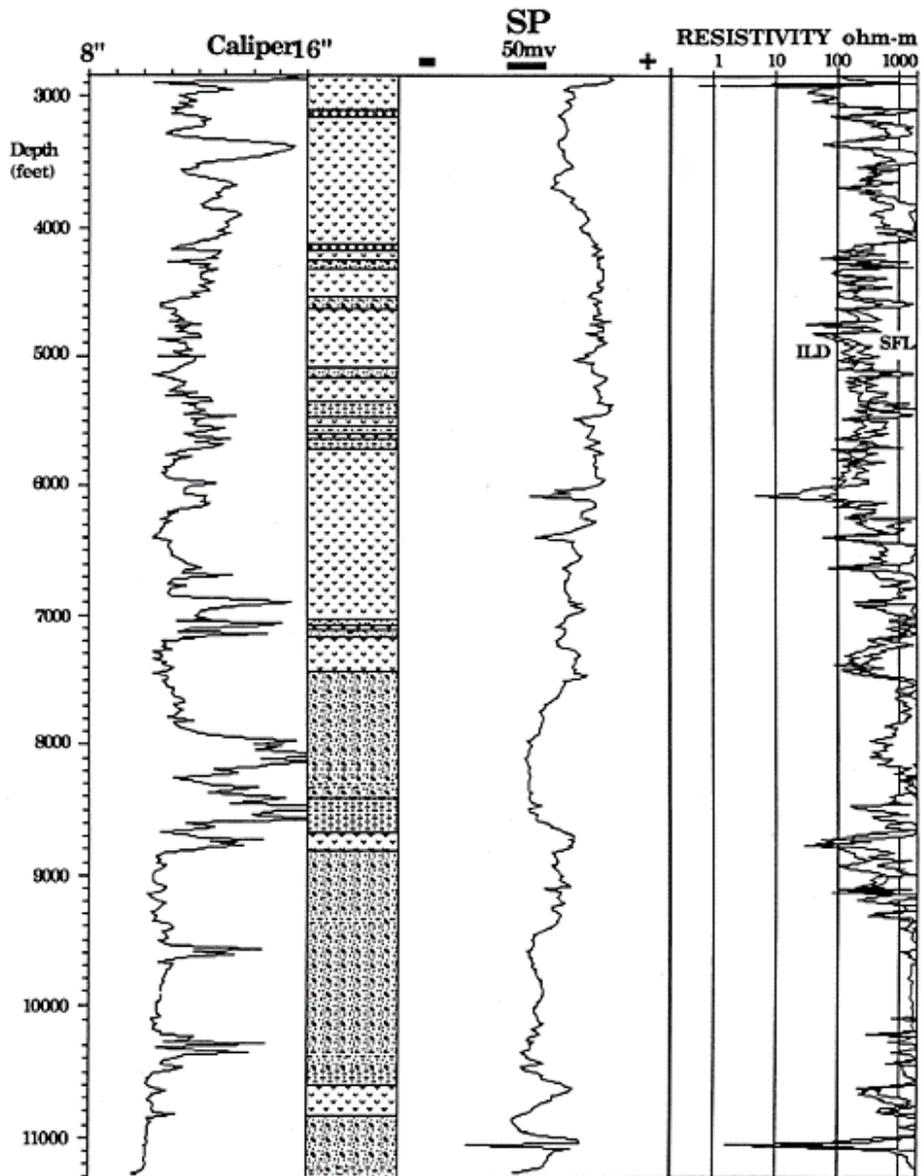


Figura 1.3. Ejemplo de registro Caliper, potencial espontáneo y resistividad. (Tomada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Enrique Coconi Morales, 2017).

### 1.3.2 Registro de Potencial Espontáneo

El registro de potencial espontáneo o potencial natural nos muestra la diferencia de potencial que se encuentra en la formación de manera natural debido al movimiento del agua o de fluidos con un alto grado de salinidad dentro de una formación.

Define los límites de las capas que se encuentran en la parte media de la formación, caracteriza las propiedades físicas de la roca (Porosidad y permeabilidad) y nos da la resistividad del agua de formación de los lodos utilizados en la perforación.

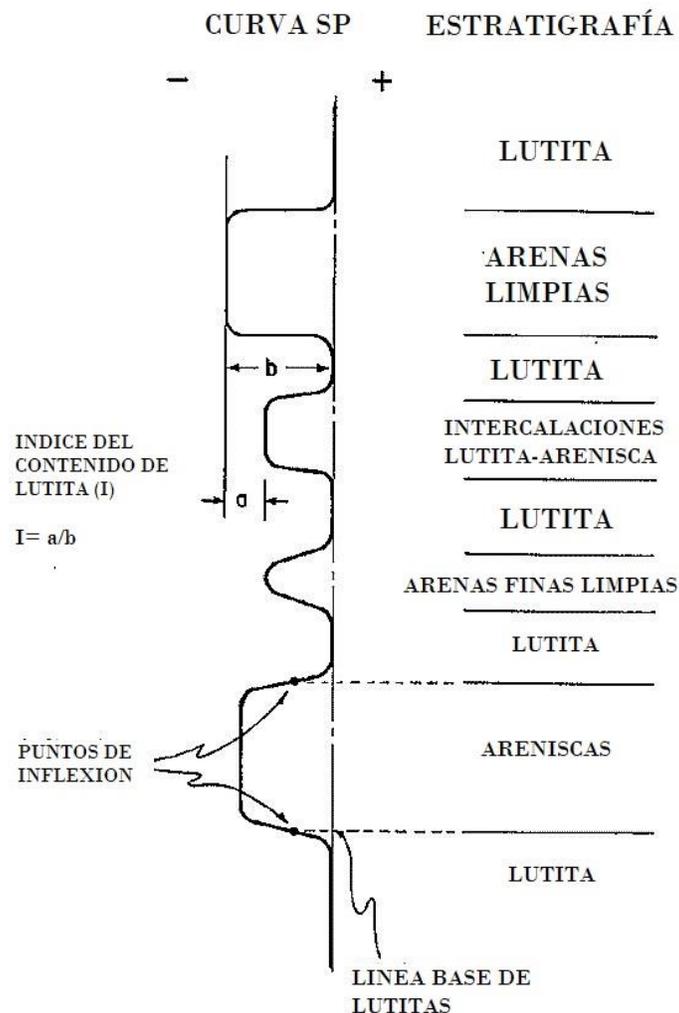


Figura 1.4. Registro de potencial espontáneo. Valores mínimos a la izquierda (Línea base de arenas) y los mayores a la derecha (Línea base de lutitas). (Tomada y modificada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Ambrosio Aquino López, 2017)

En el registro tendrá los valores mínimos a la izquierda y los valores más altos en la derecha del registro, por lo que el incremento será de izquierda a derecha. También, se definen dos líneas base sobre las cuales vamos a colocar nuestros valores máximos y mínimos de SP: Línea base de arenas (Cerca de los valores mínimos) y línea base de arcillas o lutitas (Cerca de los valores máximos). Los datos se toman en milivolts [mV] y la escala se encuentra a cada 20[mV], es decir, cada división estará dada por 20 [mV] y dicha escala dependerá tanto de las condiciones del pozo como de la formación.

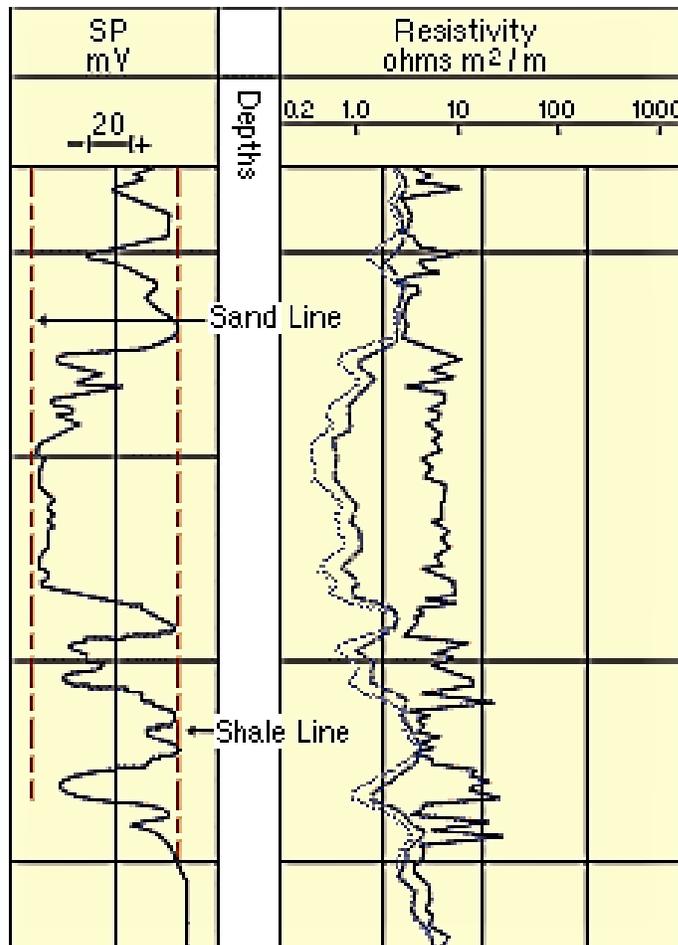


Figura 1.5. Registro SP, registro de resistividad y profundidad para distinguir cambios de litologías. (Tomada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Enrique Coconi Morales, 2017).

En formaciones carbonatadas, se genera un incremento en la curva de SP, la salinidad puede hacer que el registro lo pueda leer como arcilla. Entre más salinidad mayor será la inclinación de la curva hacia la línea base de lutitas.

Debemos de tener en cuenta que la resistividad no será la misma para la zona invadida, la zona virgen y la zona de transición, para lo cual se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Si la resistividad del lodo en la zona invadida ( $R_{mf}$ ) es igual a la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) en la zona virgen, la salinidad del lodo de la formación será la misma que en el agua del pozo y la curva en el registro será una línea recta centrada.
- Si la resistividad del lodo en la zona invadida ( $R_{mf}$ ) es menor a la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) en la zona virgen, tendremos que la salinidad de la formación será más baja que el agua del pozo por lo que las cargas irán del pozo a la formación.
- Si la resistividad del lodo en la zona invadida ( $R_{mf}$ ) formación es mayor a la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) en la zona virgen entonces tendremos que la salinidad de la formación será más alta que la del pozo por lo que las cargas irán de la formación hacia al pozo.

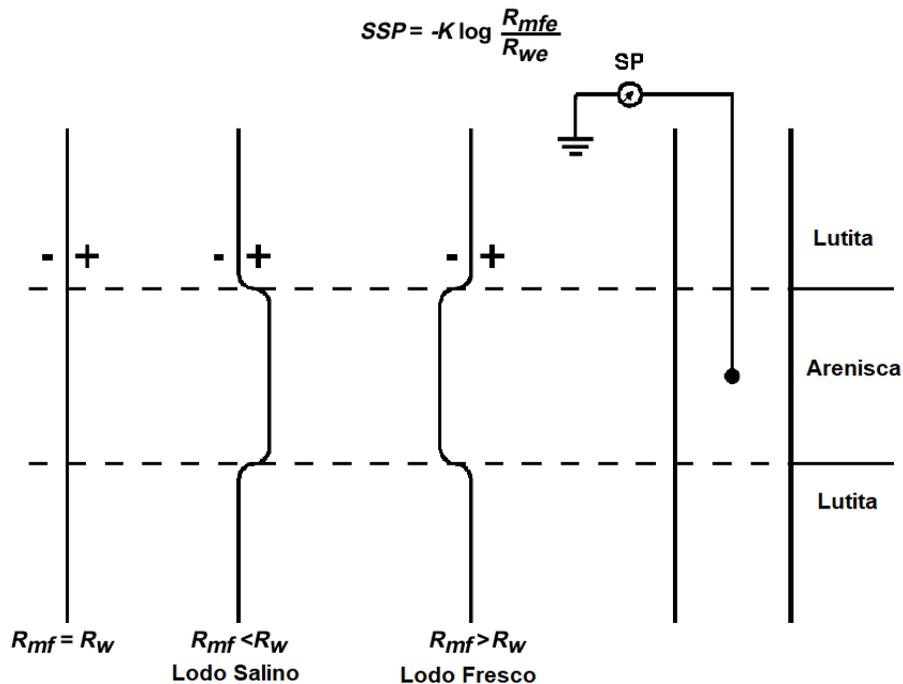


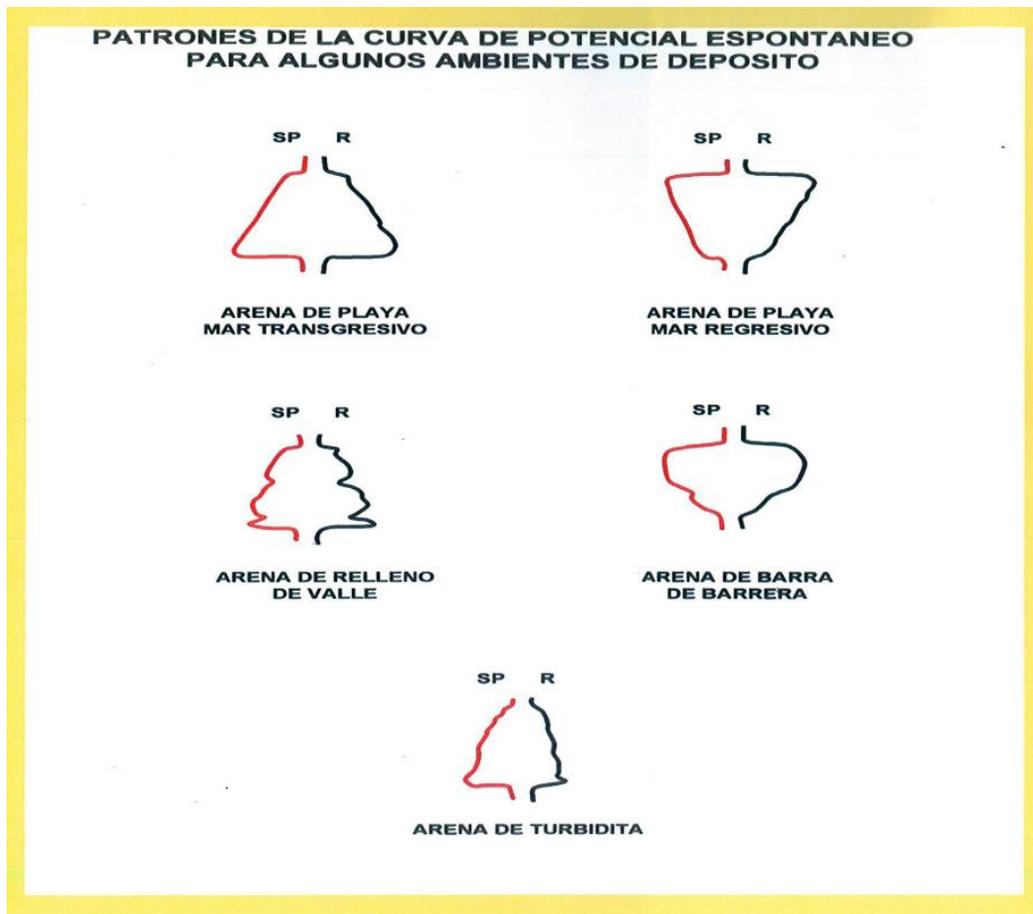
Figura 1.6. Herramienta SP y diagrama de las resistividades del lodo en la zona invadida y el agua de formación en la zona virgen. (Tomada y modificada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Enrique Coconi Morales, 2017)

Otros fenómenos que se presentan asociados al potencial natural que se deben tener en cuenta son los siguientes:

- **Potencial de difusión:** se da cuando existe un exceso de cargas negativas en la superficie de las arcillas, dentro de los poros de la roca. Esta superficie es dipolar y en ella predominan las cargas negativas que se moverán a las zonas con carga positiva. Se presenta en la zona invadida y en la zona virgen en los límites de los poros.
- **Potencial de membrana:** se da cuando las cargas negativas atraviesan los iones positivos localizados en las arcillas. Las cargas negativas se alojan junto con las arcillas, permitiendo así un movimiento de cargas positivas.
- **Potencial electrocinético:** es la diferencia de potencial que se genera en la interface del poro y de la zona invadida, cuando las cargas positivas y negativas se mueven a una gran velocidad al mismo tiempo en el que el fluido pasa de una zona a otra. Cuando el enjarre se forma el potencial electrocinético se cancela.

Los campos eléctricos afectan las curvas de SP, así también como las líneas férreas, estaciones de radio, líneas de luz, estructuras de petróleo, etc.

La curva de SP y la de resistividad nos ayudan a ver las propiedades de la formación cuando estas interactúan de manera relevante (Figura 1.13) o se visualizan patrones en el comportamiento de dichas curvas en diferentes ambientes de depósito.



*Figura 1.7. Comportamiento de las curvas de SP y resistividad para diferentes ambientes de depósito.  
(Tomada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Ambrosio Aquino López,  
2017)*

### 1.3.3 Registro de Rayos Gamma

El registro de rayos gamma (GR) da el registro de la radioactividad natural emitida por la formación, que generalmente emana de la presencia natural de Uranio (U), Torio (Th) y Potasio (K). Mide el número de rayos gamma presentes en el pozo debida a dicha radiación. (Aquino, 2017)

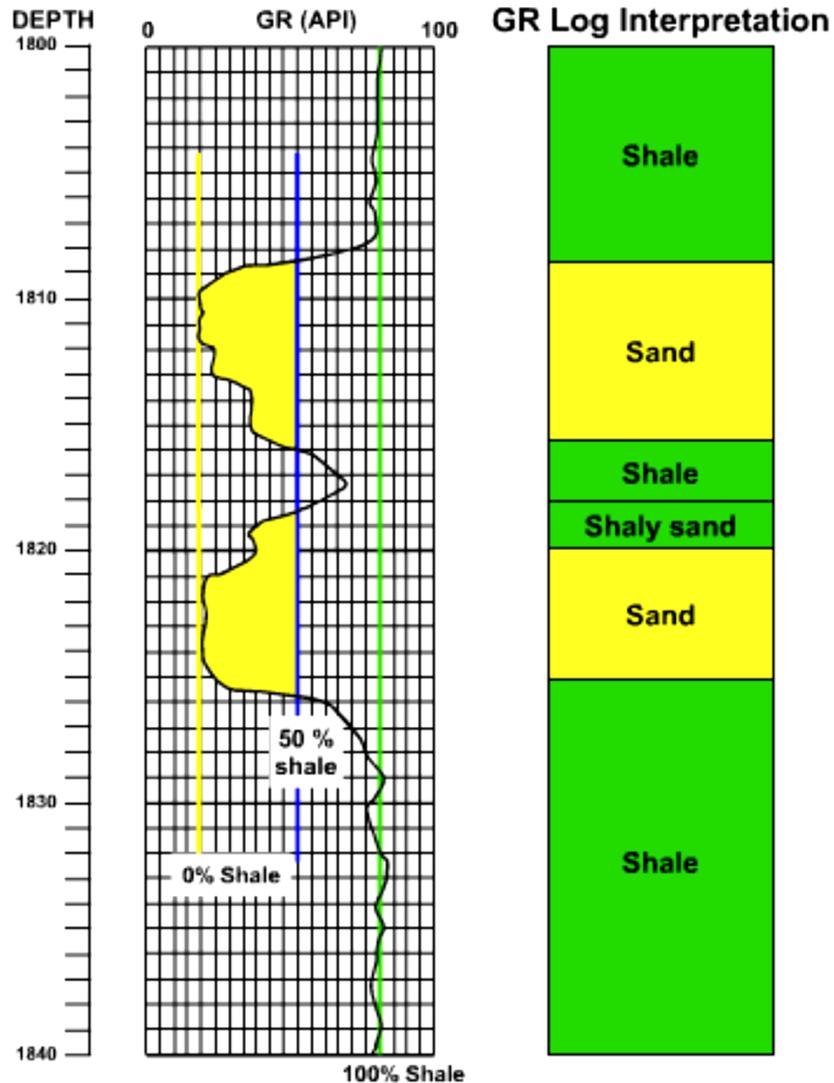


Figura 1.8. Registro de rayos gamma. Comportamiento en la curva para litologías con y sin materia orgánica con ayuda de la línea base de lutitas. (Tomada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Ambrosio Aquino López)

Con ayuda de este registro podemos identificar litologías, principalmente, las que contienen un alto nivel de materia orgánica como las arcillas o yacimientos detríticos. Se mide con escintilómetro y se expresa en unidades GAPI, ascendente de izquierda a derecha. La resolución dependerá de la formación y de la herramienta, pero por lo general es de aproximadamente 40 cm – 90 cm (Ortiz, 2017)

En las formaciones sedimentarias, el registro GR refleja el contenido de arcilla, ya que se tienden a concentrar elementos radioactivos causando altas lecturas de rayos gamma. En las formaciones con areniscas y calizas por lo general se encuentran bajos niveles de radioactividad. (Aquino, 2017)

Una vez que se tiene la curva de rayos gamma, se presenta una distorsión de la curva debido al efecto que tiene el uranio con la herramienta y la formación, por lo que se hace una corrección quitando este efecto, dando como resultado la curva corregida de rayos gamma (CGR).

Se puede estimar el volumen de arcilla que se presenta en la formación después de obtener el índice de arcilla que nos marca el registro. Para calcular dicho índice se utiliza la siguiente expresión tomando los valores altos, se tiene:

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{cn}}{GR_{sh} - GR_{cn}} \dots\dots (1.3.1)$$

Donde:

- GR - Es el valor de GR que marca el registro.
- $GR_{cn}$  - Es el valor de rayos gamma del registro en donde se considera zona limpia (Libre de arcillas).
- $GR_{sh}$  -Es el valor de Rayos gamma en donde indica zona de arcillas.

Con este índice de arcilla podemos obtener  $V_{sh}$  gracias a lo siguiente:

- ❖  $V_{sh} = I_{GR}$  ; se obtendrá una relación lineal ascendente.
- ❖  $V_{sh} = 0.083(2^{3.7 \cdot I_{GR}} - 1)$  ; Rocas clásticas de Terciario (Larionov, 1969).
- ❖  $V_{sh} = 0.33(2^{2 \cdot I_{GR}} - 1)$ ; Rocas del Mesozoico y rocas antiguas (Larionov, 1969).

El registro de rayos gamma nos ayuda a observar una buena litología y a interpretar de manera correcta nuestro pozo.

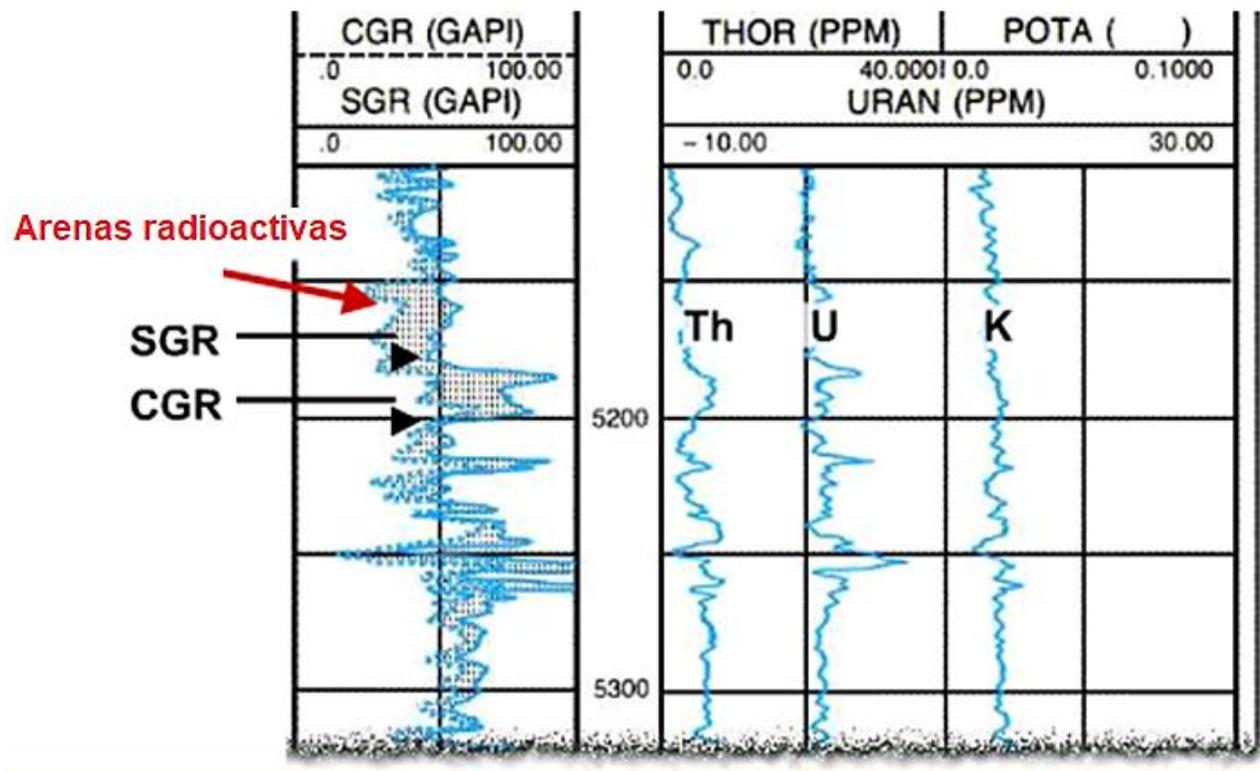


Figura 1.9. Registro de rayos gamma y rayos gamma corregida con las curvas de profundidad, TH, U, y K para la interpretación del pozo. (Tomada y modificada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Ambrosio Aquino López, 2017)

Con ayuda de las curvas de Uranio, Torio y Potasio podremos visualizar con mayor precisión cuando es que la formación cuenta con capas con un alto contenido de materia orgánica y grandes cantidades de arcilla.

Las formaciones limpias usualmente tienen un bajo nivel de contaminantes radiactivos, tales como cenizas volcánicas, granito deslavado y guas de formación con sales disueltas de potasio. El registro se genera en combinación con otros servicios y reemplaza la medida del potencial espontáneo en pozos perforados con lodo salado y lodo base aceite.

Las principales aplicaciones de este registro son las siguientes:

- Correlación de pozos.
- Detección de marcas o trazadores radiactivos.
- Indicar la arcillosidad de la formación

### 1.3.4 Espectroscopia de rayos gamma

La respuesta de la curva de rayos gamma dependerá directamente del contenido de arcilla que se encuentra en la formación. Pero, la herramienta de rayos gamma naturales no tiene la capacidad de diferenciar el elemento radiactivo que produce la medida, debido a que la mayor parte de la radiación gamma proviene de elementos radiactivos de la serie de uranio, torio y potasio, el análisis de estos elementos (en especial del uranio) nos puede ser de gran utilidad a la hora de interpretar y reconocer las formaciones con rocas generadoras de hidrocarburos.

En las rocas carbonatadas se puede adquirir un gran indicador de arcillosidad si se resta a la curva de rayos gamma el efecto del uranio.

Este tipo de herramienta se aplica principalmente para:

- Correlación de pozos.
- Realizar un análisis del tipo de arcilla.
- Detección de minerales pesados.
- Contenido de potasio en evaporitas.

### 1.3.5 Registros Eléctricos

Los registros eléctricos nos ayudan a determinar el valor de la resistividad y/o conductividad que tiene la formación al inyectarle corriente eléctrica. Sus unidades son ohms/metro [ $\Omega/m$ ], incrementando en escala logarítmica de izquierda a derecha. Se pueden dividir en dos tipos de registros eléctricos:

1. **Registros resistivos:** Nos ayuda a determinar la resistividad de una formación rocosa. Utiliza lodo base agua.
2. **Registros conductivos:** La conductividad de la roca será producto del agua intersticial en los poros de la roca. Utiliza lodo base aceite.

Cuando la porosidad decrece, la resistividad aumentará. Cuando hay presencia de aceite la resistividad será muy alta, caso contrario, la resistividad será menor si se cuenta con la presencia de gas.

Durante la perforación se produce un intercambio entre las formaciones porosas y fluidos de perforación (Con resistividad  $R_m$  conocida). Este proceso da origen a una serie de zonas, a medida que nos alejamos del pozo:

- Mud cake: se refiere a la lámina de lodos de perforación que se adhiere a la formación porosa por efecto de capilaridad, su resistividad se denota como  $R_{mc}$ .
- Zona inundada (Flushed zone): Zona en la que los fluidos de formación están casi totalmente desplazados por el filtrado del pozo (Mud filtrate). (Su resistividad se expresa como  $R_{xo}$ )
- Zona invadida: Zona en donde los fluidos de la formación están contaminados con los fluidos del pozo. (También se expresa la resistividad como  $R_{xo}$ )
- Zona virgen: Zona en donde no ha sido alterada por los fluidos del pozo, su resistividad se expresa como  $R_t$ .

La corriente eléctrica va a penetrar en la formación con una profundidad variable dependiendo del arreglo de los electrodos que se estén utilizando en la herramienta y se medirá especialmente en la zona lavada (Ortiz, 2017).

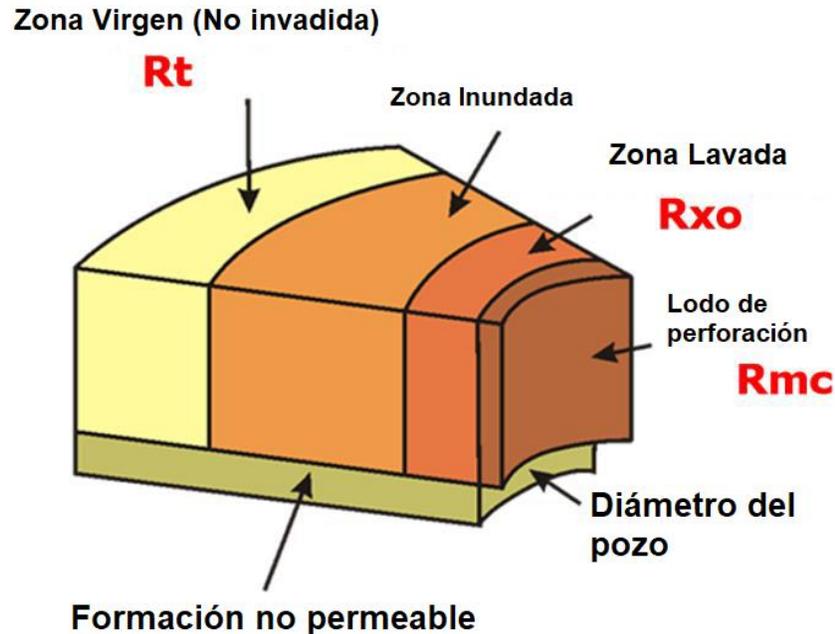


Figura 1.10. Diagrama de resistividades en la zona virgen ( $R_t$ ), zona inundada ( $R_{xo}$ ) y en la zona lavada ( $R_{xo}$ ). (Tomada y modificada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, José L. Ortiz, 2017).

Los parámetros físicos principales para la evaluación de un yacimiento son: la porosidad, la saturación de hidrocarburos, el espesor de la capa permeable y la permeabilidad.

Para deducir la resistividad de formación en la zona no invadida se usan las medidas de resistividad solas o en combinación. La resistividad en la zona invadida será muy diferente a la resistividad de la zona virgen, la cual tendrá un efecto de rampa, ascendente o descendente según sea el caso.

Existen diferentes herramientas que miden la resistividad. Algunas de ellas están en función de la distancia de los electrodos y el tipo de corriente inducida, por ejemplo:

- **Dispositivo normal:** Tiene mayor penetración y mayor resolución. Da información sobre la resistividad en la zona invadida.
- **Dispositivo lateral:** Nos da información en la zona virgen. También se conoce como resistividad “Deep”. Provee resolución vertical de 60 [cm].

Para la distribución radial de las resistividades en una zona que contiene agua, la resistividad del lodo en la zona invadida (**R<sub>mf</sub>**) será mayor a la resistividad del agua de la formación (**R<sub>w</sub>**). Por lo que **R<sub>xo</sub>** (Resistividad en la zona invadida) será mayor a **R<sub>t</sub>** (resistividad en la zona virgen). (Ortiz, 2017)

La distribución de las resistividades en una zona con aceite, el valor de la resistividad del lodo de la zona invadida (**R<sub>mf</sub>**) será menor a la resistividad del agua de la formación (**R<sub>w</sub>**). Por lo tanto, la resistividad en la zona invadida (**R<sub>xo</sub>**) será menor que la resistividad en la zona virgen (**R<sub>t</sub>**) (Ver Figuras 1.10 y 1.11).

## Perfiles de invasion

Distribución radial de las resistividades en zonas con agua.

( $R_{mf} > R_w$ )



Distribución de las resistividades en una zona con aceite.



Figura 1.11. Perfiles de invasión y perfiles de resistividades en la zona invadida y zona profunda. (Tomada y modificada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Enrique Coconi Morales, 2017).

Para medir la resistividad de la formación se cuenta con dos herramientas:

- **Inducción y doble Laterolog:** Cuando se tienen formaciones altamente resistivas, la herramienta de doble Laterolog nos proporciona información más confiable. En formaciones con carbonatos de baja porosidad se tendrán resistividades altas, por lo que se requiere realizar una interpretación cuantitativa y se debe tomar un registro doble Laterolog, La profundidad de investigación es de mediana a profunda. (Ortiz, 2017)
- **Microesférico Enfocado:** Surge de la necesidad de conocer la resistividad en la zona invadida para poder correlacionar las lecturas de las otras herramientas utilizadas en el pozo y así tener un valor adecuado de la resistividad en la zona virgen. Utiliza electrodos de corriente, con un espaciamiento menor, adicionales para garantizar que el volumen conocido de la formación es medido. El arreglo Microesférico reduce el efecto adverso del enjarre del fluido del pozo, manteniendo una profundidad adecuada de investigación. (Ortiz, 2017)

En lodos no conductivos, como los que tienen base aceite, no se puede tomar la herramienta doble Laterolog debido a que se necesita un medio conductor entre la herramienta y el pozo.

Las medidas de resistividad, junto con la porosidad y resistividad del agua de formación, se usan para obtener la saturación de agua.

La saturación obtenida de las resistividades somera y profunda se comparan para poder evaluar la productividad de la formación, que dependerá del fluido contenido en la misma y del tipo de formación.

Para este tipo de arreglos es recomendable corregir por espesor de capa cuando son menores a 10 metros. Para pozos modernos, se utiliza AIT (Array Induction tools) que son diferentes arreglos de los electrodos en la herramienta, con los cuales podemos penetrar hasta 90 pulgadas de profundidad en la formación (Morales, 2017).

El valor de  $R_w$  (Resistividad del agua de la formación) se puede obtener a partir de:

- ✓ El registro de SP (potencial espontáneo).
- ✓ Tablas locales de distribución de fluidos.
- ✓ La Resistividad en la zona virgen adquirida en el registro ( $R_t$ ) y la porosidad en la zona de agua partiendo de la ecuación de Archie.
- ✓ Herramientas de  $R_{xo}$  y  $R_t$  medida en los registros de forma directa.

También se puede obtener la resistividad del agua de la formación ( $R_w$ ) a partir de la resistividad en la zona invadida ( $R_{xo}$ ) y la resistividad en la zona virgen ( $R_t$ ) con ayuda de las siguientes expresiones:

1.  **$R_w$  con de  $R_{xo}$  y  $R_t$ .** Con el factor de corrección local igual a 1 ( $a=1$ ) Exponente de cementación y el exponente de saturación iguales a 1 ( $m=n=1$ ). Para una formación limpia de agua ( $S_w=1$ ), la ecuación de saturación viene de:

$$R_w = \emptyset^2 * R_t \dots\dots (1.3.2)$$

Donde:

- $R_w$  = Resistividad del agua de la formación.
- $\emptyset$  = Porosidad de la formación.
- $R_t$  = Resistividad medida en la zona virgen.

## 2. $R_w$ con de $R_t$ y $\emptyset$

A partir de las ecuaciones para obtener  $S_{xo}$  y  $S_w$ :

$$S_{xo} = \frac{1}{\emptyset} \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{xo}}} \dots\dots (1.3.3) \quad \text{y} \quad S_w = \frac{1}{\emptyset} \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \dots\dots (1.3.4)$$

Dividiendo 1.2.7 entre 1.2.8 se obtiene que:

$$\frac{S_{xo}}{S_w} = \left(\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w}\right)^{1/2} \dots\dots (1.3.5)$$

Si  $S_w=S_{xo}=1$ , da como resultado:

$$R_w = R_t * \left( \frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right) \dots\dots (1.3.6)$$

Donde:

- $R_w$  = Resistividad del agua de la formación.
- $\emptyset$  = Porosidad de la formación.
- $R_t$  = Resistividad medida en la zona virgen.
- $S_{xo}$  = Saturación en la zona invadida.
- $S_w$  = Saturación de agua de la formación.
- $R_{mf}$  = Resistividad del lodo en la zona invadida.
- $R_{xo}$  = Resistividad en la zona invadida.

Como datos adicionales de los registros eléctricos, se tiene que:

- Funcionan para cualquier formación (excelente para rocas carbonatadas).
- No requiere necesariamente de la porosidad de la formación.
- Los registros eléctricos no funcionan con contenidos de arcillas en los poros de la roca.
- Se deben de aplicar correcciones ambientales (Diámetro de pozo, separación entre electrodos, etc.)

### 1.3.6 Registro de Neutrones

Mide el índice de Hidrógeno que existe en la formación. A mayor índice de Hidrógeno la porosidad será mayor. El nivel de energía de los neutrones dependerá de la interacción que tienen esto con el medio (número de choques).

La herramienta dispara una gran cantidad de neutrones y se mide la cantidad que fue absorbida por la formación. De la cantidad de neutrones recibida por la herramienta se deriva la densidad de núcleos de hidrógeno en la formación (Ortiz, 2017).

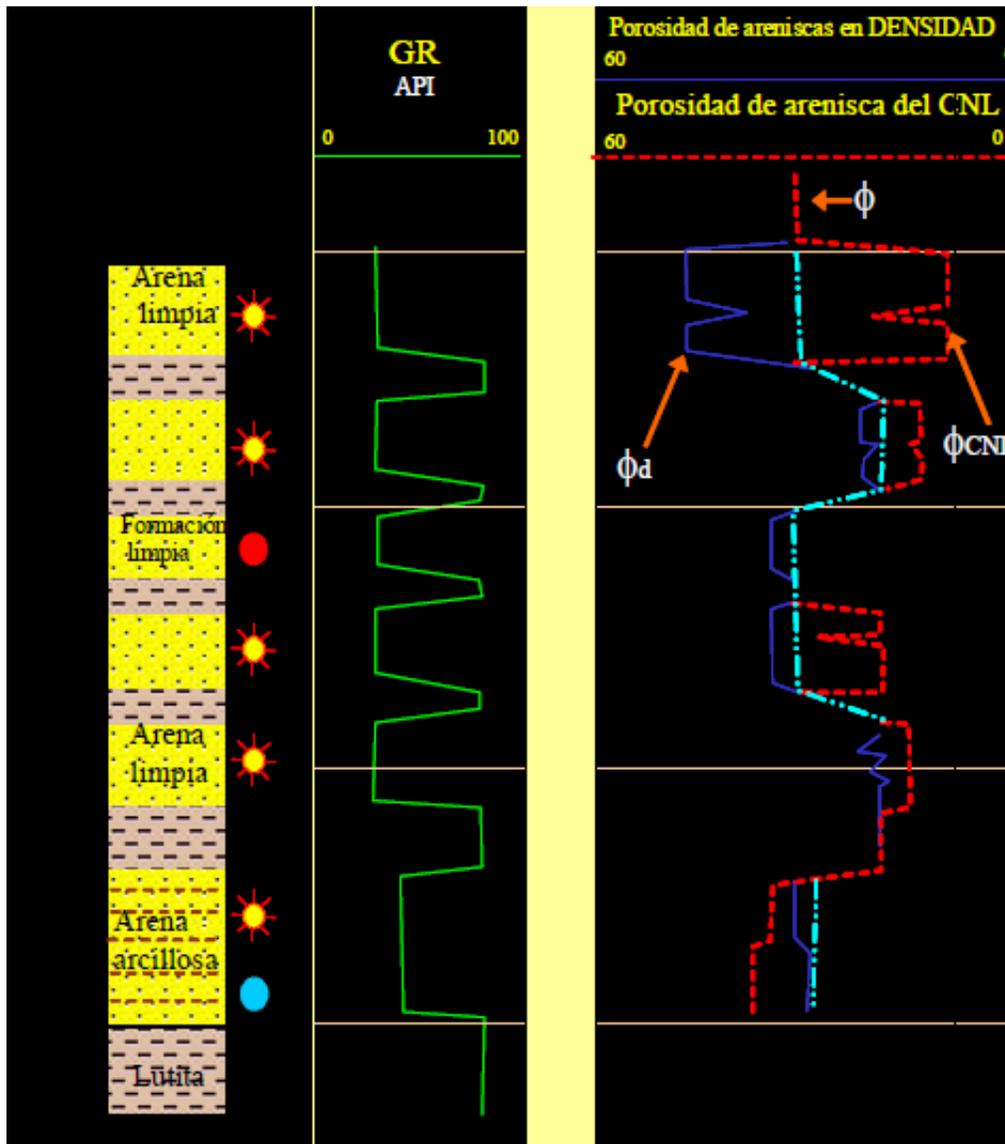


Figura 1.12. Registro de neutrón, densidad y rayo gamma para la determinación de litologías y zonas con gas. (Tomada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Enrique Coconi Morales, 2017)

Los neutrones de alta energía se reducen al nivel termal vía dispersión elástica, debido a la colisión con átomos de hidrógeno en la formación (presente en fluidos y en la matriz). Algunos de los neutrones termales son absorbidos por los átomos en la formación y otros llegan a los detectores.

La cantidad de átomos de hidrógeno se puede determinar midiendo los neutrones termales que llegan a los detectores, y, asumiendo que la mayoría de estos átomos se encuentran en el agua o en los hidrocarburos, la porosidad de la formación también se puede determinar. (Aquino, 2017).

Este registro nos ayuda a determinar litologías y zonas con gas, dando como resultado una porosidad obtenida con herramienta de Neutrón. También, determina los límites de capas y fluidos.

Las unidades para este registro son NPHI (Neutron porosity units). La herramienta de neutrón nos arrojará valores altos en las arcillas debido a la alta porosidad y una baja densidad en las lutitas.

Cabe resaltar que los núcleos de hidrógeno se asocian con la presencia de agua en la formación. A menor porosidad, mayor probabilidad de que los neutrones lleguen más lejos dentro de la formación (Castrejón, 2017).

### 1.3.7 Neutrón Compensado

La herramienta de neutrón compensado utiliza una fuente radioactiva y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos detectores. (Morales, 2017)

Dicha relación indica la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y es dependiente del fluido contenido en los poros de la roca y de la porosidad.

Esta herramienta se aplica principalmente para:

- ❖ Identificar la litología de la formación.
- ❖ Detección de gas.
- ❖ Determinar la porosidad de la roca.
- ❖ Realizar un análisis del contenido de arcilla.

El registro de neutrón compensado se utiliza como indicador de gas debido a que se mide el índice de hidrógeno contenido en los poros y como el gas contiene un bajo índice de estas moléculas se estima que la porosidad aparente será baja.

Al realizar la comparación con otros registros, tales como el sónico o el de Litodensidad, es posible realizar la determinación de la posible presencia de gas.

### 1.3.8 Registro de Densidad

El registro de densidad es una combinación de densidad de la matriz y la densidad de los fluidos en sus proporciones relativas. (Ortiz, 2017).

Esta herramienta nos da la densidad electrónica de la roca en la formación, la cual es directamente relacionada a la densidad volumétrica verdadera resultando en un registro de la densidad volumétrica de la formación  $\rho_{ob}$ . Con el podemos distinguir litologías y visualizar si la formación está afectada por la presencia de fluidos contenidos en ella.

Las unidades en las que mide este registro son  $[g/cm^3]$  y su escala va de izquierda a derecha, comúnmente de 2.0  $[g/cm^3]$  a 3.0  $[g/cm^3]$ .

Los registros de densidad se pueden dividir en dos categorías:

1. Registro de densidad: Nos ayuda a determinar la densidad electrónica de la roca, obteniendo el valor de  $\rho_B$ . (B = Bulk, parámetro de una cantidad volumétrica a partir de una cantidad de roca).
2. Registro de Litodensidad: Nos permite visualizar la litología de la formación y si ésta se ve afectada por fluidos. En presencia de gas la densidad va a disminuir.

Gracias a la herramienta de densidad nosotros podemos obtener la porosidad que se encuentra en la roca, la cual será una porosidad total obtenida a partir de la densidad. La porosidad de la formación se puede calcular a partir del registro de densidad para una matriz de densidad conocida y la densidad del fluido que la satura. (Ortiz, 2017)

Si la densidad de la roca aumenta tendremos una disminución considerable de la porosidad. Caso contrario, si la densidad de la roca disminuye tendremos que la porosidad aumentará. Para el cálculo del valor de la densidad ( $\rho_B$ ) se puede obtener a través de saber el volumen de la matriz sobre la cual se está trabajando la densidad de la matriz de la roca y la porosidad sobre la cual es contenido el fluido, como lo muestra la siguiente expresión:

$$\rho_B = (V_{matriz}) * \rho_{matriz} + \emptyset_{of} \dots\dots (1.3.7)$$

Donde:

- $\rho_B$  = Densidad volumétrica de la roca
- $V_{matriz}$  = Volumen de la matriz
- $\rho_{matriz}$  = Densidad de la matriz de la roca
- $\emptyset_{\rho f}$  = Porosidad ocupada por el fluido (Densidad del fluido)

Después de calcular el valor de la densidad, nosotros podemos obtener la porosidad a partir de la densidad con ayuda de la siguiente expresión:

$$\emptyset_D = \frac{\rho_{matriz} - \rho_B}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \dots\dots (1.3.8)$$

Siendo:

- $\emptyset_D$  = Porosidad total por densidad
- $\rho_{matriz}$  = Densidad de la matriz
- $\rho_B$  = Densidad volumétrica de la roca
- $\rho_{fluido}$  = Densidad del fluido contenido en los poros

En la práctica, se utiliza el valor de la densidad del agua para mayor facilidad de cálculos, sin embargo, si se tiene conocimiento del fluido que está contenido en los poros solo se sustituye el valor correspondiente en la ecuación 1.3.8 para obtener el valor de la porosidad. (Aquino, 2017)

Para obtener una porosidad quitando el efecto por arcilla se realiza el cálculo de una porosidad efectiva, la cual se obtiene restando a la ecuación 1.3.8 el volumen de arcilla que se tiene en la formación junto con la densidad de la arcilla, como se muestra en la siguiente expresión:

$$\emptyset_e = \frac{\rho_{matriz} - \rho_B}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} - V_{arcilla} \left( \frac{\rho_{matriz} - \rho_{arcilla}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \right) \dots\dots (1.3.9)$$

Que, de manera simple y general, la ecuación 1.3.9 resulta en:

$$\emptyset_e = \emptyset_D - V_{arcilla} * \emptyset_{arcilla} \dots\dots (1.3.10)$$

De donde:

- $\emptyset_{\text{arcilla}}$  = Porosidad de la arcilla
- $\emptyset_e$  = Porosidad efectiva
- $\rho_{\text{matriz}}$  = Densidad de la matriz
- $\rho_B$  = Densidad volumétrica de la roca
- $\rho_{\text{fluido}}$  = Densidad del fluido contenido en los poros
- $\rho_{\text{arcilla}}$  = Densidad de la arcilla
- $V_{\text{arcilla}}$  = Volumen de arcilla en la roca

El volumen de la arcilla se puede realizar el cálculo a partir de la curva de porosidad para un punto en específico del registro, junto con los valores máximos y mínimos de porosidad, tenemos que el volumen de arcilla se calcula de la siguiente forma:

$$V_{\text{arcilla}} = \frac{RG - RG_{\text{min}}}{RG_{\text{máx}} - RG_{\text{min}}} \dots\dots (1.3.11)$$

Donde:

- $V_{\text{arcilla}}$  = Volumen de arcilla
- $RG$  = Valor del registro de porosidad para un punto en específico
- $RG_{\text{máx}}$  = Valor máximo del registro de porosidad
- $RG_{\text{min}}$  = Valor mínimo del registro de porosidad

El volumen de arcilla, basándonos en la curva de rayos gamma, lo podemos obtener del índice de arcilla con los valores de un punto del registro, los valores máximos y los valores mínimos, utilizando la misma expresión 1.3.11.

Se puede utilizar la curva de potencial espontáneo solo con los valores máximos y mínimos de la línea base de arenas y la línea base de arcillas. (Morales, 2017).

Al correlacionar las curvas del registro de densidad con el registro de porosidad neutrón (Figura 1.11), se podrá observar existen varias respuestas típicas cuando se tienen diferentes zonas con Agua, aceite, gas, tipos de arenas saturadas, arenas limpias, calizas, etc.

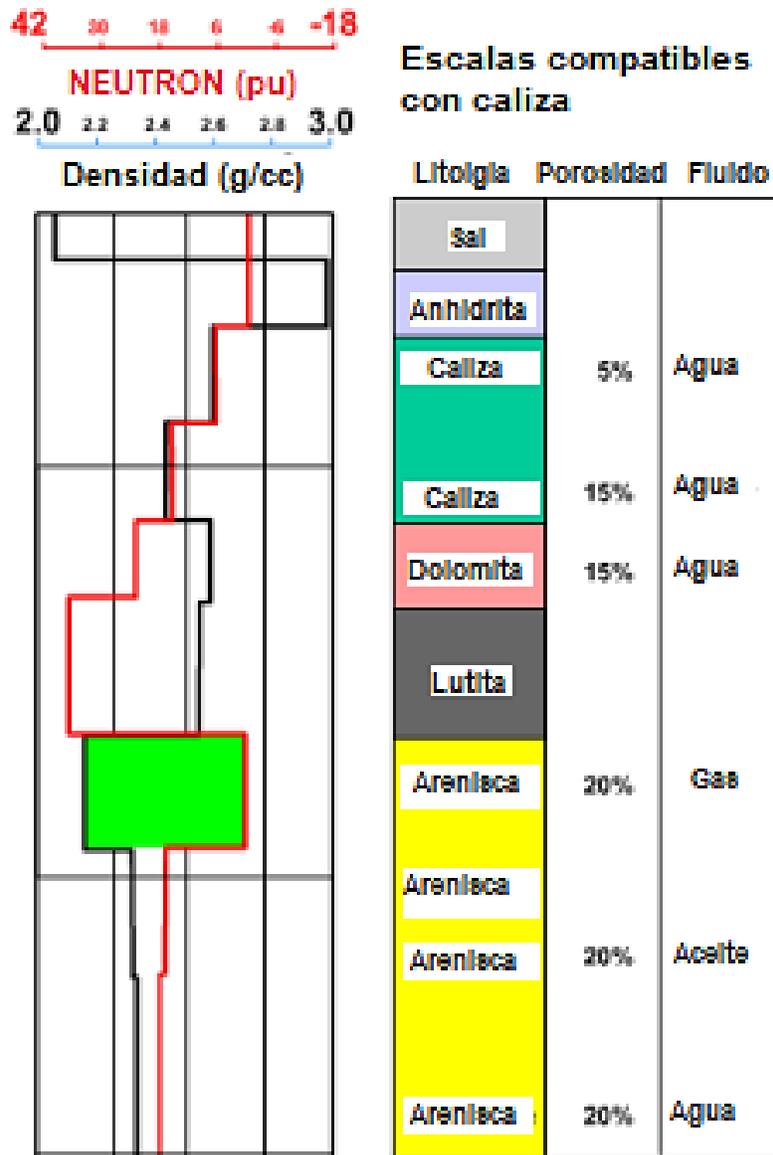


Figura 1.13. Registro de densidad y porosidad con densidad. Respuestas típicas a ciertas litologías, materiales y elementos. (Tomada y modificada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Ing. José L. Ortiz, 2017).

### 1.3.9 Litodensidad compensada.

La herramienta de Litodensidad compensada funciona con una fuente radiactiva emisora de rayos gamma de alta energía y se utiliza para la obtención de la densidad de la formación, también, para la estimación de la porosidad con base en lo anterior y se aplica para realizar la determinación del tipo de litología con la que se está trabajando.

La determinación de la litología se realiza por medio de la medición del “índice de absorción fotoeléctrica”, ya que éste representa una cuantificación de la capacidad que tiene el material de la formación para obtener radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción fotoeléctrica, por lo tanto, la herramienta de Litodensidad y la curva de PEF ayudan a determinar tanto la litología del pozo como la porosidad de manera eficaz. (López Aguirre, 2016)

La herramienta de Litodensidad compensada se aplica principalmente para:

- Identificar presiones anormales en el pozo.
- Determinar el tipo de litología.
- Realizar un análisis de porosidad.
- Calibrador

### 1.3.10 Registro Sónico

El registro acústico o sónico consiste en un transmisor que emite un pulso sónico (Audible al oído humano) y el receptor mide cuanto fue lo que tardó la primera onda (onda refractada) en llegar hasta él. El sonido emitido por el transmisor es transmitido dentro de la formación desde el pozo.

El registro sónico mide la diferencia del tiempo de transito de la onda refractada desde que se emitió por la formación hasta que llega al receptor. La herramienta también puede ser compensada (cuenta con dos o más receptores y éstos compensan la distancia de inclinación de la herramienta).

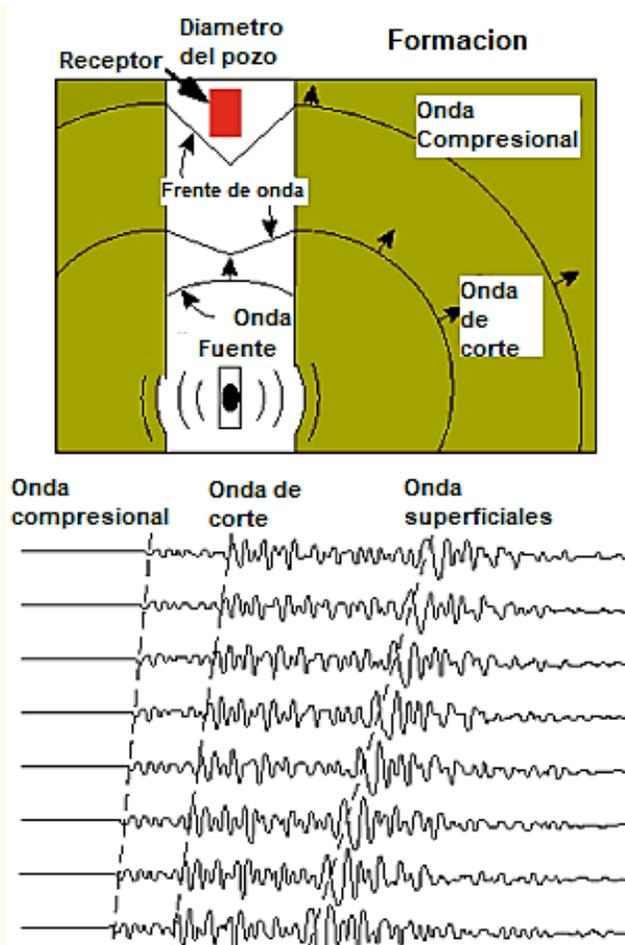


Figura 1.14. Herramienta sónica. Diagrama que muestra la onda compresional y de corte que se producen en el pulso sónico y que viajan por la formación antes de ser registradas en el receptor. (Tomada y modificada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Ambrosio Aquino López y Dr. Enrique Coconi Morales, 2017).

Las unidades son microsegundos sobre pies [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ]. El tiempo de tránsito va a ser variable con respecto al tipo de material sobre el cual la onda esté viajando dentro de la formación (la onda viajará más rápido si el material es más denso o compacto), sin embargo, se cuenta con un factor de conversión para distintas rocas agilizando el cálculo de los tiempos de tránsito para cada tipo de roca. Esta herramienta, con lo anteriormente mencionado, obtenemos diferentes tipos de curvas:

- 1.- **Velocidad sónica (SVEL)**. Escala incrementa de izquierda a derecha (de 5000 – 25000 [ $\text{ft}/\mu\text{s}$ ]).
- 2.- **Porosidad primaria (SPHI)**. Escala incrementa de derecha a izquierda. (de -0.15 a 0.45 [ $\text{V}/\text{V}$ ], también se obtiene el valor de la porosidad con la fórmula de Wylie o Raymer - Hunt).
- 3.- **Tiempo de tránsito integrado (ITT)**. Escala incrementa de derecha a izquierda (de 40 a 140 [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ]).

Como se mencionó anteriormente, con la herramienta sónica nosotros podemos calcular y obtener la porosidad primaria que contiene la formación, para lo cual nos basamos en la ecuación de Wylie (ecuación 1.3.13), también llamada ecuación del tiempo promedio:

$$\Delta t_{log} = \emptyset \Delta t_n + (1 - \emptyset) \Delta t_{ma} \dots \dots (1.3.12) \quad \rightarrow \rightarrow \rightarrow \quad \emptyset = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \dots \dots (1.3.13)$$

De donde:

$\Delta t_{log}$  = Tiempo de tránsito tomado del registro.

$\Delta t_{fl}$  = Tiempo de tránsito de la saturación del fluido.

$\Delta t_{ma}$  = Tiempo de tránsito de la matriz.

$\emptyset$  = Porosidad.

Para arenas que no se encuentran compactadas, se utiliza una expresión similar, solo se realiza la multiplicación por un factor de corrección (**Cp**) que se obtiene de manera empírica:

$$\emptyset = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \frac{1}{C_p} \dots\dots (1.3.14)$$

Para la porosidad obtenida a través de la ecuación de Rymer – Hunt, el factor de corrección (**C**) toma valores que van de 0.625 a 0.7 para los líquidos y para formaciones contenedoras de gas toma el valor de 0.6, la ecuación resulta en:

$$\emptyset = C \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{log}} \dots\dots (1.3.15)$$

Los efectos que se ven en el registro sónico ocasionado por la litología y fluidos son muy importantes, ya que, como estamos obteniendo porosidad, podemos clasificar formaciones que puedan ser candidatas a reservas de hidrocarburos, agua, etc.

Un efecto relevante que tiene la litología sobre el registro sónico es que las arcillas causan alteraciones a la hora del cómputo de la porosidad, estas producen un aumento del tiempo de tránsito y de la velocidad cuando se tiene la presencia de agua.

Otro efecto que es importante conocer es el de los fluidos sobre el registro sónico, cuando se tiene la presencia de Gas se obtendrán valores muy altos en la porosidad, además de que el tiempo de tránsito de la onda de corte será mayor mientras que el de la onda compresional será menor. Si conocemos la velocidad de la formación, podemos obtener la lentitud (Slowness) de dicha formación con lo siguiente:

$$V_{formación} = \frac{\text{Distancia entre receptores}}{\text{Tiempo de llegada}} = \frac{L}{b-d} = \frac{L}{TT_2 - TT_1} \dots\dots (1.3.16)$$

La lentitud, el inverso de la velocidad resulta:

$$\text{Slowness}(\Delta t) = \frac{TT2-TT1}{L} \dots\dots (1.3.17)$$

Para las expresiones anteriores de un arreglo simple, se tiene que:

- TT1 = Tiempo de tránsito 1 desde el transmisor al receptor 1.
- TT2 = Tiempo de tránsito 2 desde el transmisor al receptor 2.
- L = Distancia entre los receptores 1 y 2.
- a = Punto donde se localiza el transmisor.
- b = Distancia desde el transmisor hasta el segundo receptor.
- c = Distancia desde la pared del pozo al receptor.
- d = Distancia desde el transmisor hasta el primer receptor.

Para los diferentes arreglos en la herramienta se calcula la velocidad de la formación y la lentitud modificando las expresiones anteriores con respecto al número de transmisores y receptores que se tengan, así como la distancia en la que están dispuestas cada una de estas.

Con los diferentes tipos de arreglos para la herramienta sónica nosotros podemos medir los trenes de onda para cada uno de los receptores. Por mencionar algunos arreglos comunes son:

- **Arreglo simple.**
- **Dos transmisores y dos receptores.**
- **Sónico compensado en pozo.**
- **Profundidad derivada con sónico compensado en pozo.**
- **Herramienta de espaciamiento sónico largo (LLS)**

Otros registros que se pueden obtener, de forma adicional a los antes mencionados, para el cálculo de la velocidad, tiempos de tránsito y porosidad son los siguientes:

1. **LWD** – Se obtiene cuando se está perforando el pozo
2. **Wireline** – Se obtiene después de la perforación (Pozo abierto).

Las aplicaciones del registro sónico son variadas, pero principalmente se utilizan para la evaluación de la formación (Evaluación de la porosidad, detección de gas, identificar fracturas y calcular la permeabilidad), análisis de las propiedades mecánicas de la roca (Análisis de arenas, tamaño de fracturas, estabilidad de los cementos) y para interpretación geofísica (utilizando sismogramas sintéticos, sísmica de pozo V.S.P y A.V.O).

### 1.3.11 Registro de factor fotoeléctrico

El registro del factor fotoeléctrico (PEF) se obtiene a partir del número de rayos gamma de baja energía que se emiten en el pozo. Es un registro de las propiedades de absorción fotoeléctrica en la roca. Consiste en una fuente química de emisión y detectores de rayos gamma.

El registro se obtiene como parte de la medición de densidad. La profundidad de investigación es del orden de una pulgada, lo que generalmente corresponde a la zona lavada.

El registro mide el factor de absorción fotoeléctrica, el cual es la desaparición de los rayos gamma de baja energía, ya que éstos chocan con los átomos causando la expulsión de un electrón de su órbita. (Aquino, 2017)

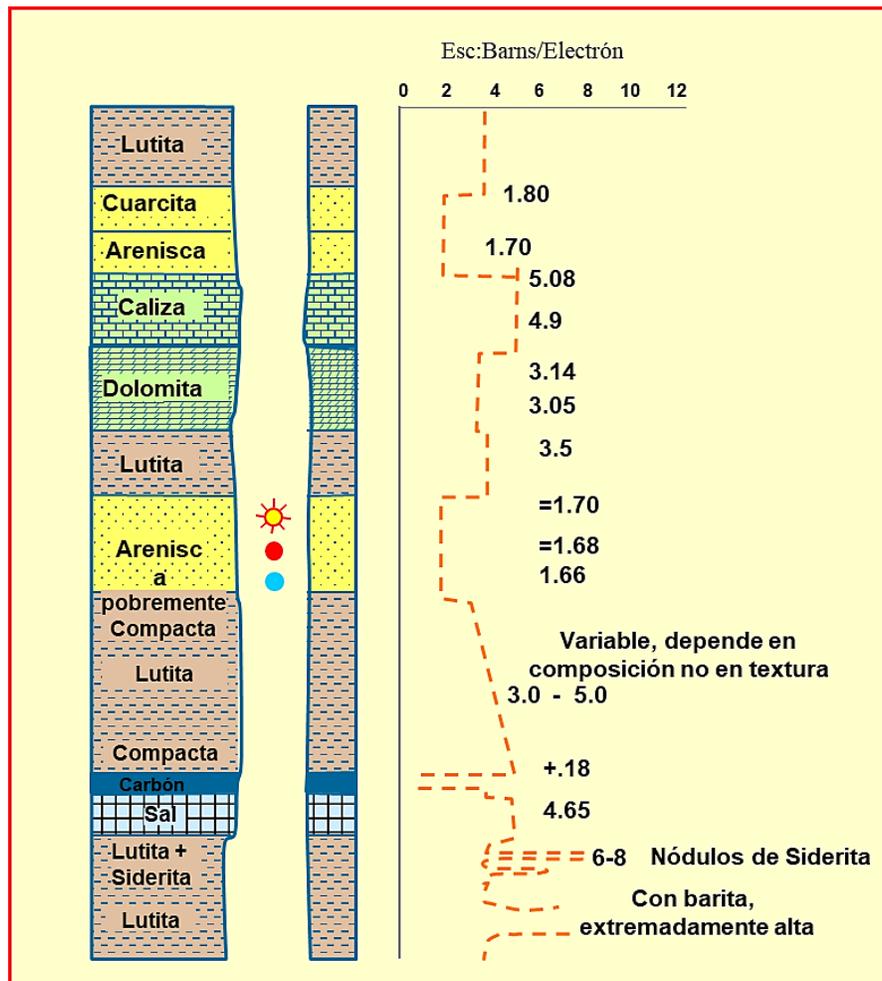


Figura 1.15. Registro de PEF (Factor fotoeléctrico). La curva se mueve bruscamente a la derecha producto de minerales como la Siderita y Barita (Tomada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Enrique Coconi Morales, 2017)

Dado que los fluidos tienen números atómicos muy bajos, su influencia es muy escasa, de modo que Pe es una medida de las propiedades de la matriz de roca.

Las areniscas tienen un Pe bajo, en tanto que las dolomías y las calizas poseen un Pe alto. Las arcillas, los minerales pesados y los minerales que contienen hierro poseen un Pe alto (Morales, 2017).

Este registro es adecuado para distinguir litologías y nos ayuda a separar las arenas limpias de las calizas y también es de gran utilidad para la determinación de la mineralogía.

No se ve afectada por el tipo de fluidos que estén contenidos en la formación y se obtienen buenos resultados si se utiliza un lodo base agua, ya que el lodo base aceite afecta el registro debido a la Bentonita contenida en el lodo.

Como características importantes del factor fotoeléctrico (PEF) son:

- Es buen indicador de matriz
- Responde a la litología y es poco afectada por cambios en porosidad o fluidos
- Tiene profundidad de investigación somera y es afectada por “mud-cake”.
- En lodos que contienen barita, marca valores de 250 o más.

## 1.4 INTERPRETACIÓN Y DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS CON REGISTROS DE POZO.

Dentro del procesamiento de los datos de un pozo, se presentan algunos pasos que tiene que ser considerados: como la ubicación en donde se está perforando el pozo, la empresa que está tomando los datos y el tipo de curvas que se están obteniendo de manera directa. Esta información la podemos encontrar en el encabezado del archivo del pozo en formato .LAS (En caso de utilizar software para leer los datos).

Para poder interpretar el pozo de manera adecuada es indispensable conocer los procesos básicos correspondientes al procesamiento de los datos del pozo y la teoría referente a los registros geofísicos de pozo, los cuales nos ayudarán a visualizar el tipo de estructuras que se encuentran en el subsuelo y si estas son candidatas para contener algún recurso con interés económico (Agua, gas, petróleo, minerales, etc.)

Si se utiliza un software especializado para los registros de pozo, es necesario conocer qué empresa está tomando los datos durante la perforación, ya que se realizan diferentes métodos al momento de realizar las correcciones apropiadas para ciertas curvas, además de utilizar diferentes parámetros que recomiendan son los adecuados durante las correcciones pertinentes.

Dentro de este capítulo de conceptos básicos, se mencionarán algunas de las correcciones importantes y básicas que se llevan a cabo para realizar una interpretación adecuada de la geología.

## 1.4.1 Interpretación de registros.

La interpretación puede llevarse de diferentes formas frente a un registro geofísico. Primero que nada, debe de realizarse una interpretación de forma cualitativa del registro para poder visualizar de forma general el conjunto de registros para poder identificar zonas de interés en subsuelo.

Dichas zonas de interés pueden referirse, principalmente a:

- Las zonas permeables de la formación.
- Análisis de la temperatura.
- Condiciones del pozo que puedan afectar la respuesta de la herramienta utilizada.
- Contenido de fluidos en zonas permeables.
- Identificar el tipo de litologías(s) (Tipos de roca, minerales, propiedades físicas contenidas en éstas).

Si se quiere realmente tener una buena interpretación del registro, es necesario tener el conocimiento básico de las herramientas con las que se está trabajando, también con el conocimiento sobre el área de estudio de manera general, así como lo que se está tratando de localizar.

## 1.4.2 Lectura de registros.

En la interpretación, es muy importante la lectura de los registros geofísicos con los que contamos, para esto se colocan de diferente posición en un “Template” final (Hoja en donde se muestran todos los carriles necesarios para la interpretación del pozo, junto con todos los parámetros requeridos para interpretar).

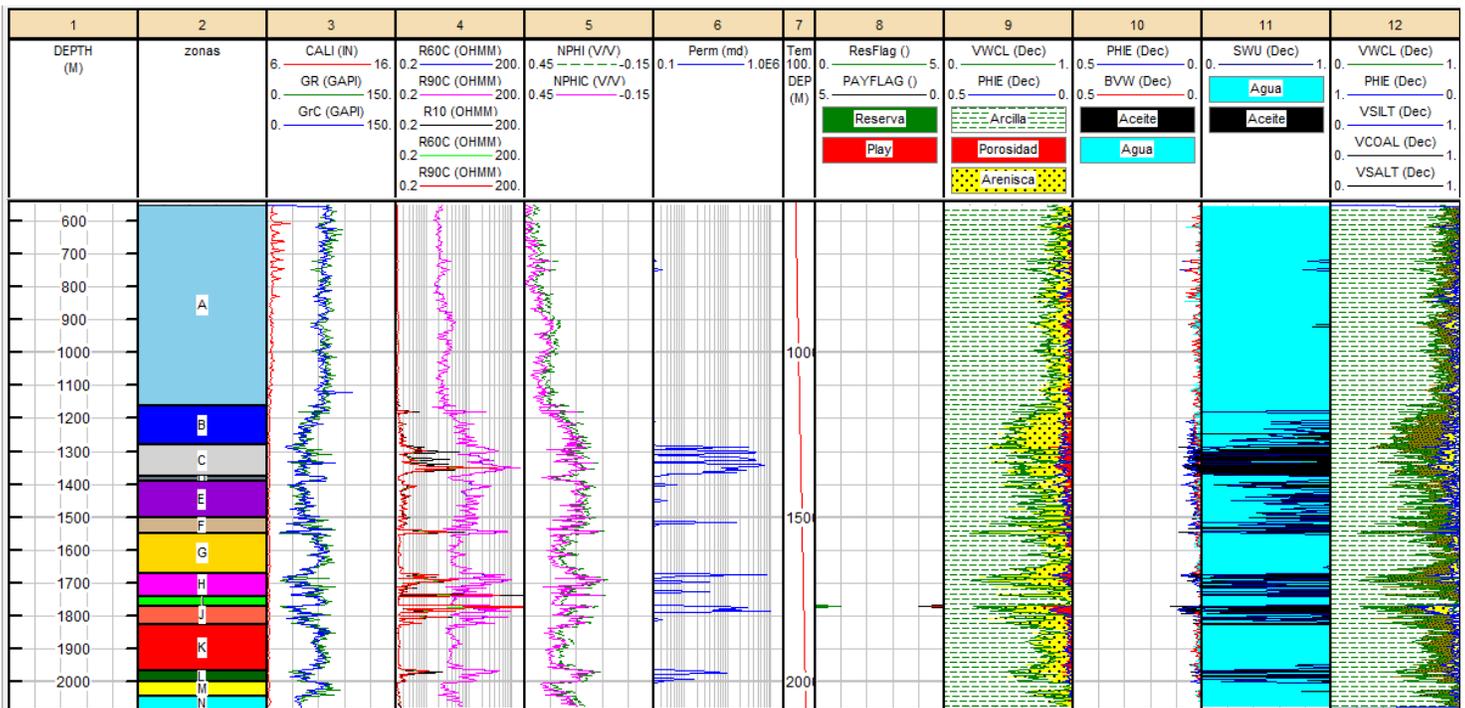


Figura 1.16. Hoja final (Template) de interpretación con las curvas necesarias para caracterizar la formación. (Tomada del procesamiento realizado en la clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, M.I. Ricardo Castrejón, 2017).

La manera de disponer los carriles es de forma libre, se puede contener al principio del procesamiento (Si es el caso de utilizar el Software Interactive Petrophysics) cuatro carriles junto con el carril de profundidad:

- 1.- Carril de curvas potencial espontáneo, rayos gamma y Caliper.
- 2.- Curvas de resistividad (En escala logarítmica, 3 a cuatro ciclos en la escala).
- 3.- Curvas porosidad con neutrón, densidad y sónico.
- 4.- Curva de temperatura.

Estos primeros carriles nos ayudaran a la zonificación de las zonas de interés y a lograr visualizar el comportamiento de dichas curvas. Cabe mencionar que el color de las curvas estará establecido por la empresa que provee el registro o, si se trabaja de manera independiente, quedará de forma libre para distinguir las curvas y así evitar errores.

Después de realizar los cálculos necesarios para la obtención de los parámetros petrofísicos necesarios, se disponen las curvas que nos sean útiles para realizar la interpretación de la formación, sobres los cuales se van a buscar las zonas de interés y a identificar el tipo de roca junto con sus propiedades físicas y químicas.

Para este trabajo, se mencionarán de manera general dichos parámetros petrofísicos que nos serán de gran ayuda para cumplir con nuestro de poder obtener las fracciones minerales de la formación de estudio, posteriormente, retomaremos estos conceptos clave para poder trabajar nuestro caso de estudio.

### 1.4.3 Parámetros y propiedades petrofísicas en registros geofísicos de pozo.

Las propiedades petrofísicas son aquellas que nos describen las características físicas y químicas de la formación de estudio, y que son cuantificadas y/o estimadas de acuerdo con la herramienta con la que se está midiendo.

Algunas de estas propiedades y parámetros importantes que se utilizarán para realizar una buena interpretación durante nuestro estudio se mencionan a continuación.

#### 1.4.3.1 Porosidad

El volumen de los poros interconectados o espacio intersticial presente en una roca, que contribuye al flujo de fluidos o a la permeabilidad de un yacimiento.

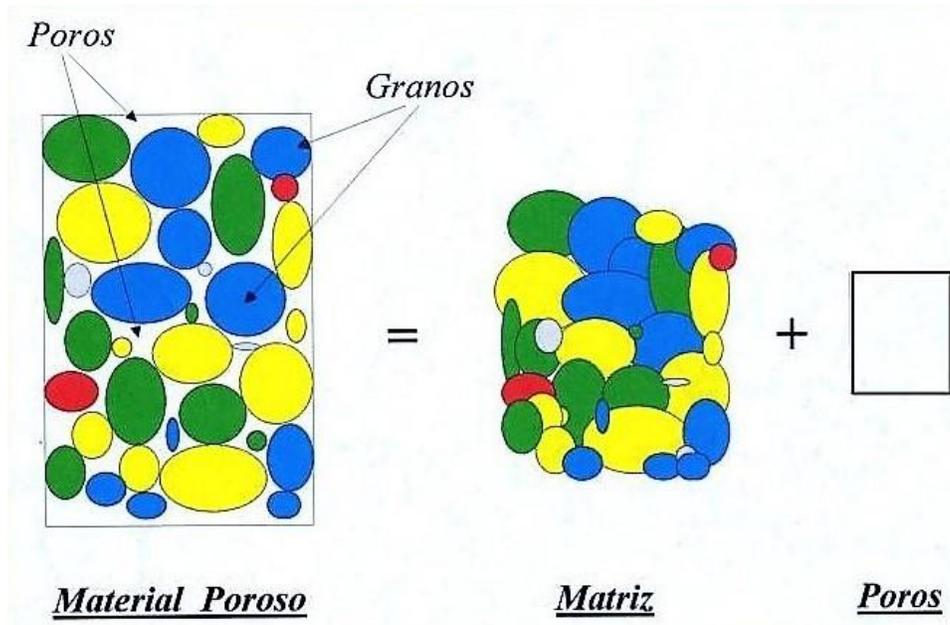


Figura 1.17 Diagrama de porosidad en una roca. (Tomada de la presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo, Dr. Enrique Coconi Morales, 2017)

### 1.4.3.2 Porosidad absoluta o total ( $\phi$ )

La porosidad total, se define como la fracción del volumen ocupado por espacios (poros), sin importar si están o no interconectados, respecto al volumen total.

Arroyo (1996), definió que la porosidad máxima que puede tener una roca corresponde con un arreglo cúbico de granos perfectamente esféricos, y es de 0.476. Debido a que estas condiciones difícilmente se cumplirán para una roca en la naturaleza, difícilmente observaremos valores mayores a 0.4 para este parámetro. La porosidad se representa por el símbolo, y mediante la ecuación 1.4.1.:

$$\phi = \frac{\text{Volumen de Poros}}{\text{Volumen Total}} \dots\dots (1.4.1)$$

En análisis de sistemas petroleros, la porosidad ( $\phi$ ), está en función de la profundidad y es inversamente proporcional a ella (Arellano, 2013). Esto quiere decir, a mayor profundidad menor porosidad ( $\phi$ ) (ecuación 1.4.2).

$$\phi = \phi_0(z)^{-1} \dots\dots (1.4.2)$$

Por su parte, Athy demostró que la porosidad no solo es determinada en función de la profundidad, sino también de la litología. En su análisis muestra que, en secuencias jóvenes con ambiente de depósito ininterrumpido, la porosidad disminuye exponencialmente con la profundidad y el tipo de roca, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\phi = \phi_0 * \exp(-c * z) \dots\dots (1.4.3)$$

Donde:

- $\emptyset$ , es la porosidad en el punto de interés
- $\emptyset_0$ , es la porosidad inicial (al momento del depósito), o la actual de superficie
- $c$ , es una constante empírica que está en función del tipo de litología
- $z$ , es la profundidad

Las ecuaciones mencionadas líneas arriba, están referidas a la porosidad primaria, o la que se establece al momento en que el sedimento se deposita. Sin embargo, existe también la porosidad secundaria, la cual se origina por procesos tectónicos y geoquímicos posteriores a la litificación de la roca (fracturas, disolución, etc).

Por otro lado, la porosidad también se clasifica de acuerdo con la disposición física del material de la matriz, así como de la distribución y forma de los poros. En la figura 1.18, se muestran los tipos de porosidad de acuerdo con su fábrica, tanto para rocas siliciclásticas como para rocas carbonatadas.

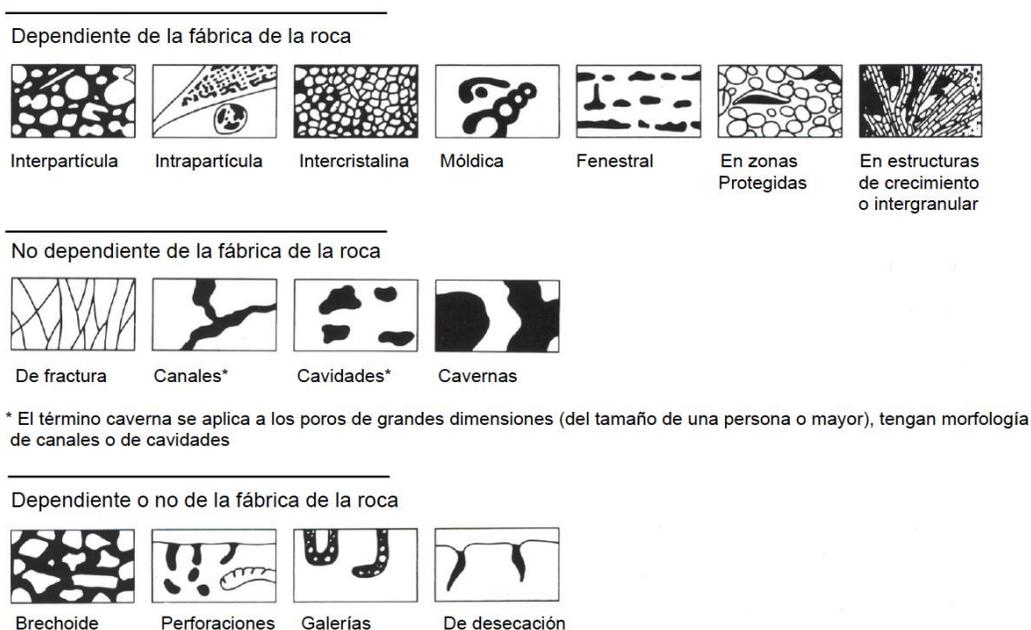


Figura 1.18. Tipos de Porosidad Según Choquette y Pray (1970).

### 1.4.3.3 Porosidad efectiva ( $\phi_e$ )

Se define como la cantidad de poros interconectados o comunicados, respecto al volumen total de roca (Ecuación 1.4.4). La porosidad efectiva es parte de la porosidad total y su magnitud es siempre igual o menor a esta última. (Morales, 2017). Este parámetro es importante tomarlo en cuenta para cuantificar de forma más acertada el volumen de hidrocarburos móviles que podrán ser explotados de un yacimiento.

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen de Poros Comunicados}}{\text{Volumen Total}} \dots\dots (1.4.4)$$

### 1.4.3.4 Permeabilidad (k)

La permeabilidad se define como la facilidad con que los líquidos se desplazan a través de los poros conectados o intercomunicados de una roca (porosidad efectiva). En una determinada roca y con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será constante siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca.

La permeabilidad se representa con la letra K, y se mide en Darcys (D), o milidarcies (mD). Existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad. Por lo general, una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo, esto no es una regla absoluta.

Las lutitas y algunos tipos de areniscas tienen altas porosidades, sin embargo, sus poros son tan pequeños que el movimiento de los líquidos es escaso y tortuoso, con lo que sus permeabilidades son cercanas al cero. En cambio, los carbonatos pueden presentar pequeñas fracturas o fisuras de una gran

extensión que se traducen en altas permeabilidades (carbonatos naturalmente fracturados) (Morales, 2017).

La permeabilidad de la matriz se puede evaluar usando la Ley de Darcy:

$$v = -\frac{k}{\mu} x \frac{dp}{dl} \dots\dots (1.4.5)$$

Donde:

- $v$ = velocidad de flujo aparente [cm/seg]
- $\mu$ = Viscosidad del fluido [cp]
- $dp/dl$ = Gradiente de presión en la dirección del flujo [atm/cm]
- $k$ = Permeabilidad de la roca

Para el caso de un fluido incompresible y lineal, la permeabilidad se puede calcular de la siguiente manera:

$$k = v \frac{\mu L}{\Delta p} = \frac{q \mu L}{A \Delta p} \dots\dots (1.4.6)$$

Donde:

- $v$ = velocidad de flujo aparente [cm/seg]
- $q$ = gasto [/seg]
- $k$ = permeabilidad [md] (milidarcys)
- $A$ = área transversal al flujo[pies<sup>2</sup>]
- $\Delta p$ = diferencial de presión [psi]
- $\mu$ = Viscosidad del fluido [cp]
- $L$ = distancia [pies]

Para que la Ley de Darcy cumpla con lo anterior, se toma en cuenta las siguientes condiciones:

1. Flujo en régimen estático de movimiento.
2. Dirección del flujo horizontal y lineal.
3. Flujo laminar.
4. Condiciones isotérmicas.
5. Viscosidad del fluido constante.
6. Porosidad saturada al 100%

#### 1.4.3.5 Saturación ( $S_w$ )

La saturación de una formación es la fracción de un volumen poroso que ocupa algún fluido; por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. (Castrejón, 2017)

Si solo existe agua en los poros, una formación tiene una saturación del 100%. La saturación se representa con una ( $S_w$ ); para indicar la saturación de un fluido en específico, se utilizan subíndices; así ( $S_w$ ), es la saturación de agua; ( $S_o$ ), es la saturación de aceite y ( $S_g$ ), es la saturación de gas.

$$S_w = \frac{\text{Volumen de Agua de Formación}}{\text{Volumen de Poros}} \dots\dots (1.4.7)$$

La saturación de aceite o gas es la fracción del volumen poroso que los contiene. De este modo, la suma de todas las saturaciones de una determinada roca debe ser igual al 100%.

$$S_o = \frac{\text{Volumen de Hidrocarburos}}{\text{Volumen de Poros}} = (1 - S_w) \dots\dots (1.4.8)$$

### 1.4.3.6 Temperatura de formación

Es la temperatura que se obtiene en la zona de estudio durante la perforación del pozo. Se establece como el gradiente lineal de la temperatura en la formación con respecto a la profundidad. (Ortiz, 2017)

$$T_f = \frac{T_{m\acute{a}x} - T_s}{P_{m\acute{a}x}} P_f + T_s \dots\dots (1.4.9)$$

Donde:

- $T_f$  = Temperatura de formación. [°C]
- $P_f$  = Profundidad de formación. [m]
- $T_{m\acute{a}x}$  = Temperatura de fondo o máxima. [°C]
- $P_{m\acute{a}x}$  = Profundidad total. [m]
- $T_s$  = Temperatura en la superficie. [°C]

Entre mayor se la profundidad, mayor será la temperatura en la formación.

### 1.4.3.7 Resistividad

La resistividad es una propiedad del material, en tanto que la resistencia también depende del volumen medido. La resistividad se define como la capacidad que tiene un cuerpo o material para resistir la conducción de la corriente eléctrica. La resistividad es la inversa de la conductividad y se mide en ohm-m.

Tanto la resistencia como la resistividad se relacionan por una constante de sistema, que en los casos simples es la longitud entre los electrodos de medición dividida por el área. (Esteves Robles & Aguirre Díaz, 2014)

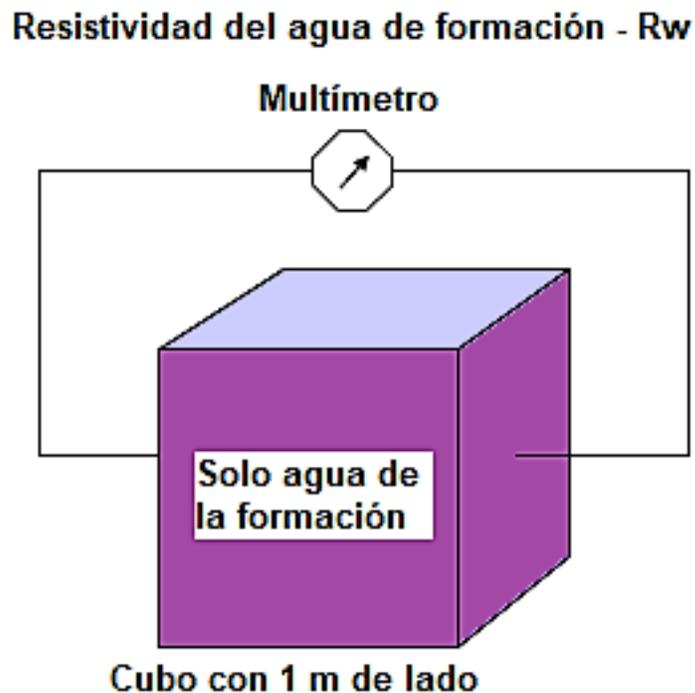
### 1.4.3.8 Resistividad aparente

Es la resistividad que se obtiene con una medida directa en el suelo natural, bajo el esquema geométrico del método de cuatro electrodos (dos de corriente y dos de potencial), sólo es un valor representativo para un punto (punto de

atribución) de la característica del suelo estratificado. (Esteves Robles & Aguirre Díaz, 2014)

### 1.4.3.9 Resistividad de agua de formación

La Resistividad de agua de formación, ( $R_w$ ), es la resistencia de una muestra de agua, de 1m de longitud con una sección transversal de  $1\text{m}^2$  de área, a una temperatura específica (Ortiz, 2017).



*Figura 1.19. Resistividad de la formación. (Tomada y modificada de la presentación expuesta en clase. Ing. José L. Ortiz, semestre 2017-2)*

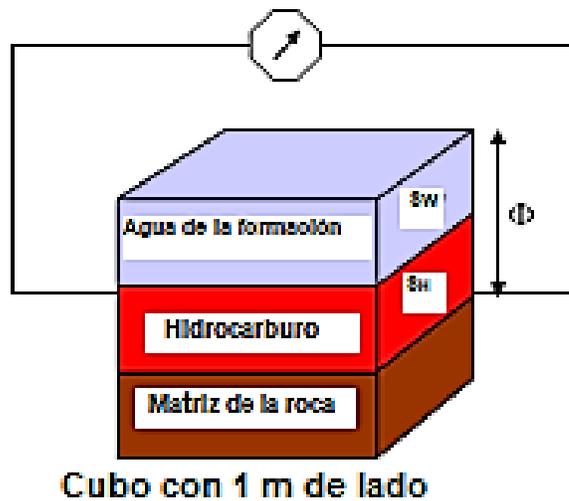
A mayor concentración de sal, la resistividad baja y viceversa. Si el agua contenida dentro de la formación contiene sales, conducirá mejor la corriente eléctrica.

### 1.4.3.10 Resistividad de la formación

La Resistividad de la formación (**Rt**) es la resistividad de una muestra de formación, de 1m de longitud y una sección transversal de 1m<sup>2</sup> de área, a una temperatura particular con una porosidad y saturación de agua particulares.

La resistividad de la formación es una función de la resistividad de la roca seca, de las resistividades de agua de formación e hidrocarburo y de la cantidad en la cual estos elementos se encuentren presentes en la roca. (Ortiz, 2017)

### Resistividad de la formación - Rt



*Figura 1.20 Diagrama de la resistividad de la formación. (Tomada y modificada de la presentación expuesta en clase. Ing. José L. Ortiz, semestre 2017-2)*

Para propósitos prácticos, la resistividad de la roca seca y del hidrocarburo se pueden ignorar ya que son no-conductivos, dando como resultado la siguiente expresión:

$$R_t = f(R_w, \varnothing, S_w) \dots\dots (1.4.10)$$

### 1.4.3.11 Ecuación de Archie

Para la resistividad de la formación se puede utilizar la ecuación de Archie (1942), que es la base de todos los principios de interpretación de registros. Se usa para la determinación de la saturación de agua de la formación (**S<sub>w</sub>**) en un yacimiento utilizando la resistividad de la formación (**R<sub>t</sub>**), la porosidad (**Φ**) y la resistividad del agua de formación (**R<sub>w</sub>**).

<p><b>Ecuación de Archie</b></p> $R_t = \frac{R_w}{\Phi^2 S_w^2} \Rightarrow S_w = \frac{1}{\Phi} \sqrt{\frac{R_w}{R_t}}$
<p><b>Ecuación de Archie Generalizada</b></p> $R_t = \frac{a R_w}{\Phi^m S_w^n}$ <p>Y el factor de formación : <math>F = \frac{a}{\Phi^m}</math></p> <p>Resistividad R<sub>o</sub> : <math>R_o = \frac{a R_w}{\Phi^m} = R_t \text{ cuando } S_w = 100\%</math></p>

Figura 1.21. Ecuación de Archie con la cual también puede conocerse el valor de la saturación (S<sub>w</sub>). (Tomada y modificada de la presentación expuesta en clase. Dr. Ambrosio Aquino López, semestre 2017-2).

Así de esta manera la ecuación generalizada de Archie fue propuesta para rocas no-arcillosas, donde:

- **a** es el factor de corrección local que toma en cuenta una cantidad numerosa de variables que pueden afectar a una formación en una locación dada.

- **m** es el factor de cementación el cual representa como los granos en una formación se mantienen unidos. Varía con respecto a las características locales de la formación.
- **n** es el exponente de saturación.

Los valores de **a**, **m** y **n** se pueden encontrar experimentalmente a partir de registros y análisis de núcleos. (Ortiz, 2017)

La ecuación general fue desarrollada y propuesta para formaciones no-arcillosas, pero muchos petrofísicos la han probado para casi todos los tipos de rocas concebibles. La ecuación de Archie es fundamental para obtener la saturación de agua que se encuentra contenida en los poros de la roca.

### 1.4.3.12 Volumen de arcilla

El volumen de arcilla  $V_{sh}$  nos ayuda a determinar cuanta arcilla está contenida dentro de la formación. Se puede calcular por:

- Análisis petrográfico con láminas delgadas.
- Estudio de espectroscopía de núcleo.
- Utilizando la curva de rayos gamma y potencial espontáneo (GR y SP), neutrón densidad y resistividad.

Un mejor cálculo del volumen de arcilla se puede realizar con la curva de rayos gamma sin efecto de uranio (Curva de rayos gamma corregida). (Castrejón, 2017)

Los datos disponibles en el encabezado del registro que nos serán de gran utilidad son:

- Excentricidad
- Peso o densidad del lodo  $W_m$
- Diámetro de la sonda  $d_s$  (3 3/8")

Y en el registro encontramos:

- Curva de rayos gamma (Rayos gamma corregida preferentemente).
- Diámetro del pozo o curva Caliper.

Después, se procede a calcular el índice de arcillosidad utilizando la siguiente ecuación:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{máx} - GR_{min}} \dots\dots (1.4.11)$$

Donde:

- $I_{GR}$  = Índice d arcillosidad (Preferentemente con Rayos gamma corregido).
- $GR_{log}$  = Valor de rayos gamma leído en el registro.
- $GR_{min}$  = Valor de rayos gamma mínimo.
- $GR_{máx}$  = Valor de rayos gamma máximo.

Para obtener  $V_{sh}$ , se puede calcular a partir del índice calculado y con ayuda de gráficas o con las siguientes ecuaciones:

$$GR[API] = 4Th[ppm] + 8U[ppm] + K[\%] \dots\dots (1.4.12)$$

$$GR[API] = 4Th[ppm] + 8U[ppm] + 16K[\%] \dots\dots (1.4.13)$$

$$CGR = GR - 8U \dots\dots (1.4.14)$$

La ecuación (1.4.12) se utiliza para herramientas viejas de Schlumberger, y la ecuación (1.4.13) sirve para las herramientas nuevas. La ecuación (1.4.14) nos ayuda a obtener la curva de rayos gamma corregido quitando el efecto de uranio a la formación. (Castrejón, 2017).

También podemos ocupar tres ecuaciones adicionales para el cálculo del volumen de arcilla:

1- Steiber:

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3.0 - 2.0 * I_{GR}} \dots\dots (1.4.15)$$

2- Clavier:

$$V_{sh} = 1.7 * [3.38 * (I_{GR} + 0.7)^2]^{0.5} \dots\dots (1.4.16)$$

3- Larionov (Rocas terciarias):

$$V_{sh} = 0.083 * [2^{3.7 * I_{GR}} - 1] \dots\dots (1.4.17)$$

4- Larionov (Rocas antiguas):

$$V_{sh} = 0.33 * [(2^{2*I_{GR}}) - 1.0] \dots\dots (1.4.18)$$

Donde:

- $I_{sh} = I_{GR}$ ; Índice de arcillosidad obtenido con rayos gamma.
- $V_{sh}$  = Volumen de arcilla.

Usando el registro de espectroscopia podemos utilizar solo el Th o solo el K para poder estimar el índice de arcillosidad y el volumen de arcilla. (Castrejón, 2017) Si no se cuentan con estas curvas, podemos utilizar los registros de porosidad, como lo muestra la siguiente expresión:

$$V_{sh} = \frac{\emptyset_n - \emptyset_d}{\emptyset_{nsh} - \emptyset_{dsh}} \dots\dots (1.4.19)$$

Cuando:

- $V_{sh}$  = Volumen de arcilla
- $\emptyset_n$  = Porosidad con neutrón
- $\emptyset_d$  = Porosidad con Densidad
- $\emptyset_{nsh}$  = Porosidad de la arcilla con neutrón
- $\emptyset_{dsh}$  = Porosidad de la arcilla con Densidad

### 1.4.3.13 Registro de temperatura de formación

Este registro se obtiene a partir de la medición de la temperatura en el pozo mientras va incrementando la profundidad.

Para el cálculo de la temperatura de formación se debe de realizar a partir de ciertos parámetros importantes, como la temperatura de fondo o BHT, la temperatura de superficie, profundidad total y la profundidad de intervalo.

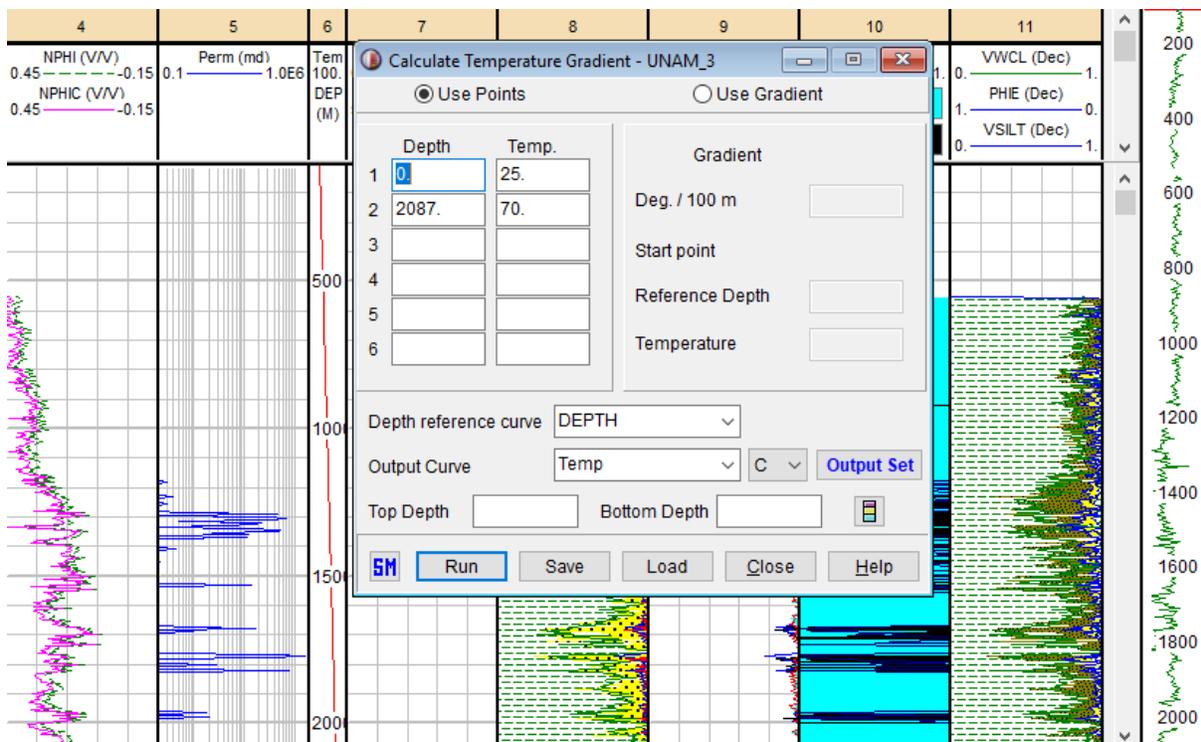


Figura 1.22. Parámetros dentro del software para registros de pozo. La curva de temperatura se plotea en uno de los carriles para su interpretación (Carril 6). Software Interactive Petrophysics de uso académico. 2017

Cuando se trabaja en un software especializado en registros de pozo, los datos se ingresan en el programa y automáticamente se obtiene la curva de

temperatura. La curva se puede obtener mediante un gradiente de temperatura (aumento de temperatura de 1[°C] cada 33 metros de profundidad) o mediante los datos de profundidad en el encabezado del texto donde se especifica la información general del pozo.

### 1.4.3.14 Cross-plot Densidad-Neutrón

El método de la gráfica cross-plot nos ayudará a determinar la porosidad de la formación utilizando la información de los registros de Densidad y Neutrón.

También, nos es de gran ayuda para entender el proceso de determinación del tipo de hidrocarburo usando la información de los registros mencionados anteriormente. La gráfica cross-plot tiene en el eje horizontal (X) los datos del registro de Neutrón, mientras que en eje vertical (Y) tendrá los datos del registro de densidad (Densidad de Bulk [g/cm<sup>3</sup>]). A su vez, se tienen tres líneas que indican el índice de matriz del tipo de roca esperado (Línea de Arenas, Línea de Calizas y Línea de Dolomías).

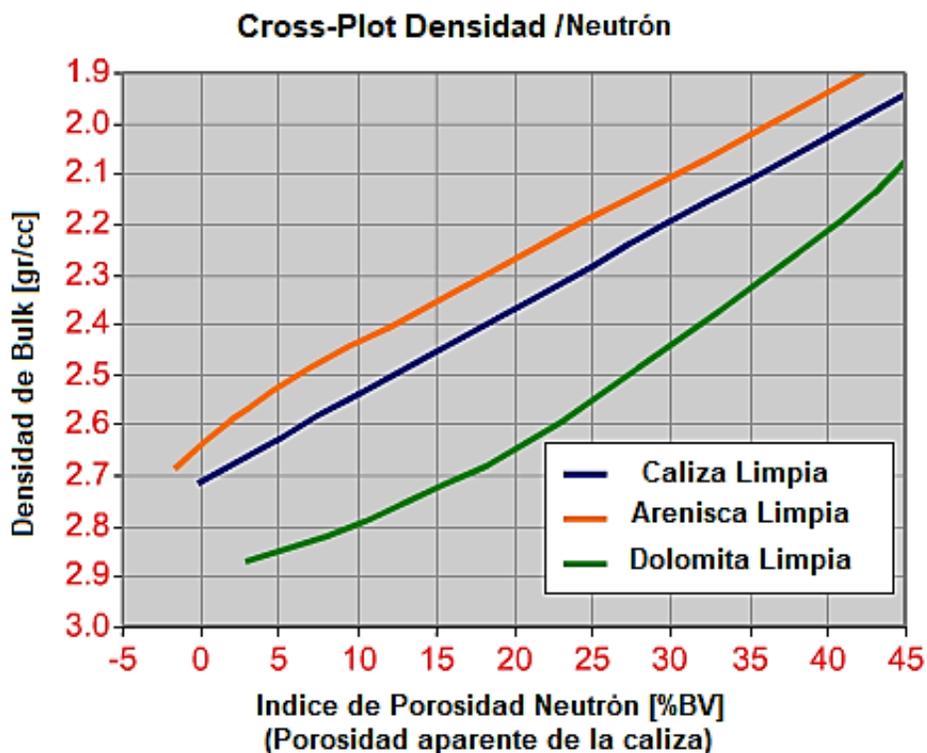


Figura 1.23. Carta de Schlumberger. Gráfica Cross-plot con línea de las matrices de las rocas y las curvas correspondientes e los ejes X y Y. (Tomada y modificada de la página Oilfield Glossary, Schlumberger, 2017)

La gráfica cross-plot es un modelo mineral individual que nos ayuda a encontrar tanto la litología como la porosidad, pero también podemos obtener un modelo de minerales “dual”, en el cual ya toma en cuenta la cantidad de agua, el volumen del mineral uno y el volumen del mineral dos.

Cabe mencionar, que la arcilla también estará presente en la formación, por lo que es conveniente utilizar un modelo dual de minerales. Sin embargo, podemos basarnos en la gráfica cross-plot de Thomas-Stieber, en el cual podemos observar una línea que delimita zonas de arenas y arcillas. Por parte de las arcillas, nos muestra que ésta se puede encontrar de manera estructural, de forma laminada o de manera dispersa en la formación.

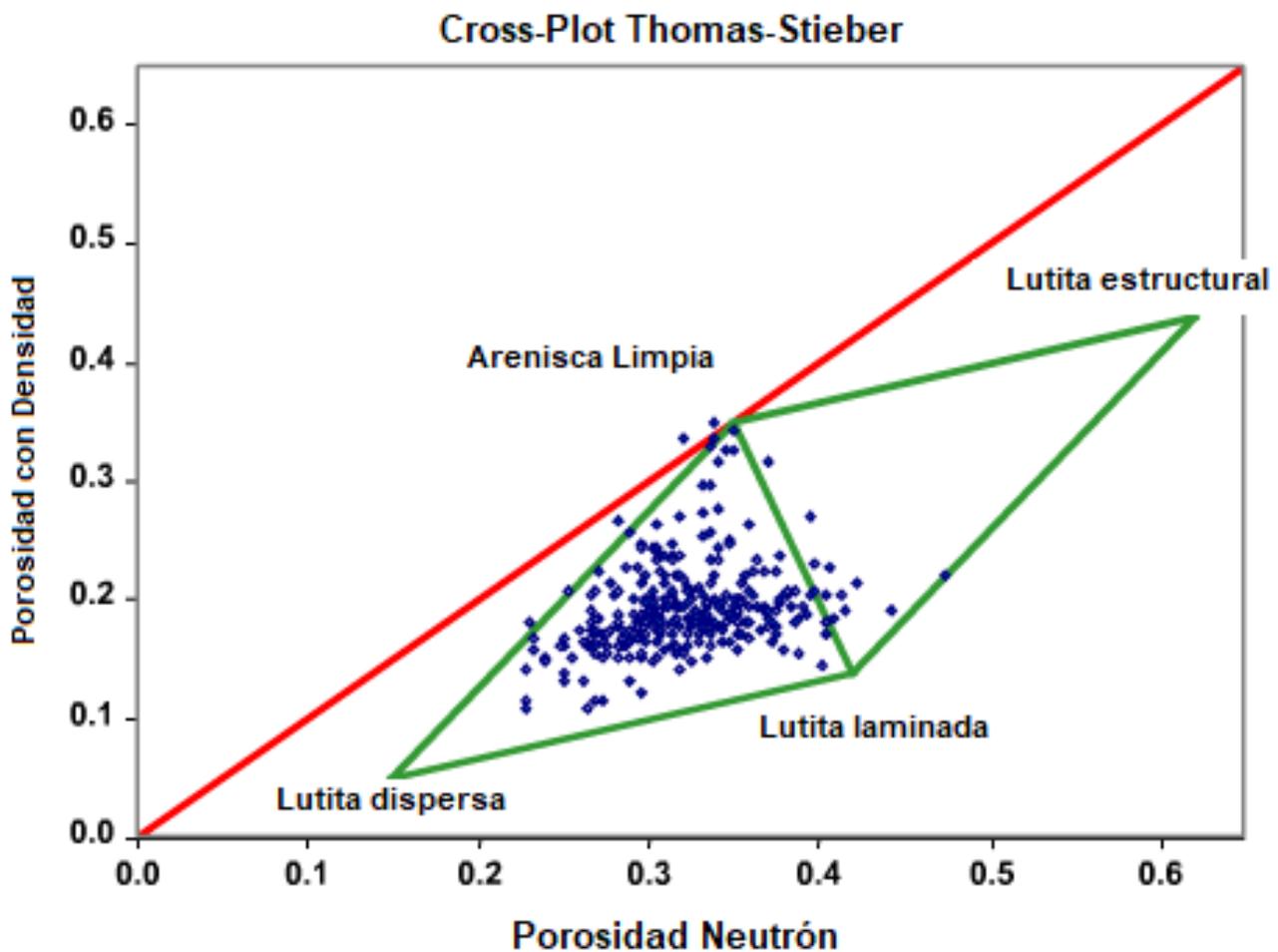


Figura 1.24. Cross-plot Thomas – Stieber. La gráfica nos muestra cómo se puede encontrar la arcilla en la formación. (Tomada y modificada de la presentación expuesta en clase. Dr. Enrique Coconi Morales, Dr. Ambrosio Aquino López, semestre 2017-2).

Los registros deben contar con las escalas consistentes para poder visualizar un comportamiento notable cuando se tiene la presencia de diferentes minerales, rocas, agua, gas e hidrocarburo, por ejemplo:

Registro de Porosidad Neutrón:

- Escala creciente de derecha a izquierda [-0.15 a 45]
- Para calizas
- $\varnothing n=0 \rightarrow \rho_b = 2.7 \text{ gm/cc}$ , siempre y cuando
- $\varnothing n=45 \rightarrow \rho_b = 1.95 \text{ gm/cc}$

Registro de Densidad (Calibrado con Calizas):

- Escala creciente de izquierda a derecha [1.95 a 2.95]
- La densidad referida a la matriz de caliza, al igual que la porosidad con neutrón.
- Para una arenisca consistente con la escala
- $\varnothing n=0 \rightarrow \rho_b = 2.65 \text{ gm/cc}$ , siempre y cuando
- $\varnothing n=45 \rightarrow \rho_b = 1.90 \text{ gm/cc}$

Registro de Densidad (Calibrado con Arenas):

- Escala creciente de izquierda a derecha [1.90 a 2.90]
- La densidad referida a la matriz de arenisca, al igual que la porosidad con neutrón.

Dentro de los registros de porosidad con neutrón y densidad se pueden visualizar zonas de interés, Solo basta con observar el comportamiento de las curvas y las escalas con las que se encuentran los registros.

Dentro de estos comportamientos, es importante mencionar que las zonas que nosotros tengamos delimitadas en el registro serán limpias cuando no se tenga la presencia de arcilla.

También, podemos apoyarnos de secciones sísmicas para identificar puntos brillantes indicadores de gas, para corroborar la información del pozo y la ubicación de la zona de interés.

Algunos comportamientos típicos de las curvas se presentan a continuación (Figura 1.25):

- Cuando se tienen calizas con agua, las curvas de densidad y porosidad neutrón se juntan, siempre y cuando tengan la escala correcta.
- En presencia de arcilla, la porosidad neutrón aumenta y la densidad relativa baja.
- Cuando se tiene la presencia de gas, las curvas de porosidad y densidad se cruzan.
- Cuando se tienen una matriz de arenas y una matriz de calizas, las curvas se separan de diferente manera:

- 1.- Mayor separación cuando se tiene Gas.
- 2.- Mediana separación cuando se tiene aceite.
- 3.- Muy poca separación cuando se tiene agua.

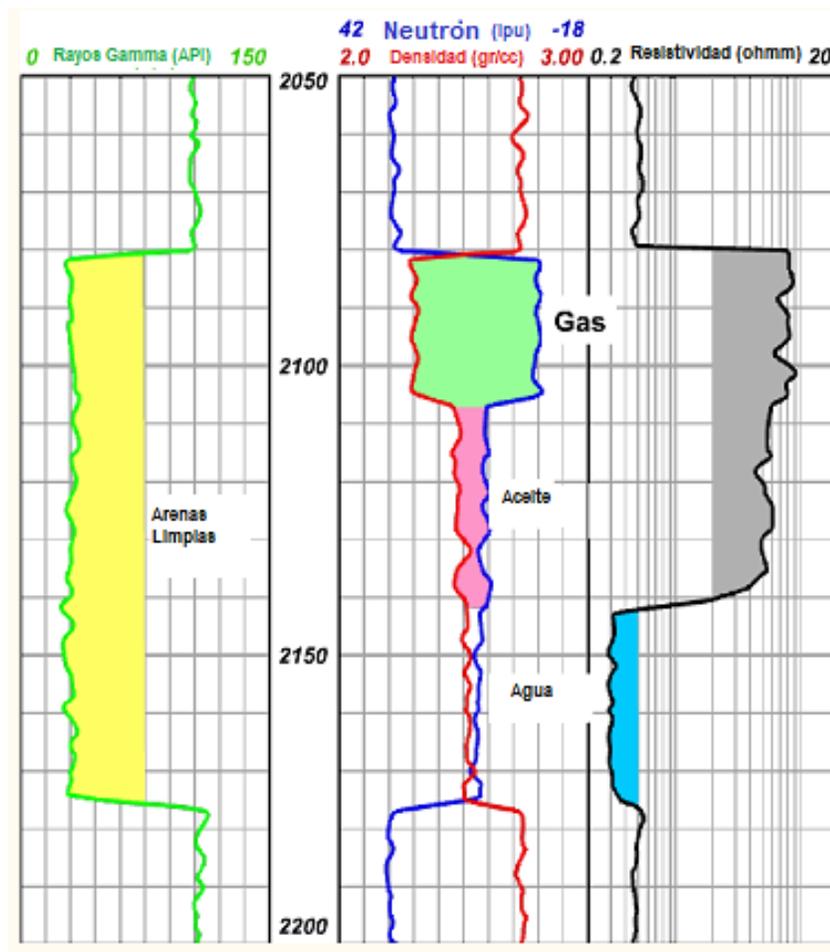


Figura 1.25. Comportamientos de las curvas en registros más comunes cuando se tiene la presencia de hidrocarburos, agua y arenas limpias (La curva de rayos gamma es opcional, pero es de gran ayuda dentro de la interpretación). (Tomada y modificada de la presentación expuesta en clase de Petrofísica y registros

CAPÍTULO II. DISOLUCIÓN DE ROCAS  
CARBONATADAS CON ÁCIDO  
CLORHÍDRICO A PARTIR DE ANÁLISIS  
ESTEQUIMÉTRICO.

## 2.1 INTRODUCCIÓN

Como ya se estudió en el capítulo uno, el uso de una ecuación química balanceada para calcular las cantidades de reactivos y productos se llama estequiometría. Se encarga de la medición de los elementos mientras se realiza una reordenación de sus átomos, es decir, mientras se lleva a cabo una reacción (reacción química). Este reordenamiento de átomos nos demuestra que las transformaciones que ocurren en una reacción química están regidas por la Ley de la conservación de la masa (“Los átomos no se crean ni se destruyen durante una reacción química”), por lo que el mismo conjunto de átomos está presente antes, durante y después de la reacción química. (Industriales, 2018)

Una ecuación química estará balanceada cuando se tiene el mismo número de átomos de cada elemento en ambos de la ecuación (Reactivos y Productos). Los coeficientes estequiométricos son los números que utilizamos para asegurar que nuestra ecuación está balanceada. Con los coeficientes estequiométricos podemos calcular razones (también llamadas relaciones), y estas relaciones nos darán información sobre las proporciones relativas de las sustancias químicas en nuestra reacción. A esta proporción se le llama relación molar, factor estequiométrico o relación estequiométrica. La relación molar se puede usar como un factor de conversión entre diferentes cantidades.

En este capítulo, se dará una breve explicación sobre el tipo de reacciones estequiométricas existentes y que serán de utilidad para nuestro tema. También, nos centraremos en las reacciones estequiométricas de los ácidos con diferentes tipos de rocas, los tipos de reacciones que se producen y los productos que se obtienen después de la reacción, con el fin de predecir cómo será el comportamiento de una formación carbonatada con diferente cantidad y tipo de ácido dependiendo su composición, estructura y propiedades físicas.

## 2.2 GENERALIDADES DE LOS ÁCIDOS Y ROCAS CARBONATADAS.

En el mundo, la química tiene una amplia área de estudio y de trabajo, tanto en el sector energético, salud, alimentación, etc., como en el sector social, familiar y humanístico.

En México y el mundo, existe una gran cantidad de yacimientos de carbonatos. Alrededor del 60% de las reservas de petróleo en el mundo se encuentran en los yacimientos carbonatados, con un enorme potencial de reservas de gas adicionales. Por lo que estimular estos yacimientos mediante la inyección de ácido nos ayudaría a tener una mejor producción de hidrocarburos.

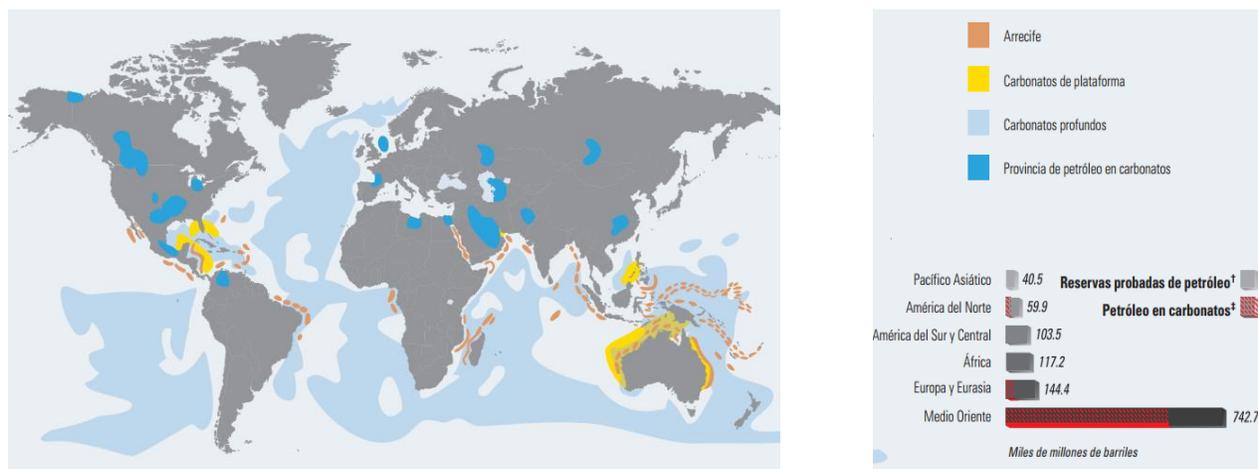


Figura 2.1. Distribución mundial de reservas en carbonatos. (Schlumberger, 2017).

Los carbonatos nos plantean algunos de los desafíos y oportunidades más grandes para el desarrollo de nuevas tecnologías y/o procesos para la refinación de las tecnologías y procesos existentes a fin de maximizar su recuperación.

Otra cosa importante que debemos de considerar es analizar el tipo de roca carbonatada en la cual se planea hacer una estimulación con ácido. Ya que existen diferentes tipos de ácidos, los cuales se comportan de manera diferente de acuerdo con el tipo de minerales que existan en la formación que tengamos en el subsuelo.

Desde el punto de las Ciencias de la tierra, en este capítulo nos adentraremos a la importancia de la química en un caso práctico, nosotros tomaremos el ejemplo de los ácidos cuando son aplicados a formaciones de rocas

carbonatadas para poder estimular un yacimiento que contenga hidrocarburos. Lo anterior será de gran ayuda para capítulos posteriores referidos a los registros geofísicos de pozo y sus conceptos clave aplicados a la obtención de fracciones minerales de la formación, así como el análisis petrofísico y químico de la roca para la caracterización y estimulación de yacimientos petroleros.

A continuación, se presentan algunos de los ácidos más utilizados en la industria petrolera para la estimulación en formaciones carbonatadas.

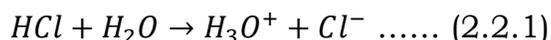
## 2.2.1 Ácidos minerales o inorgánicos

Un ácido inorgánico (o ácido mineral) es un ácido derivado de uno o más compuestos inorgánicos, y todos los ácidos inorgánicos forman iones hidrógeno e iones de base conjugada cuando se disuelve en agua. Estos ácidos no tienen carbono en su composición en contraposición a los ácidos orgánicos que si tienen.

Ácido Clorhídrico	
FORMULA MOLECULAR	HCL
PESO MOLECULAR	36.46 g/mol
COMPOSICIÓN	Cl: 97.23 % H: 2.76 %.

Tabla 2.1. Propiedades del Ácido Clorhídrico.

El ácido clorhídrico es un compuesto químico, formado por una disolución en agua del compuesto gaseoso HCl (cloruro de hidrógeno). Químicamente, el ácido clorhídrico es un ácido de tipo monoprótico, es decir, que solamente libera un protón (H<sup>+</sup>). Cuando se encuentra en disolución acuosa, dicho ion se enlaza a una molécula de H<sub>2</sub>O, dando lugar a la producción de un ion de oxonio (H<sub>3</sub>O<sup>+</sup>), siguiendo la reacción:



Generalmente es usado como una solución de cloruro de hidrógeno (gas) en agua al 15% en peso. En concentraciones menores (5 al 8%) se utiliza para desplazar el agua congénita, delante de las mezclas de HCl-HF, a fin de evitar la

formación de fluosilicatos de sodio y de potasio. La principal desventaja del HCl es su alta corrosividad. (Méndez, Ángeles. 2013).

### Ácido Fluorhídrico

Ácido Fluorhídrico	
FORMULA MOLECULAR	HF
PESO MOLECULAR	20.01 g/mol
ACIDEZ	PKa 3.15
DENSIDAD	1.2288 gr/cc

Tabla 2.2. Propiedades del Ácido Fluorhídrico.

El ácido fluorhídrico se obtiene por la reacción de la fluorita (fluoruro de calcio) con el ácido sulfúrico. Esta es su fórmula:



El ácido fluorhídrico es un líquido volátil a temperatura y presión normales que por dilución con agua se obtiene la solución al 70% de ácido fluorhídrico, extremadamente corrosiva. El ácido fluorhídrico es un compuesto tan reactivo que es base de lo que se ha llegado en llamar la química del flúor.

En la industria petroquímica se utiliza en la refinación del petróleo y como catalizador para la producción de gasolina en alto octanaje, en la operación conocida como alquilación de la gasolina. (QumiNet. 2007).

### Ácido clorhídrico-fluorhídrico

Esta mezcla de ácidos es utilizada para casi exclusivamente estimular formaciones compuestas por areniscas. El HF se dispone comercialmente en forma de solución acuosa concentrada (40-70%).

En las estimulaciones se usa como una solución diluida en HCl. Puede prepararse por la dilución de soluciones concentradas de HF, o más frecuentemente por la reacción de bifluoruro de amonio con HCl.



A menudo se usa HCl diluido al 15%, agregándole una cantidad necesaria de bifluoruro de amonio, para obtener una solución que contiene 3% de HF. El cloruro de hidrógeno consumido por esta solución deja 12% de HCl en solución. Al ácido fluorhídrico que se usa en combinación con el clorhídrico, en proporciones de 8 a 12% de HCl y 2 a 3% de HF, se le conoce como ácido para lodos. Las características de corrosión de las mezclas de HF-HCl son comparables con la del HCl sólo, por lo que se requieren inhibidores de corrosión similares. (Garaicochea, Francisco. 2015).

## 2.2.2 Ácidos orgánicos

Una característica importante sobre los ácidos orgánicos es su menor corrosividad y más fácil inhibición en altas temperaturas. Este tipo de ácidos son utilizados principalmente para operaciones que requieren un alto o largo tiempo de contacto entre el ácido y la tubería; como ejemplo, el fluido de perforación (disparos), o cuando su contacto con partes de aluminio o cromo es inevitable. (Garaicochea, Francisco. 2015).

### Ácido Fórmico

Ácido Fórmico	
FORMULA MOLECULAR	$CH_2O_2$ .
MASA MOLAR	46.03 g/mol
ACIDEZ	PKa: 3.75
DENSIDAD	1.2183 g/cc
VISCOSIDAD	1.789 cp (20°C)

Tabla 2.3. Propiedades del Ácido Fórmico.

En agua, el ácido metanoico se disocia provocando una reacción de la siguiente manera:



Es el menos caro de los ácidos orgánicos, pero más caro que el HCl en la base al costo por volumen de roca disuelta. Es más fuerte que el ácido acético, aunque apreciablemente más débil que el HCl.

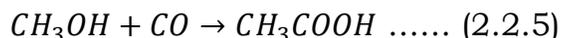
La corrosión con este ácido es uniforme y difícil de inhibir. En aplicaciones a alta temperatura su costo, comparado con el de HCl, es casi el mismo, debido a la mayor concentración del inhibidor requerido para el HCl. (Méndez, Ángeles. 2013).

## Ácido Acético

Ácido Acético	
FORMULA MOLECULAR	$C_2H_4O_2$
MASA MOLAR	60.0211 g/mol
ACIDEZ	PKa: 4.76
DENSIDAD	1.049 g/cc

Tabla 2.4. Propiedades del Ácido Acético.

La mayor parte del ácido acético se produce por carbonilación del metanol. En este proceso, el metanol y el monóxido de carbono reaccionan para producir ácido acético, de acuerdo con la ecuación química:



Se dispone generalmente en soluciones de agua al 10% en peso. A esta concentración los productos de la reacción son solubles en el ácido gastado. El ácido acético al 10% cuesta el doble que una solución al 15% de HCl y disuelve aproximadamente la tercera parte del  $CaCO_3$ . (Garaicochea, Francisco. 2015). Esto representa una desventaja en su efectividad, sin embargo, su manejo es de más fácil utilización ya que su corrosión es menor.

### 2.2.3 Sistemas de ácidos retardados

#### Ácidos gelificados

Se usan en tratamiento por fracturamiento. La retardación resulta porque al aumentar la viscosidad del fluido se reduce el ritmo de transferencia del ácido con la formación en la fractura. Su uso se ha limitado a formaciones con baja

temperatura, debido a que la mayoría de los agentes gelificantes disponibles (normalmente polímeros solubles en agua) se degradan rápidamente en soluciones ácidas a temperaturas mayores de 55 [°C]. (*Garaicochea, Francisco. 2015*).

### **Ácidos químicamente retardados**

Se preparan agregando al ácido un surfactante que moja de aceite, a fin de formar una barrera física a la transferencia del ácido con la roca. Para que sea efectivo el aditivo debe absorberse en la superficie de la roca y formar una película homogénea. (*Garaicochea, Francisco. 2015*).

### **Ácidos emulsificados**

Normalmente contienen el ácido en la fase interna y de 10 a 30% de kerosina o diesel como fase externa. Tanto la mayor viscosidad creada por la emulsificación como la presencia del aceite y kerosina, retardan la velocidad de reacción del ácido con la roca, incrementando la profundidad de penetración del ácido. (*Garaicochea, Francisco. 2015*).

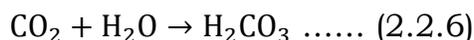
## 2.2.4 Rocas carbonatadas susceptibles a la estimulación con ácido

Los carbonatos son rocas sedimentarias depositadas en ambientes marinos de aguas claras, someras y cálidas, y en su mayoría poseen un origen biológico. Están compuestos por fragmentos de organismos marinos, esqueletos, corales, algas y elementos precipitados, y consisten en su mayor parte de carbonato de calcio, que es químicamente activo; se compara con la arena que forma las areniscas. (*Schlumberger, 2008*).

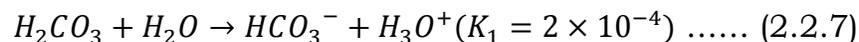
Los carbonatos son las sales del ácido carbónico, tienen en común el anión  $\text{CO}_3^{2-}$  y se derivan del ácido carbónico  $\text{H}_2\text{CO}_3$ . Según el pH (la acidez de la disolución) están en equilibrio químico con el bicarbonato y el dióxido de carbono. En su mayoría, los carbonatos son poco solubles en agua incluyendo a algunos carbonatos de los metales alcalinos. Es por esto por lo que son importantes en geoquímica.

El carbonato más abundante es el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), que se halla en diferentes formas minerales (calcita y aragonito), formando rocas sedimentarias (calizas, margas, etc.) o rocas metamórficas (mármol) y es a menudo el cementante natural de algunas areniscas. Al sustituir una parte del calcio por magnesio se obtiene la dolomita  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ .

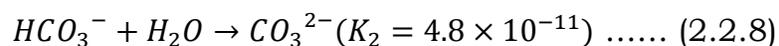
Los carbonatos en la naturaleza son formados a partir del ácido carbónico en solución acuosa derivado de la disolución del dióxido de carbono en agua según la reacción:



Esta reacción es muy lenta y por ello parte del  $\text{CO}_2$  disuelto en agua no está en forma de ácido carbónico. El ácido carbónico se encuentra en equilibrio con el anión bicarbonato y el anión carbonato según las siguientes ecuaciones:



y



## 2.2.5 Carbonatos como minerales

Los carbonatos suelen presentarse en forma de minerales, como la calcita en los que se el calcio puede estar sustituido por iones  $Mn^{2+}$ ,  $Fe^{2+}$  o  $Mg^{2+}$ , en series isomorfas que se extienden desde la siderita ( $FeCO_3$ ) hasta la magnesita ( $MgCO_3$ ) pasando por la ankerita ( $FeCa(CO_3)_2$ ) y la dolomita ( $MgCa(CO_3)_2$ ); desde la magnesita y siderita hasta la rodocrosita ( $MnCO_3$ ) y desde la dolomita yankerita hasta la kutnahorita, como se muestra en la imagen.

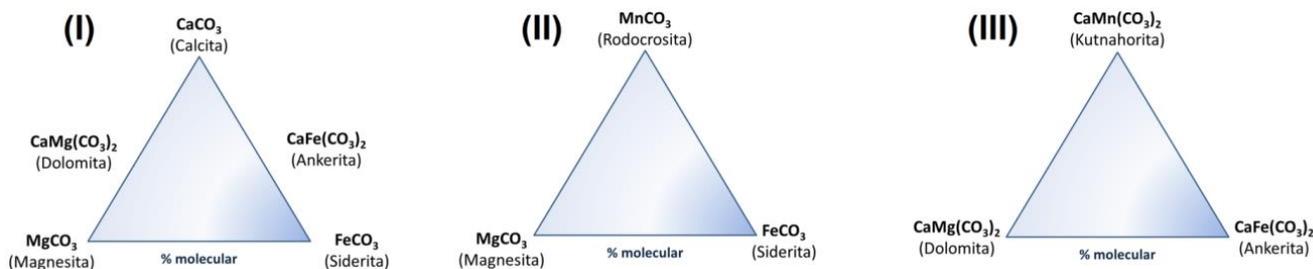


Figura 2.2. Diagramas ternarios de los carbonatos. (Wikipedia, 2013)

Los carbonatos suelen tener una dureza media con valores de típicos de 3 - 5 en la escala de Mohs. (Wikipedia, 2013).

## 2.2.6 Rocas carbonatadas

### Caliza

Es una roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio ( $CaCO_3$ ), generalmente calcita. Aunque frecuentemente presenta trazas de magnesita ( $MgCO_3$ ) y otros carbonatos, también puede contener pequeñas cantidades de minerales como arcilla, hematita, siderita, cuarzo, etc., que provocan la modificación (a veces de manera sensible) el color y el grado de coherencia de la roca.

El carácter prácticamente monomineral de las calizas permite reconocerlas fácilmente gracias a dos características físicas y químicas fundamentales de la calcita: es menos dura que el cobre (su dureza en la escala de Mohs es de 3) y reacciona con efervescencia en presencia de ácidos como por ejemplo el ácido clorhídrico.

En el ámbito de las rocas ornamentales o de áridos para construcción recibe también el nombre de piedra caliza. Junto a las dolomías y las margas, las calizas forman parte de lo que se conocen como rocas calcáreas o carbonatos. Si la caliza se somete a una alta temperatura hasta el punto de calcinarse se produce cal (óxido de calcio, CaO). (*Bustillo Revuelta, M; Calvo Sorando, J. P. y Fueyo Casado, L., 2001*).

## Dolomía

Es una roca sedimentaria de origen químico compuesta básicamente de dolomita, cuya composición química es calcio y magnesio  $[CaMg(CO_3)_2]$ . La dolomía debe contener al menos 50% de dolomita; si contiene menos es una *caliza dolomítica*. Se considera pura cuando ese porcentaje pasa del 90%.

Esta roca puede presentarse de color gris, también puede ser blanca o rosada y cuenta con una porosidad muy alta con respecto a la caliza. Por lo general, se encuentra en capas de centenares de metros y también puede formar macizos enteros como la Formación La Virgen en el estado de Coahuila.

Su origen suele ser el resultado del reemplazamiento metasomático de calcita no cementada en aguas poco profundas. Sin embargo, la llamada dolomía primaria se forma por la precipitación directa de la dolomía.

Se originan también por la sedimentación de caparazones de organismos marinos como el plancton en el océano. La dolomía aparece en vetas minerales hidrotermales. (*Bustillo Revuelta, M; Calvo Sorando, J. P. y Fueyo Casado, L., 2001*).

## 2.2.7 Clasificación de rocas carbonatadas

En la petrología sedimentaria actual, la clasificación de rocas carbonatadas se hace en función de los elementos texturales que la componen y de la fábrica de estos. Las dos clasificaciones más usadas son las de Folk (1959,1962) y Dunham (1962). Ambas clasificaciones tienen connotaciones genéticas.

### Clasificación de Folk (1959,1962)

Se basa principalmente en la composición y distingue tres componentes principales (como se muestra en la figura 2.3):

- a) Los aloquímicos (partículas o granos).

Los componentes aloquímicos son agregados estructurados de sedimento carbonatado que se han formado dentro de la cuenca de sedimentación. Incluyen los ooides, bioclastos, pellets, intraclastos y oncoides.

- b) La matriz, fundamentalmente micrita.

La micrita o calcita microcristalina es el sedimento carbonatado en forma de partículas de diámetro menor de 5  $\mu m$ . La mayor parte de forma dentro de la propia cuenca de sedimentación, bien como precipitado a partir del agua del mar, bien por desintegración de las partes duras de algunos organismos, como por ejemplo las algas verdes. El término “lodo carbonatado” también suele ser empleado para referirse a ese sedimento fino.

- c) El cemento, fundamentalmente esparita drúsica.

La esparita o calcita esparítica se presenta en cristales de más de 5  $\mu m$  de diámetro (Figura 2.3). La mayor parte es de grano grueso, con cristales que fácilmente alcanzan dimensiones de 1 mm. Habitualmente es el componente principal del cemento de relleno de poros y, por tanto, pudo haberse formado en la roca muy posteriormente al depósito original de los aloquímicos y la micrita.

La clasificación de las rocas carbonatadas (Figura 2.4) implica la identificación previa de los aloquímicos que presenta y la estimación las proporciones de micrita y esparita. (*Amaya Santiago, Lucino Buenaventura 2010*).

		Calizas y Dolomias con textura depositacional reconocible Calizas, calizas dolomitizadas y dolomias primarias				Sin textura depositacional reconocible, Dolomias de reemplazamiento y Calizas recristalizadas			
		I	II	III	IV	V			
Composicion Volumetrica de aloquemos		<10% aloquemos		>10% aloquemos		Rocas bioconstruidas sin perturbacion	Con fantasmas de aloquemos o evidentes	Sin fantasmas	
		esparita>micrita	micrita>esparita	1-10% aloquemos	<1% aloquemos				
>25% Intraclastos		intraesparita	intramicrita	Aloquemos más abundantes	Intraclastos Micrita con intraclastos	Biolilita	Intradolomita	Dolomia afanítica	
>25% Ooides		ooesparita	oomicrita		Ooides Micrita con ooides		Oodolomita	Dolomia grano muy fino	
<25% Intraclastos	<25% Ooides Proporcion volumetrica (bioclastos/peloides)	> 3/1	bioesparita		biomicrita		Bioclastos Micrita fosilifera	Biodolomita	Dolomia grano fino
		3/1 a 1/3	biopesparita		biopelmicrita		Peloides Micrita con peloides	Peldolomia	Dolomia grano medio
		< 1/3	peesparita		pelmicrita			etc.	Dolomia grano grueso
				Micrita, o si tiene parches de esparita Dismicrita					

Figura 2.3. Clasificación de las rocas carbonatadas. Método de Folk (Adams, 1997).

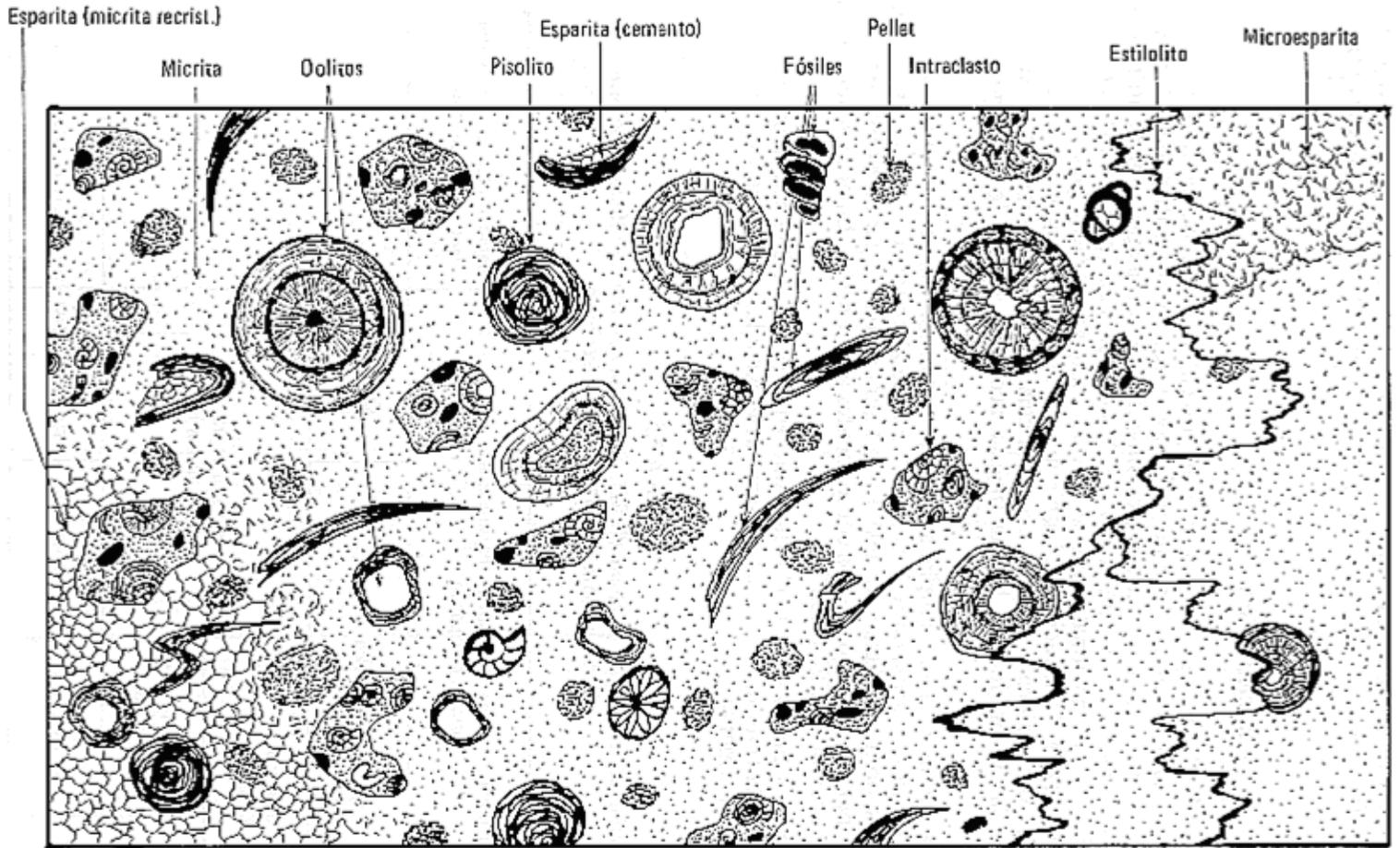


Figura 2.4. Clasificación de calizas según su composición. (Tomada de ugr, 2018).

## Clasificación de Dunham (1962)

Una característica importante de la clasificación de Dunham es que no hace referencia al tamaño de los granos ni al tipo de estos; se suele hacer, sin embargo, mención de ello, por ejemplo: grainstone oolítico, o packstone de crinoides.

Los criterios que utiliza esta clasificación son los porcentajes relativos de granos y de lodo calcáreo (presencia o no de micrita) y su disposición (fabrica).

El carácter de soporte por granos entre sí o soporte por lodo calcáreo es, en algunos casos difícil de determinar. Se puede utilizar como criterio de soporte de granos los porcentajes de granos superiores al 60%.

Esta clasificación, presenta como ventaja su fácil uso en campo debido a que los nombres son colocados dependiendo de la textura de la roca. Además, tienen connotaciones en cuanto a indicación de energía en el medio sedimentario; grainstone: sedimentos muy lavados, mudstone: sedimentos propios de aguas no agitadas.

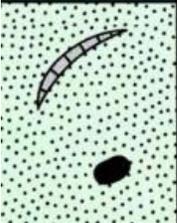
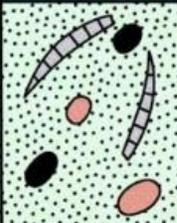
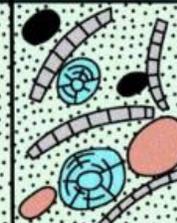
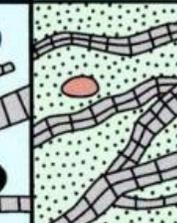
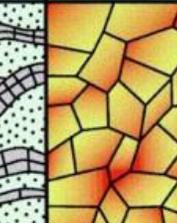
Textura deposicional reconocible				Textura deposicional no reconocible	
Componentes originales no unidos durante la sedimentación			Esqueleto clasto-soportado sin barro micrítico	Componentes originales unidos durante el desarrollo de una bioconstrucción	
Con barro micrítico		Esqueleto grano-soportado			
Esqueleto matriz-soportado					
< 10 % granos	> 10 % granos				
<b>Mudstone</b>	<b>Wackestone</b>	<b>Packstone</b>	<b>Grainstone</b>	<b>Boundstone</b>	<b>Cristalina</b>
					

Figura 2.5. Clasificación de Dunham (1962), (Arellano, 2013).

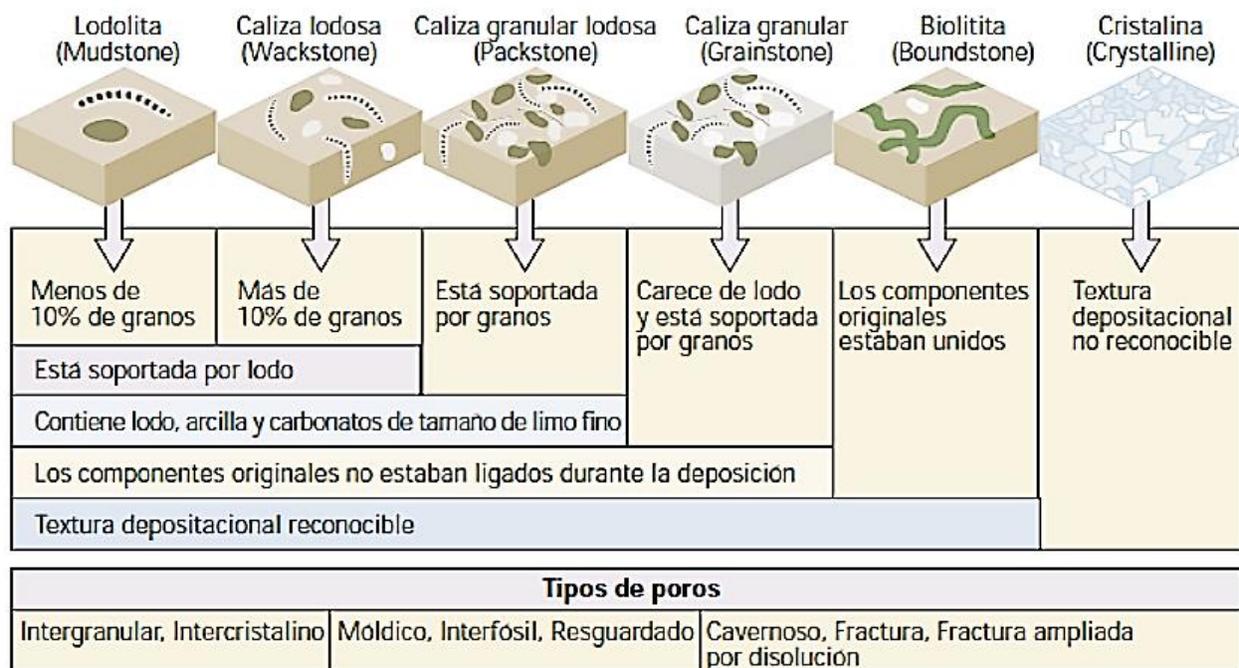


Figura 2.6. Clasificación de los carbonatos (Carbonate Reservoir Characterization, 1999).

## 2.3 TIPOS DE REACCIONES

Las reacciones estequiométricas serán de diferentes tipos y dependerán del tipo de reactivos que con los que se cuenten.

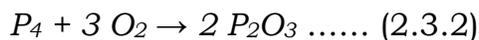
Las reacciones químicas pueden llevarse a cabo en medios líquidos, sólidos o gaseosos, y pueden ir acompañadas de cambios en las propiedades físicas tales como: producción de un gas, formación de un sólido (precipitado), cambio de color, desprendimiento o absorción de calor, etc. (Khan Academy, 2018).

De forma general, las reacciones pueden ser:

- Adición: Se efectúa cuando dos o más reactivos se combinan para formar un producto:



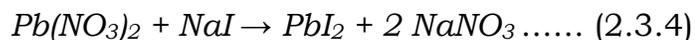
- Síntesis o combinación: Dos o más sustancias simples se combinan para dar un producto más complejo. Ejemplo:



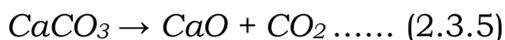
- Desplazamiento: Ocurre cuando un elemento desplaza a otro en un compuesto. El elemento más activo reemplaza a otro menos activo en un compuesto.



- Doble desplazamiento: Son comunes para reacciones iónicas en solución; se intercambian átomos o grupo de átomos para dar una sal insoluble:



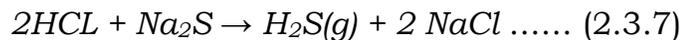
- Descomposición: Se da cuando un reactivo se rompe para formar dos o más productos. Puede ser o no Redox (Oxidorreducción). Ejemplo:



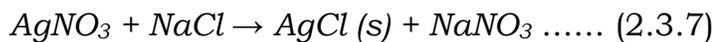
- Iónicas: Sucede cuando una sustancia iónica se disuelve en agua, puede disociarse en iones.



- Metátesis: Ocurre cuando dos reactivos se entremezclan.



- Precipitación: Uno o más reactivos al combinarse genera un producto que es insoluble.



- Redox: Ocurren cuando algunos átomos experimentan un aumento en su estado de oxidación, proceso denominado oxidación y otros experimentan una disminución en su estado de oxidación, denominada reducción (Los reactivos intercambian electrones). Ejemplo:

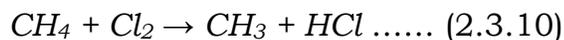


El magnesio aumenta su número de oxidación de 0 a +2 y por lo tanto se oxida, a su vez el hidrógeno del ácido disminuye su número de oxidación de +1 a 0, es decir se reduce. El Mg es el agente reductor y el HCl es el agente oxidante.

- Dismutación: Los reactivos generan compuestos donde un elemento tiene dos estados de oxidación.



- Substitución: Se sustituye uno de los reactivos por algún otro componente del otro reactivo.



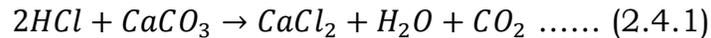
- Neutralización o ácido-base: Se da cuando el ácido reacciona con una base para formar agua más un compuesto iónico llamado sal.



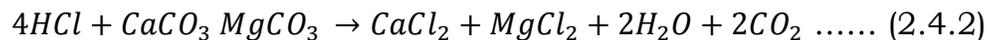
## 2.4 REACCIONES DE ÁCIDOS CON DIFERENTES ROCAS Y MINERALES.

### 2.4.1 Reacción ácido clorhídrico con calcita y dolomita (Carbonatos).

El ácido clorhídrico reacciona con la calcita formando cloruro de calcio soluble en agua, bióxido de carbono gaseoso:

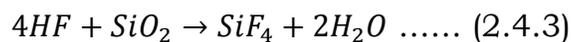


En el caso de la dolomita, el ácido clorhídrico reacciona con los carbonatos, generando los cloruros de calcio y magnesio, agua y bióxido de carbono gaseoso:



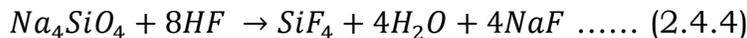
### 2.4.2 Reacción ácido fluorhídrico con sílice (Areniscas).

El ácido fluorhídrico reacciona con el óxido de silicio (sílice) produciendo fluoruro de silicio y agua:

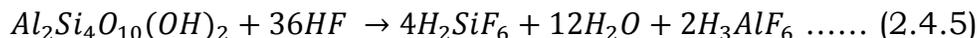


### 2.4.3 Reacción ácido fluorhídrico con arcillas y feldespatos (Lutitas).

La reacción del ácido fluorhídrico con el silicato de sodio genera fluoruros de sodio y silicio y agua:



Mientras que al reaccionar con silicoaluminatos, el ácido fluorhídrico produce los ácidos hexafluorosilícico y hexafluoroalumínico y agua:



Sin embargo, este ácido hexafluorosilícico fácilmente intercambia sus hidrógenos ácidos por iones de sodio o potasio, para formar el hexafluorosilicato de sodio:



O el hexafluorosilicato de potasio:



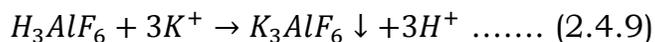
De donde:

- $*Al_2Si_4O_{10}(OH)_2$  = Arcilla
- $*H_2SiF_6$  = Ácido fluosilícico
- $*H_3AlF_6$  = Ácido fluoalumínico.

Y también el ácido hexafluoroaluminico intercambia sus hidrógenos ácidos por iones de sodio o potasio, para formar el hexafluoroaluminato de sodio:

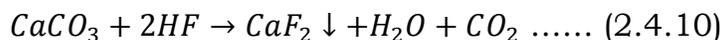


O el hexafluoroaluminato de potasio:



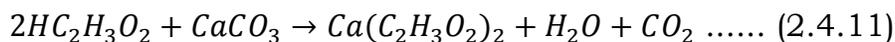
## 2.4.4 Reacción ácido fluorhídrico con calcita (Carbonatos)

En el caso del ácido fluorhídrico su reacción con calcita produce fluoruro de calcio (fluorita) el cual es prácticamente insoluble (su  $K_{ps}$  es de  $3.9 \times 10^{-11}$ ), agua y bióxido de carbono gaseoso:



## 2.4.5 Reacción ácido acético con calcita (Carbonatos)

Para evitar estos precipitados insolubles, el HF nunca se usa solo. Se puede emplear entonces ácido acético, el cual al reaccionar con calcita genera acetato de calcio que sí es hidrosoluble, agua y bióxido de carbono gaseoso:



De donde:

- $2HC_2H_3O_2$ , = ácido acético
- $Ca(C_2H_3O_2)_2$ , = acetato de calcio

## 2.6 ESTIMULACIÓN ÁCIDA (ACIDIFICACIÓN) A LA MATRIZ DE ROCAS CARBONATADAS

Una estimulación ácida o acidificación, se define como la inyección de ácido a la formación, a una presión menor que la de fractura. El objetivo del tratamiento (ácido principalmente), consiste en lograr la penetración radial del ácido a la formación.

La estimulación se efectúa para eliminar los efectos de la reducción de permeabilidad en la vecindad del pozo, disolviendo las partículas que obturan la formación.

Cuando la acidificación se efectúa correctamente, se obtiene incrementos en la producción sin que aumente la relación agua-gas, la relación gas-aceite o la relación agua-aceite.

Debido a que la superficie que tiene contacto con el ácido es amplia, se considera que el tiempo de reacción es muy corto. Por lo tanto, la formación sólo queda tratada varias pulgadas a partir de la pared del pozo.

Uno de los problemas en el tratamiento de acidificación a la matriz es conocer con precisión la presión de fractura o esfuerzo mínimo del intervalo a estimular.

Debido a que la presión de fractura de la formación decrece al disminuir la presión del yacimiento, frecuentemente es necesario efectuar pruebas de admisión en campo para determinarla. También puede ser determinada de

manera dinámica a través de cálculo de propiedades elásticas con registros geofísicos de pozo.

## 2.6.1 Diseño de acidificación de la matriz de rocas carbonatadas.

El procedimiento de diseño de un tratamiento ácido a la matriz de formaciones carbonatadas consiste en especificar el tipo de ácido, tasa máxima de inyección volumen requerido, y la presión de inyección máxima que se puede utilizar sin fracturar la formación. El procedimiento de diseño es la siguiente:

- a) Determinar el gradiente de fractura de los tratamientos de fracturamiento anteriores, obtenida mediante registros o utilizando la siguiente ecuación empírica.

$$G_f = \alpha + (\text{gradiente sobrecarga} - \alpha) (P_R / D) \dots\dots (2.6.1)$$

Donde:

- $\alpha$  = constante (0,3  $\leq$   $\alpha$   $\leq$  0,5)
- $P_R$  = presión del yacimiento
- $D$  = profundidad a la formación de interés
- $G_f$  = gradiente de fractura

- b) Predecir el máximo  $Q_{i\max}$ , sin fracturar la formación. Para obtener el gasto máximo en superficie  $Q_{i\max}$ , se utiliza la siguiente ecuación:

$$Q_{i\max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} k_{avg} H_n}{\mu \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} (G_f D - P_R) [BBL/min] \dots\dots (2.6.2)$$

Donde:

- $k_{avg}$  = promedio de las permeabilidades de las zonas dañada y no dañada, md

- $H_n$  = espesor neto del intervalo, [ft]
- $\mu$  = viscosidad ácida en [cp] @ BHT
- $r_e$  = radio de drene, [ft]
- $r_w$  = radio del pozo, [ft]
- $r_a$  = radio de acidificación, [ft]
- $D$  = profundidad vertical del pozo, [ft]
- $P_R$  = presión del yacimiento, [psi]
- $Gf$  = gradiente de fractura, [psi / ft]

c) Predecir la presión superficial máxima a la que el ácido se puede inyectar sin fracturar la formación.

$$P_{s-max} \leq (Gf - GRAD_{ACID})D \dots\dots (2.6.3)$$

- $GRAD_{ACID}$  = gradiente hidrostático del ácido

En la ecuación (2.6.3), no se han incluido las pérdidas por fricción. Por lo tanto, se considera un factor de seguridad.

d) Determinar el volumen y el tipo de ácido requerido.

Una regla de campo indica que se debe inyectar de 4-16 [bbl/m] (Barriles por metro) de intervalo perforado de un 15 – 28% de ácido HCl en solución. Sin embargo, en nuestro caso propondremos tener conocimiento de las fracciones minerales que contiene la roca del intervalo de interés (en la realidad estas se pueden obtener con registros geofísicos); con lo que podremos diseñar una buena aproximación mediante el uso de la estequiometría.

## 2.7 ANÁLISIS DEL DISEÑO DE ACIDIFICACIÓN DE CARBONATOS.

Teniendo en cuenta que se tienen los siguientes datos de entrada para una formación de carbonatos:

- $K_{avg} H = 200$  [md-ft]
- $H =$  intervalo de perforación = 20 [ft]
- $D =$  profundidad de formación = 7500 [ft]
- $G_{fi} = 0.7$  [psi / ft] @  $P_{Ri} = 3,075$  [psi]
- Gradiente de sobrecarga = 1.0 [psi / ft]
- $P_R = 2000$  [psi]
- $\mu@ BHT = 0.4$  [cp]
- $r_e = 660$  [ft]
- $r_w = 0.25$  [ft]
- $r_a = 2.5$  [ft]
- $\Phi = 15\%$

Se pide determinar:

- a)  $Q_{imax}$
- b)  $P_{(s-max)}$
- c) Volumen de HCl al 15% requerido, considerando 100% calcita
- d) Volumen de HCl al 15% requerido, considerando 20% calcita y 80% dolomita

Dado que el gradiente de fractura no se conoce por el momento la presión del yacimiento determinamos  $\alpha$  en las condiciones iniciales y asumir que no cambia en las condiciones actuales.

a) Utilizando la ecuación (2.6.1) @  $P_{Ri} = 3,075$  [psi], con un gradiente de fractura inicial  $G_{fi} = 0.7$  [psi/ft]

$$0.7 = \alpha + (1 - \alpha) \left( \frac{3075}{7500} \right)$$

$$0.7 = \alpha + 0.41 - 0.41 \alpha$$

$$\alpha = \frac{0.7 - 0.41}{0.59} = 0.49 \left[ \frac{psi}{ft} \right]$$

Calculando  $G_{fp}$ , para el alfa obtenido:

$$G_{fp} = 0.49 + (1 - .049) \left( \frac{2000}{7500} \right) = 0.63 \left[ \frac{psi}{ft} \right]$$

Utilizando la ecuación (2.6.2), podemos obtener  $Q_{imax}$ :

$$Q_{imax} \leq 4.917 \times 10^{-6} \frac{(200)[(0.63)(7500) - 2000]}{(0.4) \ln \left( \frac{660}{0.25} \right)}$$

$$Q_{imax} \leq 0.85 \left[ \frac{bbl}{min} \right]$$

En general se recomienda un margen del 10 %:

$$Q_i \cong (0.85)(0.9) \cong 0.77 \left[ \frac{bbl}{min} \right]$$

b) Ahora, calculamos  $P_{s-max}$ , usando la ecuación (2.6.3):

$$P_{s-max} = (G_f - GRAD_{ACID}) D$$

Suponiendo que las condiciones del pozo permiten que usemos 15 % de HCl  $\rightarrow \gamma = 1.073$  [adim], @ temperatura media del pozo de 130[°F].

$$GRAD_{ACID} = (1.073) \left( 0.433 \frac{psi}{ft} \right) = 0.465 \left[ \frac{psi}{ft} \right]$$

$$P_{s-max} \leq (0.63 - 0.465)7500 = 1240.43 [psi]$$

Por regla de campo, el volumen requerido para 20 [ft], de intervalo perforado, este cálculo solo nos sirve como referencia a los cálculos que se obtendrán con estequiometría

$$V_{ACID} = 4 - 16 \left[ \frac{bbl}{m} \right] \times H$$

Si asumimos que el pozo presenta un daño moderado ( $s \approx 2$ ), requeriremos el promedio de la regla de campo que es  $8 \left[ \frac{bbl}{m} \right]$ .

$$V_{ACID} \cong 8 \frac{bbl}{m} \times 20 [ft] * \left( 0.3048 \left[ \frac{m}{ft} \right] \right)$$

$$V_{ACID} = 47.62 [bbl] = 48 [bbl]$$

Ahora realizaremos el cálculo del volumen de HCl al 15%, utilizando cálculos estequiométricos. Consideramos que el radio al que penetrará el ácido en la matriz porosa es  $r_a = 2.5$  [ft], y se busca reinstalar la producción del pozo a su estado inicial, en el que tenía una porosidad inicial de 15%, que actualmente se ha reducido en un 5% por precipitación.

Debemos obtener el volumen de porosidad que se perdió por precipitación de minerales y se desea recuperar:

$$Vol_{RocaPrecipitada} = \left( \frac{\pi}{4} \right) * d_a^2 * H_n = 0.7854 * 5^2 * 20 * 0.05 = 19.935 [ft]^3$$

Este es el volumen de roca que debemos disolver para incrementar la porosidad. Aplicando la relación de volúmenes de ácido respecto a la matriz, podemos obtener lo siguiente:

$$Vol_{\text{ÁcidoRequerido}} = Vol_{\text{RocaPrecipitada}} * \left( Relación \frac{Vol. \text{ Ácido}}{Unidad Vol. Roca} \right)$$

Sustituyendo valores:

$$Vol_{\text{ÁcidoRequerido}} = 19.935 * \left( \frac{1}{0.082} \right) = 243.11 [ft]^3 = 43 [bbl]_{HCl}$$

Este último valor obtenido con el uso de ecuaciones estequiométricas es del orden del estimado con la regla de campo, sin embargo, el que este valor sea menor, redundará en beneficios económicos al optimizar la cantidad de ácido que en realidad es requerido.

Con esto se pretende efectuar de mejor manera los diseños de estimulación, minimizando las reglas de dedo, que son efectivas dependiendo del grado de conocimiento del usuario. Por lo tanto, el diseño para una formación productora con 100% de calcita es:

- Inyectar 43 [bbl], 15 % de HCl @  $Q_i = 0,77$  [bbl/min],  $P_{smax} = 1,050$  [psi]
- Se recomienda agregar al tratamiento 1 o 2 % de KCL (inhibidor de arcillas reactivas).
- Si consideramos que la formación productora a disolver consta de la siguiente relación de minerales:
  - Calcita → 20 %
  - Dolomita → 80 %

El diseño de acidificación para disolver el mismo volumen de roca precipitada se modifica haciendo las siguientes consideraciones:

$$Vol_{RocaPrecipitada} = \left(\frac{\pi}{4}\right) * d_a^2 * H_n = 0.7854 * 5^2 * 20 * 0.05 = 19.935 \text{ [ft]}^3$$

El volumen de roca que debemos disolver para incrementar la porosidad es el mismo

Ahora, la relación de volúmenes de ácido respecto a la matriz es la siguiente:

$$\begin{aligned} & Vol_{\text{ÁcidoRequerido}} \\ &= Vol_{RocaPrecipitada} * Fracción \text{ Roca Caliza} * \left( \frac{\text{Relación Vol. Ácido}}{\text{Unidad Vol. Roca Caliza}} \right) \\ &+ Vol_{RocaPrecipitada} * Fracción \text{ Roca Dolomía} * \left( \frac{\text{Relación Vol. Ácido}}{\text{Unidad Vol. Roca Dolomía}} \right) \end{aligned}$$

Sustituyendo valores:

$$\begin{aligned} Vol_{\text{ÁcidoRequerido}} &= 19.935 \text{ [ft}^3 \text{ de Roca Total]} * 0.2 * \left( \frac{1}{0.082} \left[ \frac{\text{ft}^3 \text{ de HCl 15\%}}{\text{ft}^3 \text{ de Roca Caliza}} \right] \right) + 19.935 \text{ [ft}^3 \text{ de Roca Total]} \\ &* 0.8 * \left( \frac{1}{0.071} \left[ \frac{\text{ft}^3 \text{ de HCl 15\%}}{\text{ft}^3 \text{ de Roca Dolomía}} \right] \right) = 48.62 + 224.62 = 273.24 \text{ [ft]}^3 = \mathbf{49 \text{ [bbl]}_{HCl}} \end{aligned}$$

El diseño para una formación productora con 20% de calcita y 80% dolomita es:

- Inyectar 49 [bbl], 15 % de HCl @  $Q_i = 0,77$  [bbl/min],  $P_{smax} = 1,050$  [psi]
- Se recomienda agregar al tratamiento 1 o 2 % de KCL (inhibidor de arcillas reactivas).

Como es notorio, en la medida que aumenta la presencia de dolomita en las rocas que se pretende estimular, también será requerida una mayor cantidad de ácido clorhídrico para generar canales conductivos en dicha formación.

A pesar de que la regla de campo utilizada por muchos profesionales ofrece una buena aproximación, en este tipo de cálculos no se consideran las variaciones en las fracciones minerales de las rocas productoras, lo que se consigue haciendo el análisis apoyándose de la estequiometría.

El análisis estequiométrico, realizado en estos ejemplos para rocas carbonatadas, para determinar el volumen de ácido requerido para estimular o fracturar un intervalo productor, puede ser extensivo a rocas siliciclásticas y/o arcillas con los ácidos correspondientes. Estos ejemplos se han realizado de forma académica, por lo tanto, se hicieron consideraciones que en la realidad deben tomarse en cuenta, sin embargo, el volumen estimado por estos métodos nos ofrece una aproximación muy buena que puede ser calibrado tomando en cuenta los demás parámetros que envuelven este tipo de operaciones.

En pozos de alta temperatura o pozos con daño grandes, se debe utilizar un excedente en el volumen de ácido. En zonas de alta permeabilidad o formaciones naturalmente fracturadas, un ácido emulsionado ofrecerá mejores resultados.

CAPITULO III. OBTENCIÓN DE LAS  
FRACCIONES MINERALES A PARTIR  
DE PETROFÍSICA Y REGISTROS  
GEOFÍSICOS DE POZOS.

## 3.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, poder caracterizar el subsuelo es bastante rápido y eficaz debido a la aplicación de métodos de prospección geofísica y a la toma de muestras o núcleos con perforaciones realizados de manera directa en la formación. También, es posible identificar el tipo de roca, caracterizar yacimientos de hidrocarburos, yacimientos minerales etc.; con fines de exploración o interés económico.

Gracias al apoyo que se tiene con el software especializado para la interpretación de los registros de pozo nosotros podemos obtener el volumen de roca presente en la formación, así como la cantidad de minerales en la roca, la porosidad y la saturación de agua, entre otros parámetros petrofísicos que son de gran utilidad para tener información que respalde nuestra interpretación del medio.

Como se estudió en el capítulo uno en su apartado de conceptos básicos de petrofísica y registros geofísicos de pozo, nosotros podemos obtener los parámetros petrofísicos necesarios con la finalidad de que nos brinde información necesaria sobre la composición física y química de la formación, así como los datos requeridos e indispensables para la explotación de yacimientos.

El comportamiento de las curvas ante la presencia de sílice, calcita, dolomita y arcillas contenidas en las matrices de roca variará de manera diferente, por lo que es necesario tener a nuestra disposición diferentes curvas que nos puedan auxiliar en nuestra interpretación. Las curvas de porosidad neutrón (*NPFI*), densidad volumétrica (*RHOB*), sónico o tiempo de tránsito (*DTCO*) y factor fotoeléctrico (*PEF*); para que nos brinden información litológica necesaria e importante para poder realzar la interpretación.

No debemos olvidar que esta información queda incompleta si el usuario no se apoya con herramientas alternativas (como son los sistemas de ecuaciones generados a partir de los registros con los que se cuentan y los minerales en la formación rocosa, las gráficas Cross-Plot y la obtención de los parámetros elásticos de la roca.) que pueda decirnos como se está comportando la formación rocosa ante la presencia de gas, agua y aceite, por lo que en este capítulo se describen métodos útiles con los que uno se puede apoyar para optimizar nuestra interpretación.

## 3.2 CONCEPTOS CLAVE.

Para este capítulo, se requieren de conceptos básicos que nosotros necesitamos tener muy en cuenta para obtener parámetros petrofísicos que serán de gran utilidad. De manera general, algunos parámetros que se necesitarán para este capítulo son los siguientes:

### 3.2.1 Temperatura de formación:

Como ya sabemos, la temperatura de formación es la que se obtiene en la zona de estudio durante la perforación del pozo y se establece como el gradiente lineal de la temperatura en la formación con respecto a la profundidad.

Recordemos que entre mayor sea la profundidad, mayor será la temperatura en la formación. Los parámetros que dependerán de esta temperatura serán en función de la profundidad de la formación, la profundidad total, la temperatura de superficie y la temperatura registrada en el fondo del pozo (Temperatura máxima). Se obtiene con la siguiente expresión:

$$T_f = \frac{T_{m\acute{a}x} - T_s}{P_{m\acute{a}x}} Pf + T_s \dots\dots (3.2.1)$$

### 3.2.2 Saturación de agua

La saturación de una formación es la fracción de un volumen poroso que ocupa algún fluido; por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Se calcula con:

$$S_w = \frac{\text{Volumen de Agua de Formación}}{\text{Volumen de Poros}} \dots\dots (3.2.2)$$

La obtención de la saturación de agua de formación es importante para determinar las zonas con hidrocarburos, ya que la saturación de agua e hidrocarburo dependerá de la cantidad de poros en los que estén contenidos y nos dará información de las propiedades físicas de la roca para su extracción.

Existen modelos con los que es posible determinar la saturación de agua a partir de registros de pozos, por mencionar algunos, podemos citar los siguientes:

- a) Modelo de Archie
- b) Modelo de Doble Agua
- c) Modelo de Indonesia

### 3.2.3 Volumen de arcilla

Nos da la cantidad de arcillas en la formación. Este valor se puede obtener mediante el registro de rayos gamma (GR) y el índice de arcillosidad se determina de forma cuantitativa, siendo de gran ayuda para determinar capas arcillosas. También se puede realizar el cálculo a partir de la curva de porosidad para un punto en específico del registro, junto con los valores máximos y mínimos de porosidad, tenemos que el volumen de arcilla se calcula de la siguiente forma:

$$V_{arcilla} = \frac{RG - RG_{min}}{RG_{max} - RG_{min}} \dots\dots (3.2.3)$$

Donde:

- $V_{arcilla}$  = Volumen de arcilla
- RG = Valor del registro de porosidad para un punto en específico
- $RG_{max}$  = Valor máximo del registro de porosidad
- $RG_{min}$  = Valor mínimo del registro de porosidad

El volumen de arcilla, basándonos en la curva de rayos gamma o rayos gamma corregido (CGR) para excluir de nuestro registro el efecto de uranio, lo podemos obtener del índice de arcilla con los valores de un punto del registro, los valores máximos y los valores mínimos.

El índice de arcillosidad se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots (3.2.4)$$

Donde:

- $I_{GR}$  = Índice d arcillosidad (Preferentemente con Raros gamma corregido).
- $GR_{log}$  = Valor de rayos gamma leído en el registro.
- $GR_{min}$  = Valor de rayos gamma mínimo.
- $GR_{máx}$  = Valor de rayos gamma máximo.

### 3.2.4 Porosidad efectiva

Se refiere a la cantidad de poros interconectados con respecto al volumen total de roca y es parte de la porosidad total y su magnitud es siempre igual o menor a esta última. (López Aguirre, 2016). Es importante tomarlo en cuenta para cuantificar de forma más acertada el volumen de hidrocarburos móviles que podrán ser explotados de un yacimiento. Se calcula con la expresión:

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen de Poros Comunicados}}{\text{Volumen Total}} \dots\dots (3.2.5)$$

### 3.3 DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES MINERALES Y DE LA LITOLOGÍA DE LA FORMACIÓN UTILIZANDO SISTEMA DE ECUACIONES.

Esta metodología se basa principalmente en proponer un sistema de ecuaciones donde se tendrán las variables de porosidad, las cuales serán nuestras variables desconocidas y los minerales formadores de dentro de la formación que pueden ser desde una cantidad determinada hasta un número “n”.

Para que esta metodología funcione es imperativo contar con el mismo número de litologías consideradas dentro de la formación y el número de registros que se tienen para la interpretación. Por ejemplo, un sistema de ecuaciones propuesto para una formación con cinco litologías diferentes y cinco registros utilizados para la interpretación es el siguiente:

$$\phi_N = \phi\phi_{N_f} + V_1\phi_{N_1} + V_2\phi_{N_2} + V_3\phi_{N_3} + V_4\phi_{N_4} \dots\dots (3.3.1)$$

$$\rho_b = \phi\rho_f + V_1\rho_1 + V_2\rho_2 + V_3\rho_3 + V_4\rho_4 \dots\dots (3.3.2)$$

$$DT = \phi DT_f + V_1DT_1 + V_2DT_2 + V_3DT_3 + V_4DT_4 \dots\dots (3.3.3)$$

$$V_{SH} = \phi V_{SH_f} + V_1V_{SH_1} + V_2V_{SH_2} + V_3V_{SH_3} + V_4V_{SH_4} \dots\dots (3.3.4)$$

$$1 = \phi + V_1 + V_2 + V_3 + V_4 \dots\dots (3.3.5)$$

Teniendo en cuenta que:

- $\phi_N$  = valor leído del registro de Porosidad Neutrón.
- $\rho_b$  = valor leído del registro de Densidad volumétrica.
- $DT$  = valor leído del registro sónico (Tiempo de Tránsito compresional o primario “DT”).
- $V_{SH}$  = valor leído del registro del Volumen de Arcilla obtenido de manera sintética.
- $\phi$  = porosidad total de la formación.

- $V_1$  ,  $V_2$ ,  $V_3$ , y  $V_4$  = minerales formadores de roca que se encuentran presentes en la litología estudiada. (Variables incógnitas del sistema de ecuaciones).

Del sistema de ecuaciones anterior, es posible obtener la siguiente matriz:

$$\begin{bmatrix} \phi_N \\ \rho_b \\ DT \\ V_{SH} \\ 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_{Nf} & \phi_{N1} & \phi_{N2} & \phi_{N3} & \phi_{N4} \\ \rho_f & \rho_1 & \rho_2 & \rho_3 & \rho_4 \\ DT_f & DT_1 & DT_2 & DT_3 & DT_4 \\ V_{SHf} & V_{SH1} & V_{SH2} & V_{SH3} & V_{SH4} \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi \\ V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (3.3.6)$$

De donde:

- La matriz 5x1, de la izquierda son las lecturas directas de los registros involucrados en el punto de interés.
- La matriz 5x5, son valores de respuesta a los registros geofisicos conocidos para el fluido como para cada uno de los minerales considerados en el análisis.
- La matriz 5x1, de la derecha, son las incógnitas que se busca discretizar.

Debido a que se tiene 5 ecuaciones y 5 incógnitas el sistema de ecuaciones tiene solución, con lo cual se puede obtener las fracciones de los minerales y la porosidad del sistema de roca analizado al tener los datos de referencia e invirtiendo la matriz de 5x5, así como multiplicándola por la matriz 5x1 de los valores leídos de los registros (López Aguirre, 2016). Para obtener las fracciones minerales de la formación con una gran cantidad de minerales formadores de roca (“n” minerales) se debe contar con un software especializado en el que se contengan los paquetes especializados para la simulación con grandes sistemas de ecuaciones, es necesario contar con el número igual de ecuaciones e incógnitas para obtener la solución del sistema. También es necesario conocer los registros con los que se esté interpretando ya que podrían utilizarse herramientas alterativas a las propuestas que nos brinden información que sea de gran utilidad y que otros registros no nos proporcionen, ya sean obtenidos de manera sintética o herramientas alternativas dentro del software.

### 3.4 DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES MINERALES Y DE LA LITOLOGÍA DE LA FORMACIÓN UTILIZANDO GRÁFICAS CROSS-PLOT.

Este método se basa en la interpretación de la litología del medio utilizando gráficas generadas por registros que son importantes para trabajar, básicamente aquellos que nos den información de la litología utilizando las fracciones minerales contenidas en la roca.

También, podemos utilizar software especializado que nos ayude a generar estas gráficas de manera eficaz y en un menor tiempo, pero debe de tenerse en cuenta que los parámetros ingresados en el programa deben de ser consistentes con los valores de los registros y con la información que uno tenga de la formación.

A continuación, se describen de manera breve cada una de estas gráficas, así como una descripción básica de los registros que se utilizan para este método. Las gráficas se generan con información utilizada en clase y que se nos proporcionó para uso libre y representativo.

### 3.4.1 Cross-plot neutrón-densidad (N-D) y Cross-plot neutrón-sónico (N-S)

Este método se consigue graficando los valores de los registros *NPHI- RHOB* y *NPHI- DT*, el cual es un método de discretización de minerales. Este método es cualitativo y se representan los comportamientos importantes de los principales minerales de roca, como son el cuarzo, calcita y dolomita.

Para la gráfica N-D se utilizan los registros de porosidad neutrón y porosidad por densidad. Sobre el eje x se representa el registro *NPHI* y en el eje y se localiza el registro *RHOB*. En la figura 3.4.1.1 se representa con una flecha de color verde la región en la que se encuentra contenido gas y la flecha con color rojo representa la dirección hacia la zona de arcillas en la formación. La nube de puntos se moverá de acuerdo con los datos que se tengan de la formación, dándonos información del medio y de su contenido mineralógico.

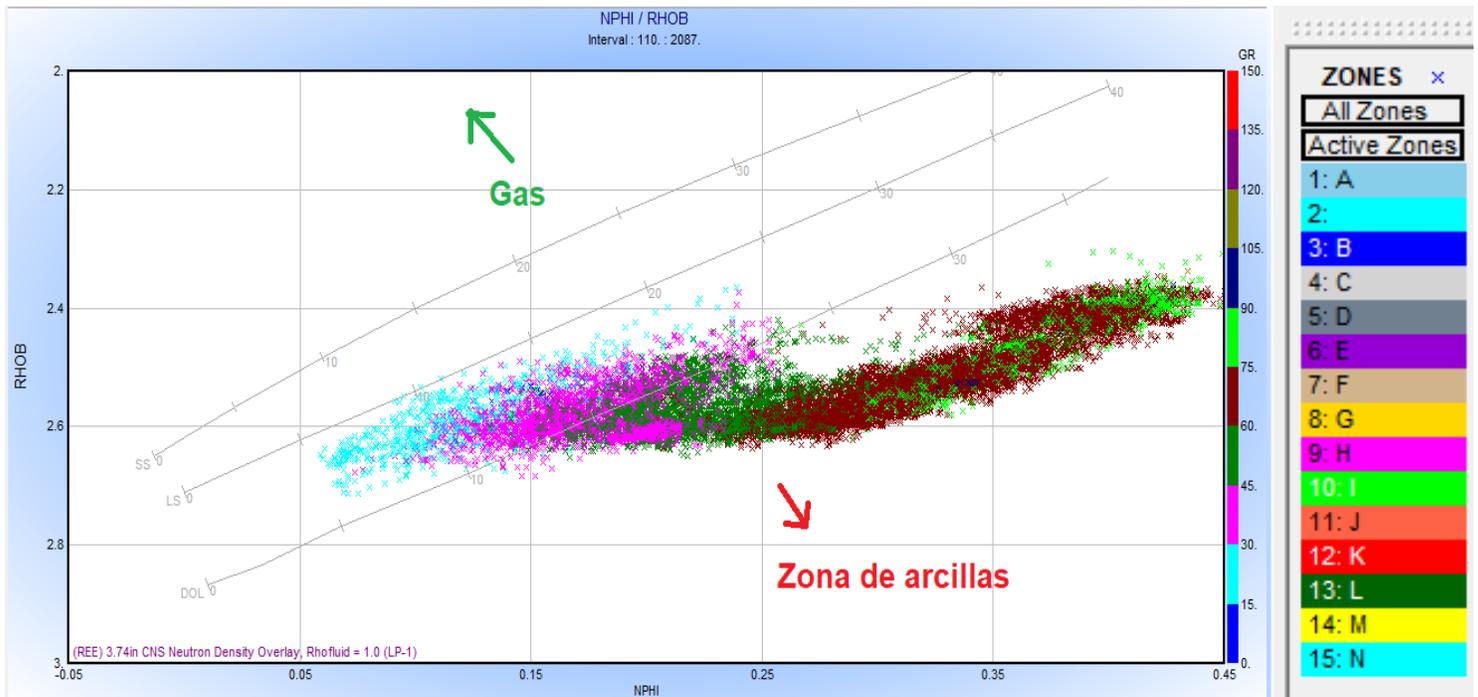


Figura 3.4.1.1. Gráfica Cross-plot N-D. (Tomada con información ilustrativa en la clase de Petrofísica y registros geofísicos de pozo del Ing. Ricardo Castrejón Hinojosa. Semestre 2017-2).

La litología en la figura 3.4.1.1 nos dice que nuestra formación cuenta con una zona en la que se tiene un alto contenido de arcillas (Línea de dolomitas cercana a la nube de puntos) para los bloques A al G de la formación total. Para los demás bloques (bloques H, I y J) se encuentran en una zona donde se tienen la presencia de calizas o dolomías con alto contenido de carbonato de calcio.

La gráfica N-S utiliza las gráficas de porosidad neutrón y porosidad obtenida con la herramienta de tiempo de tránsito o sónico. Sobre el eje horizontal de la gráfica se disponen los datos del registro de la porosidad obtenida por la herramienta del tiempo de tránsito o sónico. Sobre el eje vertical se tienen los datos de la porosidad obtenida con la herramienta de neutrón. La nube de puntos estará localizad de acuerdo con la información que se tenga en el medio interpretada por el software. La figura 3.4.1.2 nos representa hacia donde se tiene un aumento en la porosidad total del medio y en donde nuestra formación se encuentra ubicada dentro de esta escala de porosidad.

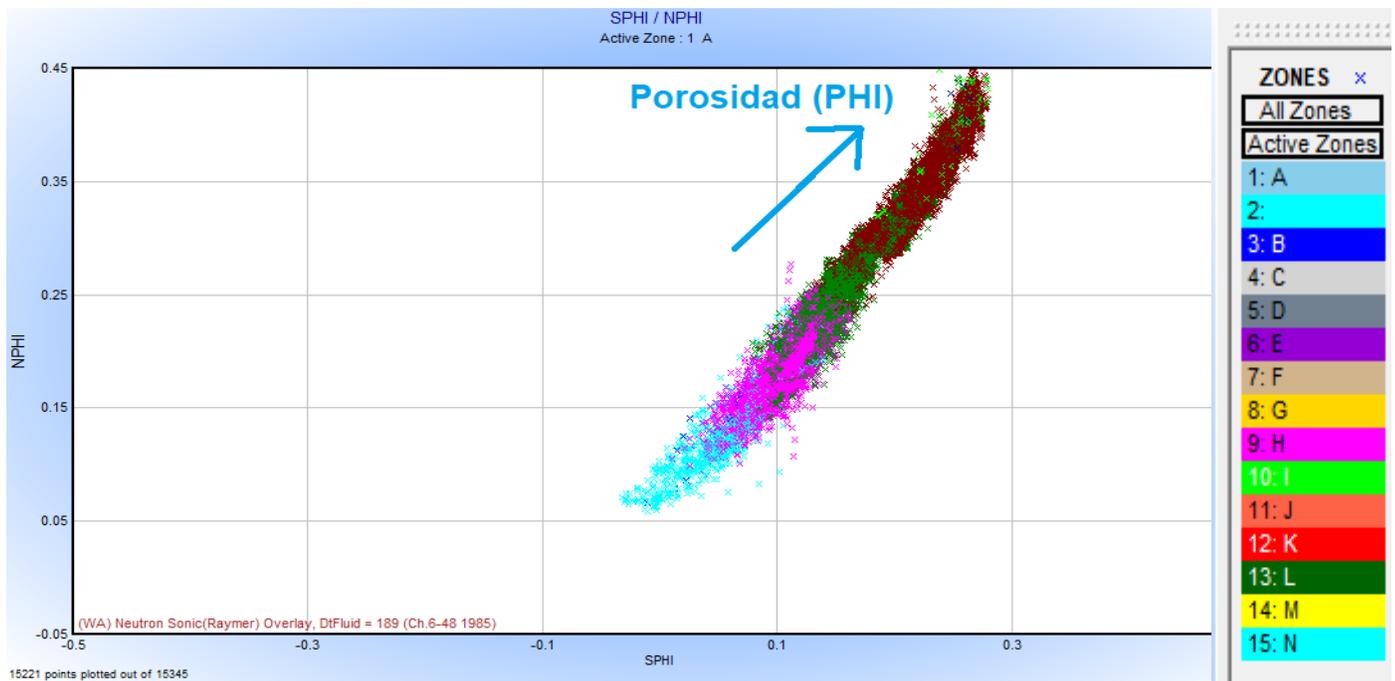


Figura 3.4.1.2. Gráfica Cross-plot N-S. (Tomada con información ilustrativa en la clase de Petrofísica y registros geofísicos de pozo del Ing. Ricardo Castrejón Hinojosa. Semestre 2017-2).

La figura 3.4.1.2 nos indica que la formación trabajada se encuentra en una zona de alta porosidad (Zonas J, K y L), mientras que los demás bloques tienen una porosidad media o muy baja.

Este tipo de gráficas los efectos por gas, sal, arcilla, etc.; van modificando el patrón de comportamiento de una cierta litología, por lo que es importante saber que la nube de puntos se ira desplazando de la línea litológica considerada para ese tipo de roca. (López Aguirre, 2016)

### 3.4.2 Gráfica M-N

Este tipo de gráfica es otro tipo de herramienta con la cual uno se puede apoyar para poder interpretar mejor la formación. Su construcción se genera a partir de la combinación de tres registros de porosidad:

1. (RHOB) Porosidad con densidad
2. (NPHI) Porosidad con Neutrón
3. (DT) Porosidad con Sónico o tiempo de tránsito.

Con estas tres diferentes curvas se construye la correspondiente gráfica, siguiendo que:

- M: Se obtiene mediante el registro de Porosidad con densidad y porosidad con sónico.
- N: Se obtiene mediante el registro de Porosidad con densidad y porosidad con Neutrón.

Para generar la gráfica M-N se puede utilizar ecuaciones con las cuales nosotros podemos sustituir un valor específico de los registros y así poder construir la gráfica sin ayuda de software, las ecuaciones son:

$$M = 0.01 * \frac{DT_{H2O} - DT_I}{\rho_I - \rho_{H2O}} \dots\dots (3.4.2.1)$$

y

$$N = \frac{NHPI_{H2O} - NHPI_I}{\rho_I - \rho_{H2O}} \dots\dots (3.4.2.2)$$

Sobre el eje horizontal se dispone N, que es el resultado de las curvas generadas por los registros RHOB y NPHI. Sobre el eje vertical se dispone M, que resulta de las curvas RHOB y DT (SPHI). En la figura 3.4.2.1 se visualizan áreas con diversas litologías y diferentes fluidos que nos ayudan a la determinación cualitativa de las diferentes litologías presentes en la formación.

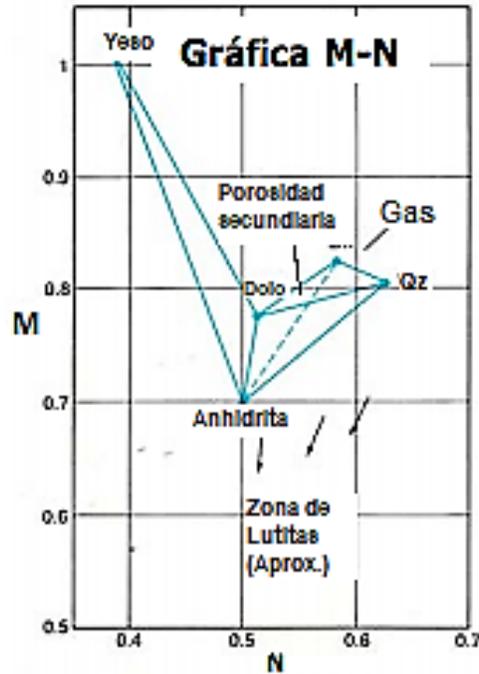


Figura 3.4.2.1. Gráfica Cross-plot M-N. (Tomada y modificada de Andrade, 2008)

### 3.5 DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES MINERALES Y DE LA LITOLOGÍA DE LA FORMACIÓN UTILIZANDO LOS PARÁMETROS ELÁSTICOS DE LA FORMACIÓN.

La determinación de los parámetros elásticos de la roca es de gran utilidad al momento de caracterizar la formación de estudio. Esta metodología nos proporciona la creación de nuevos modelos matemáticos que nos son de gran ayuda a la hora de obtener parámetros elasto-dinámicos de la roca, así como la mineralogía utilizando la atenuación de las ondas P y S, de manera simultánea nosotros podemos caracterizar la roca, sus propiedades físicas, químicas y los fluidos presentes en la matriz.

Es importante mencionar que estos parámetros elásticos se obtienen a partir de las gráficas de densidad volumétrica RHOB y las gráficas de las velocidades de las ondas P y S ( $V_s$  y  $V_p$ ); una vez obtenidos, se sobreponen con platillas maestras que fueron construidas a partir de modelos matemáticos y con base a pruebas en laboratorios y en campo.

Para esta sección, primero se realizará una breve definición de los conceptos clave de los parámetros elásticos que abordaremos en este tema, haciendo énfasis en la obtención de las velocidades compresional y de corte.

Finalmente, se realizará un estudio de estos parámetros utilizando platillas maestras para diferentes tipos de medios, dichas plantillas serán descritas de manera simple para poder realizar la caracterización mineralógica y litológica de nuestra formación.

## 3.5.1 Conceptos clave.

### 3.5.1.1 Elasticidad.

Es una propiedad de un material ideal y se puede vincular con los materiales que se utilizan en ingeniería. Depende de tres factores: homogeneidad, isotropía y continuidad.

### 3.5.1.2 Isotropía.

Es una medida de las propiedades direccionales de un material. En pocas palabras, mide que tan uniformemente se encuentran los clastos, cristales y los poros distribuidos en la roca.

### 3.5.1.3 Homogeneidad.

Se define como la continuidad física del cuerpo. Un material homogéneo será aquel cuyos constituyentes están definidos de tal forma que un pequeño fragmento separado de cualquier parte del cuerpo deberá tener constituyentes y propiedades respectivas del todo.

### 3.5.1.4 Continuidad.

Se considera como una referencia a la porosidad y/o a la cantidad de diaclasas y fallas en un cuerpo rocoso particular. El grado de continuidad afectará su cohesión y por lo tanto la distribución de tensiones a través del cuerpo.

### 3.5.1.5 Deformación.

Se define como el cambio de forma o tamaño que hay en la roca cuando se le aplica fuerza en cualquier dirección. Existen varios tipos de deformación:

- Deformación elástica (Deformación reversible). El material se deforma mientras exista el esfuerzo, pero cuando éste último cesa la deformación desaparece.
- Deformación plástica (Deformación irreversible). La deformación se mantiene, aunque el esfuerzo haya terminado.

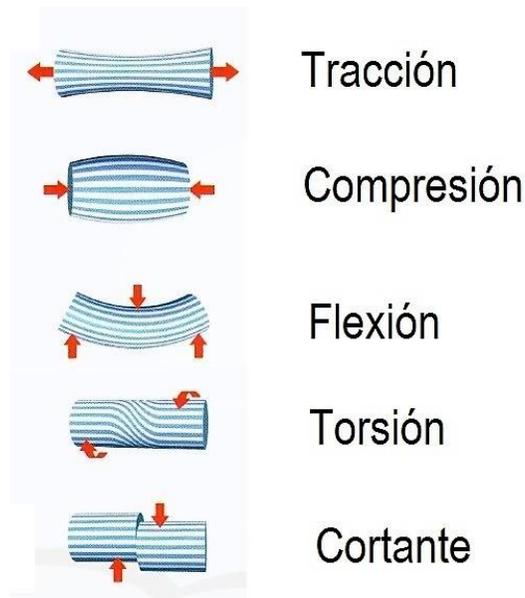
- Deformación frágil. El material se fractura como respuesta al esfuerzo, considerándose como una deformación irreversible.

### 3.5.1.6 Esfuerzo

Se refiere a las fuerzas que actúa sobre la roca. Bajo la acción de estas fuerzas el cuerpo o la roca genera deformación que se manifiesta en cambio de forma o volumen.

- Un esfuerzo de tensión o tracción es cuando las fuerzas en la dirección principal vayan en sentidos opuestas.
- Un esfuerzo de compresión resulta de las fuerzas en la dirección principal vayan en el mismo sentido.

Se tienen esfuerzos en donde la dirección de la fuerza principal o esfuerzo principal se distribuye en una combinación de direcciones (Figura 3.5.2.1), dando como resultado otro tipo de esfuerzos: flexión, cizalla, torsión y pandeo.



*Figura 3.5.2.1. Esfuerzos en un material (Tomada y modificada de Xunta de Galicia, 2016)*

### 3.5.2 Obtención de la velocidad de corte ( $V_s$ ) y su curva sintética.

Las ondas elásticas se dividen en dos grandes grupos, las de cuerpo (se propagan en el interior del medio elástico) y las de superficie (viajan a lo largo de la frontera de un medio semi-infinito). Las ondas de cuerpo se dividen a su vez en ondas de compresión o primarias ( $V_p$ ) y de corte o secundarias ( $V_s$ ). Para poder determinar la velocidad de corte es necesario contar con pruebas geofísicas como son los métodos de geofísica sísmica y sísmica de pozos. A falta de estas pruebas nosotros podemos apoyarnos con ecuaciones empíricas para la estimación de  $V_s$ .

En ocasiones se recurre erróneamente a determinar  $V_s$  a partir de la medición de la onda de compresión  $V_p$ , ya que no debe realizarse si no se conoce la relación de Poisson ( $\mu$ ) de los estratos del suelo, ya que dicha velocidad variará con respecto al material. (Lazcano, 2012)

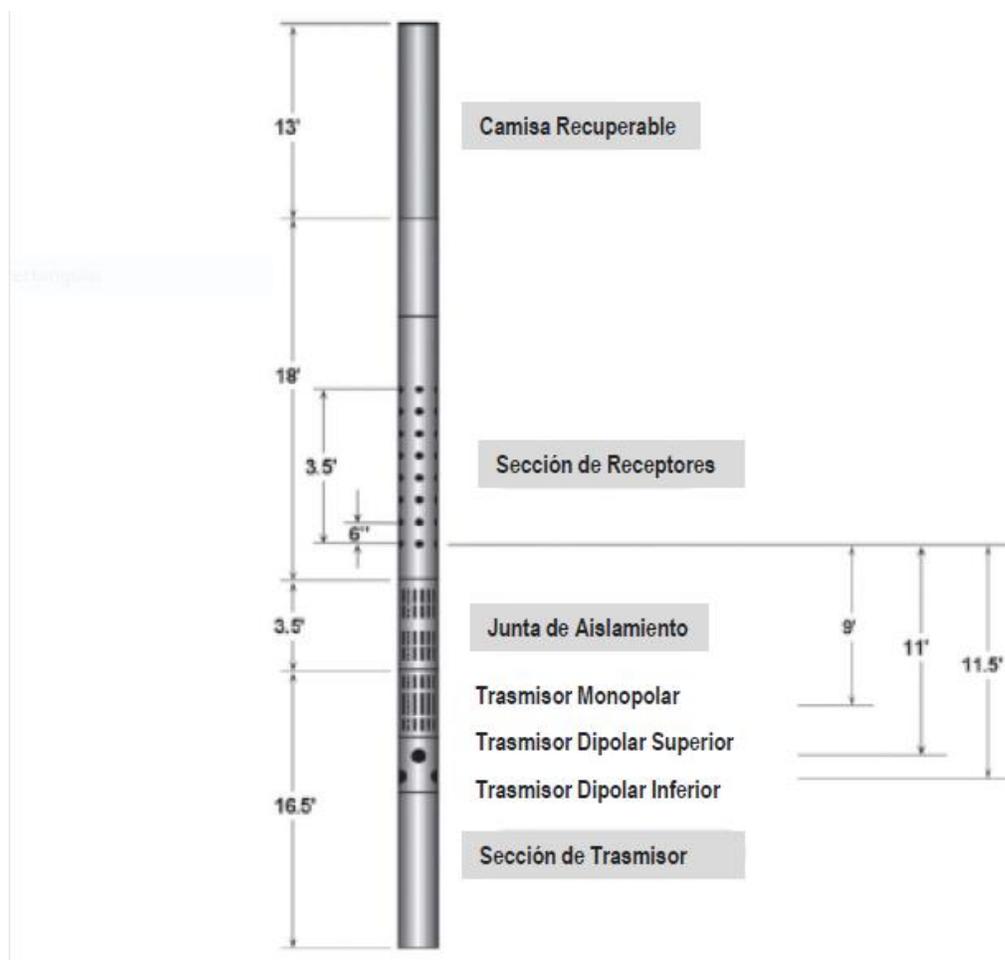
Para esta tesina, nosotros podemos realizar la estimación de  $V_s$  utilizando registros obtenidos de manera sintética a través de la velocidad compresional  $V_p$ , como se observa en la tabla 3.5, algunos valores ya están definidos para diferentes tipos de rocas. Realizando las correlaciones correspondientes y convenientes, se puede estimar la velocidad de corte y generar dicha curva sintética.

<b>Fluido / Mineral</b>	<b>Velocidad compresional <math>V_p</math> [m/s]</b>	<b>Velocidad de Corte <math>V_s</math> [m/s]</b>	<b>Relación de Velocidades <math>R = (V_p/V_s)</math> [Adimensional]</b>
<i>Cuarzo</i>	6008	4075	1.47
<i>Plagioclasas</i>	6487	3144	2.066
<i>Feldespatos</i>	4685	2393	1.962
<i>Calcita</i>	6645	3436	1.93
<i>Dolomita</i>	7349	3960	1.861
<i>Siderita</i>	6963	3589	1.944
<i>Anhidrita</i>	5299	3120	1.7
<i>Pirita</i>	8094	5174	1.56
<i>Caliza</i>	3800-6500	1900-3250	2
<i>Arenisca</i>	2500-4500	1725-3103	1.5

<i>Lutita</i>	1800-5000	100-2777	1.8
<i>Hidrocarburos [40 API]</i>	1226	0	-
<i>Agua de formación</i>	1507	0	-

*Tabla 3.5.1. Valores determinados con diferentes materiales para la Velocidad de corte y velocidad compresional. (Tomado y modificado de Agileoscience a través de (Evan Bianco, 2011).*

Para obtener las velocidades de la Vp en un registro geofísico se hace uso de la herramienta DSI (Registro sónico dipolar), que es capaz de combinar mediciones monopolares y dipolares. Como se estudió en el capítulo 1, la resolución de la herramienta Sónica dependerá de cómo estén distribuidos los transmisores y receptores. (López Aguirre, 2016)



*Figura 3.5.2.2. Herramienta sónico dipolar y sus componentes principales. (Tomado y modificado de Ramos, 2008)*

Para este caso, la herramienta sónica dipolar tiene en la parte superior la camisa en la que contiene en su interior un dispositivo extraíble de almacenamiento de datos. En la parte central de la herramienta cuenta con dos transmisores monopulares piezoeléctricos y dos transmisores dipolares electrodinámicos que están orientados perpendicularmente entre sí. Consta además con una sección de receptores que están divididos de la primera junta de aislamiento que impiden que las ondas se propaguen por la herramienta DSI. (Figura 3.5.2.2)

Para obtener nuestra velocidad de corte a través nos podremos apoyar con la herramienta DSI, pero en ocasiones no se puede obtener toda la información que se necesita con dicha herramienta, por lo cual se tiene que realizar a través de correlaciones calculadas previamente en diferentes artículos. Cabe mencionar que en la literatura solo se realizan estas correlaciones si se cuenta con la velocidad compresional, ya que es variable dependiente para obtener a la velocidad de corte  $V_s$ .

Por mencionar algunas correlaciones podemos describir las siguientes:

- Correlación Empírica Petrofísica

Aplica la relación entre la velocidad compresional y simplemente se despeja la velocidad de corte como se muestra a continuación.

$$V_p = \sqrt{3} * V_s \left[ \frac{km}{s} \right] \dots \dots (3.5.2.1)$$

Despejando  $V_s$ :

$$V_s = \frac{1}{\sqrt{3}} * V_p \left[ \frac{km}{s} \right] \dots \dots (3.5.2.2)$$

Se utiliza  $\sqrt{3}$  para poder relacionar la velocidad de corte y la velocidad compresional debido a que varios autores han encontrado un valor común para diferentes tipos de rocas de  $v = 0.25$ , que es cuando se cumple que  $V_p/V_s = \sqrt{3}$ .

- Correlación de Picket. (1963)

Se propone esta relación para formaciones saturadas de agua, en este caso, para dos tipos de rocas carbonatadas:

- Calizas:

$$V_s = 0.5263 * V_p \left[ \frac{km}{s} \right] \dots \dots (3.5.2.3)$$

- Dolomías:

$$V_s = 0.5556 * V_p \left[ \frac{km}{s} \right] \dots \dots (3.5.2.4)$$

- Correlación de Han. (1986)

El autor utilizó una amplia cantidad de datos en areniscas obtenidos experimentalmente con grandes rangos de porosidad y variaciones en el contenido de arcilla (Vsh), las mediciones realizadas se llevaron a cabo sobre areniscas saturadas en frecuencia ultrasónica, dando como resultado la siguiente ecuación de correlación:

$$V_s = 0.794 * V_p - 0.787 \left[ \frac{km}{s} \right] \dots \dots (3.5.2.5)$$

- Correlación de Castagna. (1985)

El autor que generó un método general para predecir la velocidad de las ondas corte sobre las rocas porosas. Si se cuenta con datos de  $V_p$ , litología, porosidad y saturación de agua (sw) confiables entonces la precisión y la exactitud de la  $V_s$  estimada serán del 9% y del 3% respectivamente. En diferentes libros se llega a conocer como método ARCO (Murock line), debido a la compañía que otorgó fondos al autor en sus estudios realizados. La ecuación es:

$$V_s = 0.862 * V_p - 1.172 \left[ \frac{km}{s} \right] \dots \dots (3.5.2.6)$$

Para la determinación de la curva de  $V_s$ , es necesario saber cuál correlación ajusta mejor con los datos medidos (Registro DSI), obteniendo así la mejor metodología para obtener  $V_s$ .

### 3.5.3 Obtención de los parámetros elásticos

Para poder definir cualquier material elásticamente se requieren constantes elásticas que describen el medio de acuerdo con las relaciones existen entre ellas, estas constantes son:

- ❖ Módulo de elasticidad o de Young (E).

Es la relación que existe entre el esfuerzo uniaxial a la deformación unitaria cuando se aplica elasticidad lineal. En pocas palabras, es una medida de elasticidad de un material, consecuentemente también de su rigidez. A partir de las velocidades  $V_s$  y  $V_p$  es posible obtener el valor de E, utilizando la siguiente expresión:

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \dots\dots (3.5.3.1)$$

Donde  $\rho$  es la densidad del material. El módulo de Young es frecuentemente utilizado para realizar petrofísica, mecánica de rocas y sísmica cuantitativa. El valor de este módulo dependerá para la mayoría de las rocas de su porosidad, composición mineralógica, del tipo de formación y del esfuerzo de sobrecarga.

- ❖ Coeficiente de Poisson ( $\nu$ ).

Es el parámetro que da la relación entre el acortamiento transversal y la deformación de alargamiento longitudinal (Aceves, 2003). Da la medida del grado en el que un material se expande en un eje mientras se está comprimiendo en otro. Para obtener este parámetro en función a las velocidades de corte y compresional se utiliza la ecuación siguiente:

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \dots\dots (3.5.3.2)$$

❖ Módulo de compresibilidad (K).

También llamado módulo volumétrico mide la resistencia a la compresión uniforme, indicando el aumento de la presión requerido para causar una disminución unitaria de volumen dado. Se define también como el inverso de la compresibilidad (C). El módulo K en función de la Vs y Vp se obtiene mediante la expresión siguiente:

$$K = \rho (V_p^2 - 2V_s^2) \dots\dots (3.5.3.3)$$

❖ Módulo de rigidez (G) o ( $\mu$ ).

Se conoce también como módulo de corte. Se utiliza para describir el corte, considerando el corte simple “ $\eta$ ” como producto de un esfuerzo cortante “ $\tau$ ” y el módulo de rigidez definido por:

$$\tau = G\eta \dots\dots (3.5.3.4)$$

El módulo de rigidez relaciona al módulo de Young y la relación de Poisson, dado como resultado la siguiente expresión:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots (3.5.3.5)$$

En términos de la velocidad de corte, se obtiene de la siguiente manera:

$$G = \rho V_s^2 \dots\dots (3.5.3.6)$$

❖ Constante de Lamé ( $\lambda$ ).

Es un módulo de elasticidad que se utiliza frecuentemente en la interpretación sísmica cuantitativa y en la geomecánica. Generalmente se puede decir que el parámetro Lambda no tiene una interpretación física como tal, ya que es difícil de visualizar de manera directa. La ecuación que relaciona este parámetro con las velocidades compresional y de corte es la siguiente:

$$\lambda = \rho(V_p^2 - 2V_s^2) \dots\dots (3.5.3.7)$$

De acuerdo con los problemas de ingeniería, las más convenientes para el cálculo son  $G$  y  $\lambda$ , pero en ciertos casos donde la medida de la relación directa de una a roca a una fuerza se requiere una medida directa, donde  $E$  y  $\nu$  son las más comúnmente citadas. En la siguiente tabla, se muestran los valores para el módulo de Young y las constantes elásticas principales de acuerdo con los materiales en rocas sedimentarias

<b>Mineral /Fluido</b>	<b>Densidad de la matriz <math>\rho</math> [g/cc]</b>	<b>Módulo de Young <math>E</math> [GPa]</b>	<b>Relación de Poisson <math>\nu</math> [Adim]</b>	<b>Módulo Volumétrico <math>K</math> [GPa]</b>	<b>Módulo de Corte <math>\mu</math> o <math>G</math> [GPa]</b>	<b>Parámetro de Lamé <math>\Lambda</math> [GPa]</b>
<i>Cuarzo</i>	2.65	95	0.07	37	44	8
<i>Plagioclasas</i>	2.63	70	0.35	76	26	59
<i>Feldespatos</i>	2.62	40	0.32	37.5	15	28
<i>Calcita</i>	2.71	84	0.32	77	32	56
<i>Dolomita</i>	2.87	117	0.3	95	45	65
<i>Siderita</i>	3.96	135	0.32	124	51	90
<i>Anhidrita</i>	2.98	72	0.23	45	29	26
<i>Pirita</i>	4.93	305	0.15	147	132	59
<i>Caliza</i>	2.72	97-280	0.33	37-71	9 a 26	18-53
<i>Arenisca</i>	2.6	32-105	0.05	15-18	7 a 24	1 a 3
<i>Lutita</i>	2.3-2.6	20-160	0.27	16-36	2 a 19	3 a 24
<i>Hidrocarburos [40 API]</i>	0.83	0	0.5	1.6	0	1.6
<i>Agua de formación</i>	1.03	0	0.5	2.3	0	2.3

Tabla 3.5.2. Valores de las constantes elásticas principales para rocas sedimentarias y otros minerales. (Tomado y modificado de Agileosience a través de (Evan Bianco, 2011).

## 3.5.4 Obtención de las fracciones minerales utilizando plantillas maestras

### 3.5.4.1 Plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ )

Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2015) propusieron las plantillas maestras de propiedades mecánicas ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), las cuales son una herramienta para identificar las propiedades mecánicas de la roca, el contenido de los fluidos en la roca (Agua de formación, gas, kerógeno o aceite), así como los porcentajes de diferentes minerales de componentes de las rocas sedimentarias (Arcilla, calcita y cuarzo) (López Aguirre, 2016).

La plantilla ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) distingue varios porcentajes de los fluidos que se localizan en el medio poroso de las formaciones del subsuelo, quitando de encima la problemática que se tiene al realizar la interpretación en litologías que contienen cuarzo o carbonatos, dada a la cercanía de las aristas por estos minerales en el triángulo. Debido a las impurezas que pueden contener los fluidos en la formación o en la misma roca debido a la presencia de arcilla nuestra lectura podría ser errónea, pero al apoyarnos con las plantillas propuestas por los autores antes mencionados podemos distinguir la presencia de minerales típicos que están presentes en las rocas y más distantes unos de otros en el diagrama.

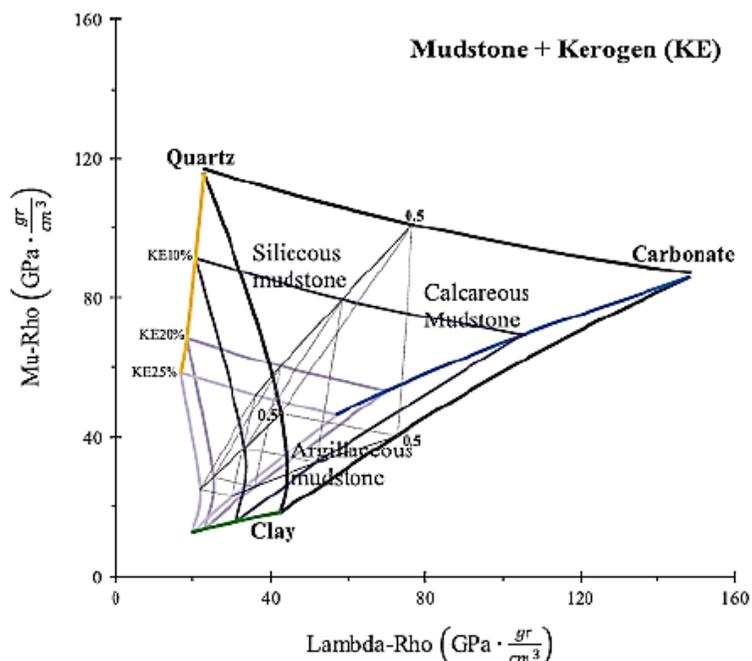


Figura 3.5.4.1. Plantilla maestra ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) para Lutita + Kerógeno. (Tomada de López Aguirre, 2016)

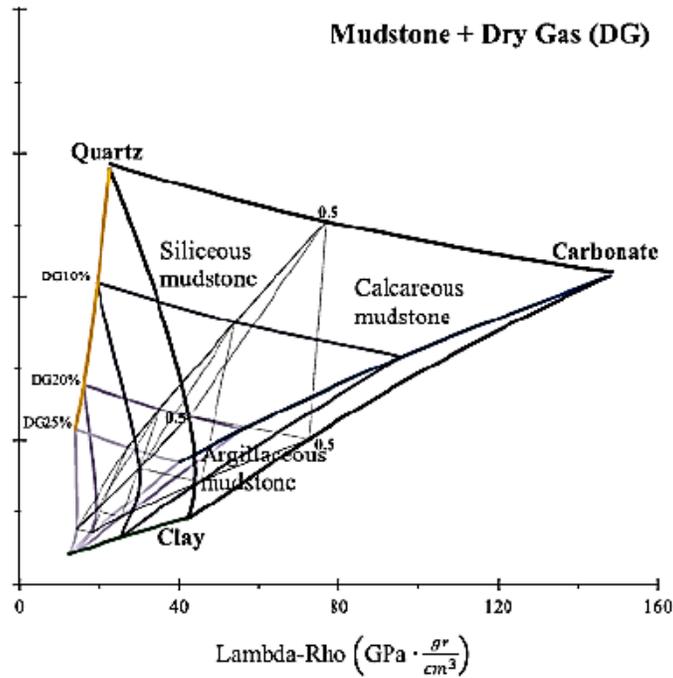


Figura 3.5.4.2 Plantilla maestra ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) para Lutita + Gas seco. (Tomada de López Aguirre, 2016)

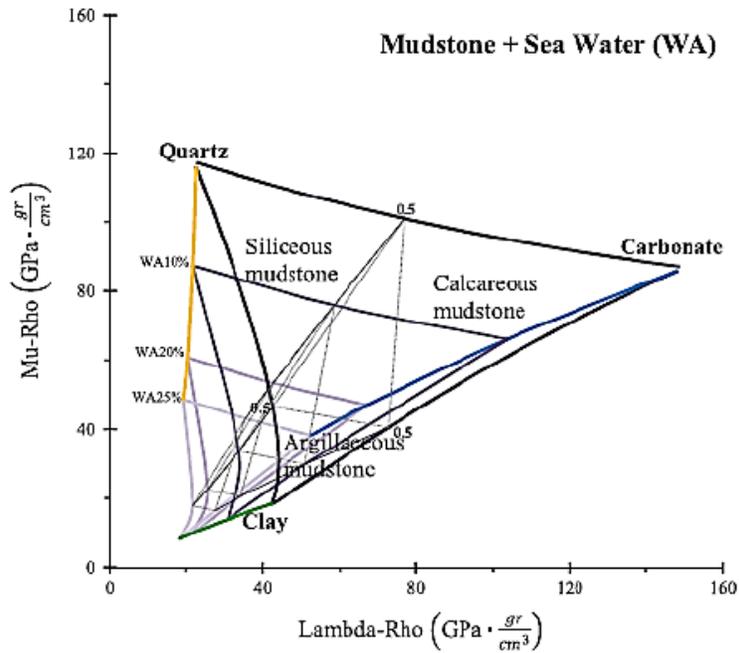


Figura 3.5.4.3. Plantilla maestra ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) para Lutita + Agua de Formación. (Tomada de López Aguirre, 2016)

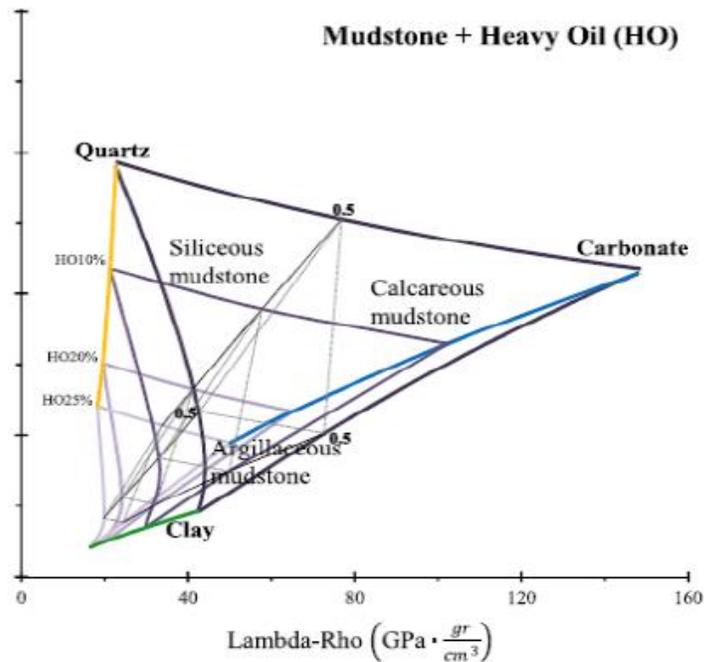


Figura 3.5.4.4 Plantilla maestra ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) para Lutita + Aceite pesado.  
(Tomada de López Aguirre, 2016)

### 3.5.4.2 Plantillas maestras ( $E - \nu$ )

Las plantillas de propiedades elásticas  $E - \nu$ , son originadas debido a la observación del comportamiento del medio superficial visto desde otro punto de vista, reduciendo la perspectiva para la identificación de la zona mineral muestreada. Las unidades en las que se presentan las plantillas son [GPa] para el módulo de Young, haciendo un análisis dimensional podremos obtener los parámetros  $\mu$  y  $\lambda$ . Para la relación de Poisson sabemos que no tiene unidades. (López Aguirre, 2016)

La principal característica de esta plantilla es que se logra diferenciar mejor las zonas con mayor contenido de fluidos (Zonas productoras) o también las formaciones generadoras donde es posible la identificación de las mejores zonas dentro de la formación para realizar la fracturación de la roca.

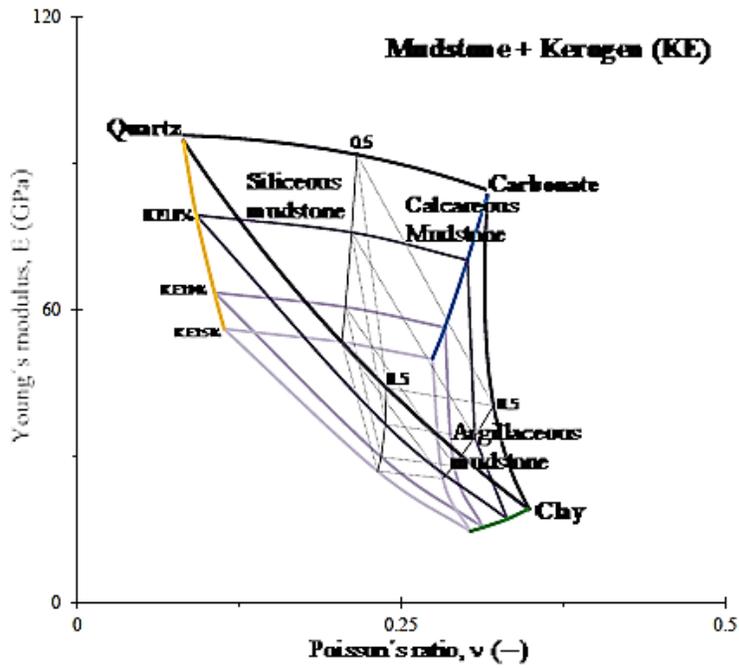


Figura 3.5.4.5 Plantilla maestra ( $E - \nu$ ) para Lutita + Kerógeno. (Tomada de López Aguirre, 2016)

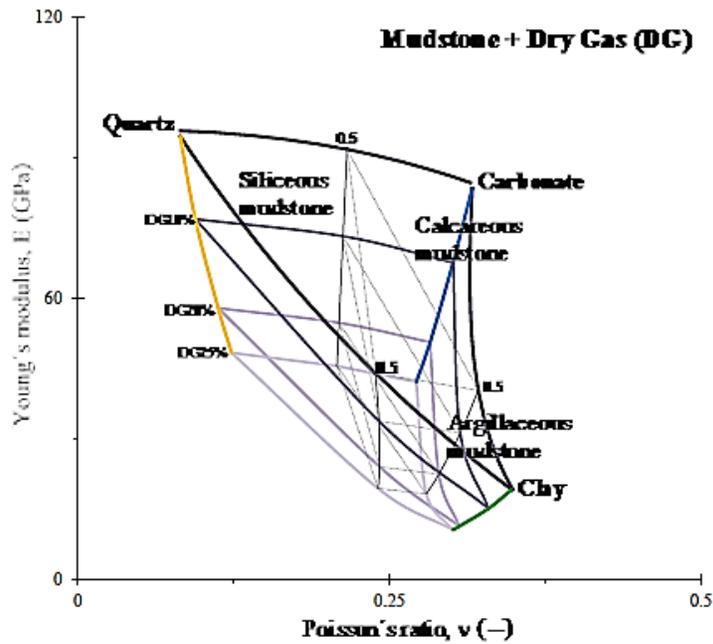


Figura 3.5.4.6. Plantilla maestra ( $E - \nu$ ) para Lutita + Gas seco. (Tomada de López Aguirre, 2016)

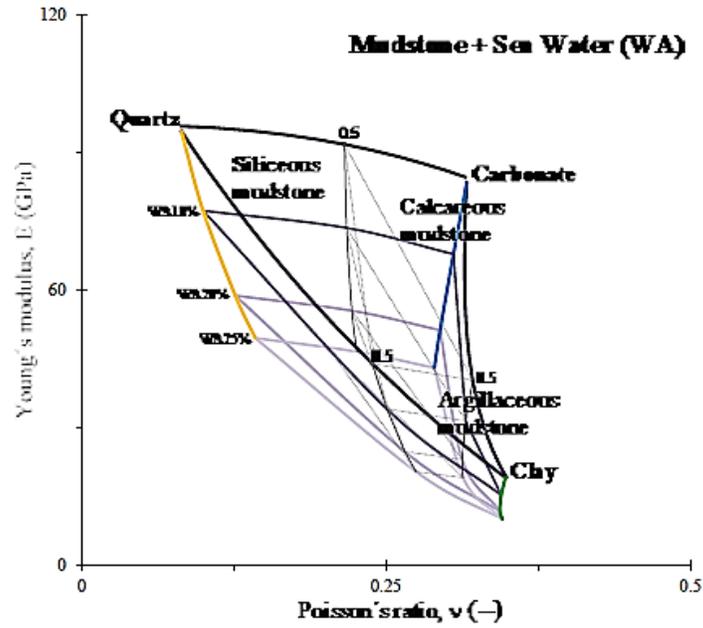


Figura 3.5.4.7. Plantilla maestra ( $E - \nu$ ) para Lutita + Agua de formación. (Tomada de López Aguirre, 2016)

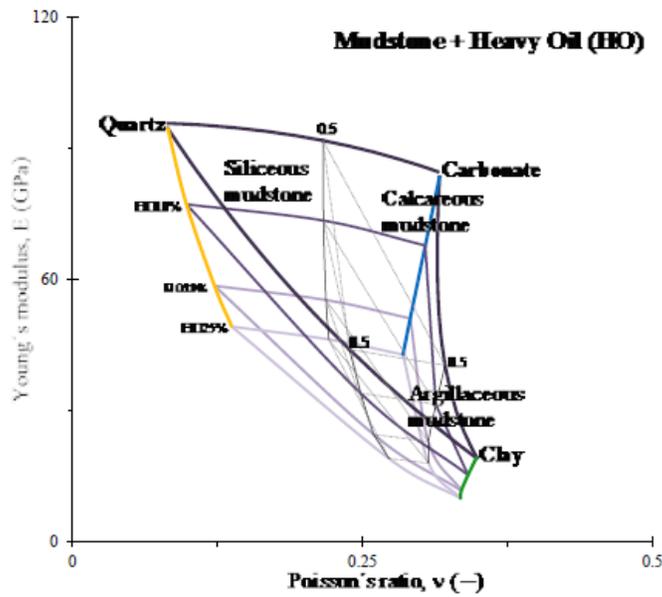


Figura 3.5.4.8. Plantilla maestra ( $E - \nu$ ) para Lutita + Aceite pesado. (Tomada de López Aguirre, 2016)

CAPITULO IV. PROCEDIMIENTO  
OPERATIVO PARA REALIZAR  
ESTIMULACIONES Y FRACTURAS  
ÁCIDAS DE INTERVALOS  
CARBONATADOS EN POZOS  
PETROLEROS.

## 4.1 INTRODUCCIÓN

La estimulación y fracturamiento de pozos ha sido uno de los grandes métodos eficientes dentro de los campos de la exploración y producción de hidrocarburos.

Muchas compañías están dedicadas a ofrecer estos servicios después de haber estudiado y evaluado detenidamente el pozo, los parámetros utilizados son variados y estos están en función del tamaño de este, así como el tipo de daño con el que cuenta, el tipo de fluidos a utilizar, producción de pozos vecinos, comportamiento de la relación agua-aceite, evaluación estructural utilizando registros geofísicos, etc.

Para la estimulación se puede decir que es una actividad muy importante cuando en el mantenimiento de la producción del pozo petrolero, al inyectar fluidos de tratamientos con una presión menor a la del yacimiento, con el objetivo de limpiar las zonas dañadas de otros fluidos en etapas previas de perforación y terminación del pozo.

En el fracturamiento se utiliza la estimulación combinando la acidificación con el fracturamiento hidráulico, dando como resultado el grabado del ácido en la roca limpiándola, por lo que la permeabilidad en ambos conceptos tenderá a ser más alta, facilitando el flujo de los fluidos de interés.

En este apartado se estudiarán ambos conceptos (Estimulación y Fracturamiento) respectivamente y de manera general, se analizarán los conceptos clave para poder entender mejor los pasos específicos en su ejecución en el campo, así se visualizará mejor que estos procesos están íntimamente relacionados y son de vital importancia en la industria petrolera.

## 4.2 CONCEPTOS CLAVE

Para este apartado necesitaremos revisar algunos conceptos básicos y esenciales utilizados en la estimulación y fracturamiento de rocas, apoyándonos también de las definiciones revisadas en el capítulo dos de este trabajo referente a los tipos de ácidos y rocas.

### 4.2.1 Fluidos para estimulaciones y fracturamiento.

En la estimulación o fracturamiento de pozos se pueden utilizar ácidos que reaccionan con los minerales contenidos dentro de la formación. Dichas reacciones son procesos de cambios químicos entre los reactantes para dar como resultado productos de reacción. (PEMEX UPMP, 2008)

Estos fluidos pueden ser base agua o aceite y sus propiedades estarán en función del proceso y el tipo del material que se requiere estimular o fracturar. Los fluidos en el caso de fracturamiento pueden ser en base agua, ya que son los más utilizados debido a su bajo costo, fácil manejo y alto desempeño.

- Reactivos: Ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico (Inorgánicos), ácido acético y ácido fórmico (Orgánicos).
- No reactivos: Solventes mutuos, solventes aromáticos.

### 4.2.2 Aditivos

Se utilizan para realizar el rompimiento del fluido, tener un control de bacterias, realizar un ajuste del pH o mejorar la estabilidad con la temperatura; teniendo la precaución de que no interfieran en las funciones de unos con otros, algunos de los más comunes utilizados son los siguientes:

- Activadores de viscosidad.

Se definen como agentes reticulares que unen las cadenas que se generan por el polímero, elevando la viscosidad y activando el fluido (Ejemplo: aluminatos, zirconatos, boratos y titanatos).

- Aditivos para pérdida de filtrado.

La pérdida de filtrado y su pérdida eficaz es esencial para un buen tratamiento de pozo. Dependiendo el tipo de problema de pérdida el aditivo será eficaz, por ejemplo, la pérdida por microfracturas o la pérdida por una matriz de permeabilidad alta o baja. (Ejemplo: almidones, resinas solubles en aceite y harina sílica).

- Bactericidas.

Se utilizan para prevenir la pérdida de la viscosidad que es causada por las bacterias que degradan el polímero. Son excelentes generadores de comida para las bacterias, ya que estas arruinan el gel reduciendo su peso molecular del polímero utilizado (Ejemplo: polisacáridos).

- Quebradores.

Son usados para reducir la viscosidad del fluido fragmentando el polímero en partes de bajo peso molecular. (Ejemplo: oxidantes como el persulfato de amonio, potasio y sodio; y enzimas).

- Estabilizadores.

Son utilizados particularmente para ser adicionados al fluido fracturante sin activar (gel lineal) proporcionando una mayor estabilidad al fluido en temperaturas de operación superiores a los 200°F, manteniendo la viscosidad del gel reticulado y retardando la degradación.

- Controladores de pH.

Son llamados también “Buffers”. Las sales como el acetato de sodio o el bicarbonato de sodio se adicionan al fluido sin activar (gel lineal) para mejorar la hidratación. Básicamente se usan por dos razones importantes:

1. Facilitar la hidratación

2. Proporcionar y mantener cierto nivel de pH para permitir el proceso de activación (Reticulación).

- Surfactantes.

Se llaman también agentes activos de superficie y sus funciones son específicamente para absorber la interfase de dos líquidos inmiscibles, como dos líquidos (agua y aceite), un líquido y un gas o un líquido y un sólido (PEMEX UPMP, 2008).

Estabilizan las emulsiones de aceite y agua, promueven la prevención del sludge, la penetración y reducción de la tensión superficial o interfacial, evitan el hinchamiento o dispersión de las arcillas, mejoran la mojabilidad de la roca. Son comúnmente utilizados en todos los tratamientos ácidos y son el elemento básico en las estimulaciones no reactivas.

- Solventes mutuos.

Son utilizados por su solubilidad tanto en fluidos base agua o aceite, también, para facilitar la reacción del ácido en las superficies cubiertas de aceite. Ayudan a disminuir la tensión superficial del ácido reactivo facilitando la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo. Tienden a limitar la efectividad de los inhibidores de corrosión y frecuentemente la concentración de éstos últimos deben ser incrementada en el sistema de tratamiento cuando se usan este tipo de aditivos. (PEMEX UPMP, 2008)

## 4.3 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA ESTIMULACIÓN DE POZOS.

La estimulación de pozos es una actividad importante, en la cual consiste en la inyección de fluido de tratamiento a gastos y presiones por debajo de la presión de la fractura en la formación. Su objetivo fundamental es remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos.

El proceso de estimulación debe de contar con ciertas características que deben de cumplir antes de su ejecución, las cuales deben de ser revisadas de acuerdo con una metodología estándar que las compañías han seguido para lograr su objetivo primordial. A continuación, se expone de manera general la metodología que se debe de seguir para el proceso de estimulación de pozos.

### 4.3.1 Validación del pozo propuesto.

Para validar un pozo que es precandidato para la producción de hidrocarburos es necesario analizar varios factores que puedan enmascarar el que el pozo es realmente apto para ser estimulado.

Se deben de analizar dos puntos importantes para la validación del pozo:

1. Validación de las condiciones del pozo y del yacimiento.

Para este punto, se debe de revisar y analizar la declinación de la producción, el sistema de tratamiento y la producción por debajo de lo esperado considerando lo siguiente:

- Cambio de estranguladores
- Historia de presiones
- Comportamiento de la relación aceite-agua
- Historia de intervenciones
- Comportamiento de la relación gas-aceite
- Revisión de sistema de conexiones y el sistema superficial de producción
- Historia de intervenciones

- Comparación de la producción con pozos cercanos
- Registros Geofísicos (Caso estructural)
- Verificación de la influencia de pozos vecinos inyectores
- Comparación de la reserva del yacimiento con la producción acumulada del pozo

Es importante señalar que el procedimiento debe de analizarse detenidamente debido a que, si se quiere correlacionar la información de pozos productores vecinos con la del pozo precandidato, debe de tenerse en cuenta que la información no será la misma en ambos casos, debido a que las condiciones de estimulación y de la formación serán muy diferentes.

## 2. Identificación de la presencia de pseudo daños.

En este caso, se presentan condiciones que se conocen como pseudo daños, estas condiciones limitan el potencial de producción de un pozo y que éstas no pueden ser corregidas con un proceso de estimulación, por mencionar algunas tenemos:

- Baja intensidad de penetración de disparos
- Baja densidad de disparos
- Producción por debajo del punto de burbuja o bloqueo por gas
- Diseños inadecuados para la terminación del pozo
- Tuberías colapsadas
- Mala cementación
- Formación de incrustaciones en el pozo
- Producción de arena

Los pseudo daños se pueden detectar fácilmente si se tiene información previa del pozo, como toda la información geofísica y geológica de la formación para estimar cómo será el comportamiento de nuestro pozo precandidato.

### 4.3.2 Determinación y caracterización del daño.

Para poder determinar la factibilidad de un pozo es necesario poder estudiar detenidamente este parámetro a través de un análisis integral:

- Pruebas de presión: nos ayudan a determinar el daño de la formación y la permeabilidad de dicha formación a través de las pruebas de incremento o decremento de presión a la que es sometido el pozo.
- Análisis nodal: sirve como herramienta de ajuste para corroborar el valor del daño. También, permite ajustar otros parámetros del yacimiento.
- Pruebas de laboratorio: Serán de gran ayuda debido a la toma de muestras, las cuales serán analizadas y guardadas respectivamente dependiendo del momento en el que fueron estudiadas y el tipo del material que contiene.

Estas pruebas se pueden clasificar y enlistarse de la siguiente manera:

- Análisis Composicional.

Define el tipo de daño determinando los parámetros: Agua y sedimentos por centrifugación, determinación de gravedad, API, Porcentaje de emulsión y porcentaje de parafinas, asfaltenos y resinas asfálticas.

- Análisis mineralógico.

Realizado a través de rayos X y/o fluorescencia de rayos x para determinar la composición mineralógica de la roca.

- Análisis de agua.

Nos indica el problema potencial de la formación de incrustaciones que son generadas por gases (Dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno), aniones ( $\text{HCO}^{-2}$ ,  $\text{CO}_3^{-2}$ ) y cationes (Calcio, magnesio, fierro, etc.) (Schlumberger, 2017).

### 4.3.3 Selección del sistema de fluidos para el tratamiento del pozo.

El tipo de fluido (reactivo y/o no reactivo) que se utilizará en el pozo dependerá de muchos factores importantes como el tipo de roca en la formación, presión y temperatura de la formación, presión de bombeo (mayor a la presión de la formación, pero menor al gradiente de fractura para evitar el fracturamiento de la roca).

Las características del daño (no su origen) nos determinará el tipo de fluido que nos resultará conveniente utilizar en el tratamiento.

Existen diferentes tipos de reglas que debemos recordar al momento de seleccionar el fluido adecuado para el tratamiento para evitar problemas en la ejecución del tratamiento, algunas de las más importantes son las siguientes:

- ❖ No debe de permitirse ácido fluorhídrico en rocas carbonatadas.
- ❖ No debe de utilizarse ácido clorhídrico en rocas con sílice o minerales arcillosos debido a que no hay reacción alguna.
- ❖ Los tratamientos de acidificación matricial en formaciones areniscas son a partir de mezclas de ácido fluorhídrico-ácido clorhídrico generalmente.
- ❖ En yacimientos con altas temperaturas, la penetración del ácido en la formación dependerá del control de los sistemas alternos de mezclas como son ácido fluorhídrico-ácido clorhídrico generado in situ, sistemas de ácido fluorhídrico-ácido clorhídrico-alcohol y sistemas de ácido fluorhídrico-ácidos orgánicos.
- ❖ Los daños que son causados por los depósitos de parafinas y asfaltenos tendrán que ser tratados a partir de la mezcla de solventes, surfactantes y disolventes (PEMEX UPMP, 2008).

<b>Tipo de fluido</b>	<b>Fluido específico</b>	<b>Tipo de daño que se remueve</b>	<b>Notas</b>
<b>Ácidos</b>	HCL	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua.	Usado en carbonatos y arenas con un 20% de calcita o más, o como precolchón para un tratamiento ácido con HF.
<b>Ácidos</b>	Ácido fórmico	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua.	Usado en carbonatos y arenas con un 20% de calcita o más, o como precolchón para un tratamiento ácido con HF. En altas temperaturas.
<b>Ácidos</b>	Ácido acético	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua.	Usado en carbonatos y arenas con un 20% de calcita o más, o como precolchón para un tratamiento ácido con HF. En altas temperaturas.
<b>Ácidos</b>	HF	Arcillas, incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua.	Arenas (HCL o ácido orgánico). Usado para limpieza de daño por lodo de perforación.
<b>Ácidos</b>	HF generado in situ	Arcillas, incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua.	Posible penetración profunda. Solo areniscas.
<b>Solventes</b>	Solvente mutuo	Bloqueo por agua, emulsión, cambio de mojabilidad.	Usado con otros aditivos como surfactantes para mejorar la permeabilidad relativa del hidrocarburo
<b>Solventes</b>	Solvente aromático	Asfaltenos, parafinas, sludge, taponamiento por lubricantes.	Usado con agente de suspensión o con un antiasfalteno, con dispersantes de sludge.
<b>Solventes</b>	EDTA	Incrustaciones de sulfatos.	
<b>Agua</b>	Agua caliente	Parafinas	Usados con agentes de suspensión.

Tabla 4.3.1 Guía para la selección del fluido en el tratamiento matricial de la formación (Tomada y modificada de PEMEX, 2008).

Para la selección de sistemas de aditivos químicos, los puntos importantes podemos mencionar los siguientes:

- ❖ Los aditivos típicos de un tratamiento de acidificación matricial son agentes desviadores, solventes mutuos, surfactantes, inhibidores de corrosión y secuestrantes de fierro.
- ❖ Los solventes mutuos tienen una gran solubilidad tanto en sistemas base aceite como base agua (Schlumberger, 2017).

- ❖ Los solventes mutuos se pueden usar como aditivos ya que disuelven la película de aceite del material a disolver y deja además la formación mojada por agua.

Resumiendo lo anterior, podemos generar la tabla 4.3.1 la cual podrá servirnos como una guía para la selección de fluidos. Cabe mencionar que se debe de contar con un análisis de laboratorio que confirme la información que tengamos de la formación para poder seleccionar el fluido de manera adecuada.

#### 4.3.4 Cálculo de parámetros para la ejecución del tratamiento de estimulación. Areniscas.

Para la acidificación matricial en areniscas podemos realizar el diseño de tratamiento ácido con los siguientes pasos y ecuaciones de manera general.

- 1.- Se seleccionan los fluidos de estimulación (con pruebas de laboratorio).
- 2.- Presión y gasto máximos de inyección (Prueba de inyectividad), en caso de no contar con los datos de laboratorio se puede calcular de la siguiente manera:

##### 2.1 Presión de fractura

$$Pf [psi] = Gf \left[ \frac{psi}{ft} \right] D [ft] \dots\dots (4.3.1)$$

Siendo:

- Pf: Presión de fractura
- Gf: Gradiente de fractura
- D: Profundidad del intervalo de interés

##### 2.2 Presión máxima de inyección en superficie

$$Ps \text{ máx} [psi] = Pf [psi] - 0.052 * \rho \left[ \frac{lb}{gal} \right] * D [ft] \dots\dots (4.3.2)$$

Siendo

- Ps máx.: Presión máxima de inyección en superficie
- Pf: Presión de fractura
- $\rho$ : Densidad
- D: Profundidad del intervalo de interés

### 2.3 Gasto máximo de inyección, menor de

$$q_i \text{ máx} < \frac{4.917 \times 10^6 k [mD] h [ft] (P_f - P_{ws} [psi])}{\mu_f [cp] \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \left[\frac{ft}{ft}\right]} \dots\dots (4.3.3)$$

Siendo

- $q_i$  máx.: Gasto máxima de inyección
- Pf: Presión de fractura
- Pws: Presión de pozo
- $\rho$ : Densidad
- D: Profundidad del intervalo de interés
- re: Radio de drene (ft)
- rw: Radio del pozo (ft)
- $\mu_f$ : Viscosidad del fluido

### 3.- Determinación del volumen y concentración del fluido de prelavado (precolchón) $V_1$ [gal].

$$V_p = 23.5 \emptyset h (rx^2 - rw^2) \dots\dots (4.3.4)$$

$$V_{HCL} = \frac{23.5 (1 - \emptyset) X_{HCL} (rx^2 - rw^2)}{\beta} \dots\dots (4.3.5)$$

Si  $V_p < V_{HCL}$ ,  $V_1 = V_{HCL}$

Si  $V_p > V_{HCL}$ ,  $V_1 = V_p$

Siendo

- $V_p$ : Volumen del fluido de prelavado
- $V_{HCL}$ : Volumen de ácido clorhídrico
- $\emptyset$ : Porosidad
- $h$ : altura
- re: Radio de drene (ft)
- rw: Radio del pozo (ft)
- $\beta$ : Poder de disolución del ácido

Siguiendo una regla alterna para obtener V1:

- Para 0% de Carbonatos: 5% de HCL, 50 [gal/ft]
- Para 20% de Carbonatos: 15% de HCL, 100 [gal/ft]

### 3.1 Tiempo de inyección del prelavado

$$t1 [min] = \frac{0.23805 * V1 [gal]}{q1 \text{ máx} [BPM]} \dots\dots (4.3.6)$$

Siendo

- t1: Tiempo
- V1: Volumen de prelavado
- q1 máx.: Gasto máximo de inyección

### 3.2 Volumen del sistema HF- HCL, V2 [gal]

- a) Penetración en arena limpia, Pa [pg] se obtiene con temperatura de formación y figura 4.3.4.1

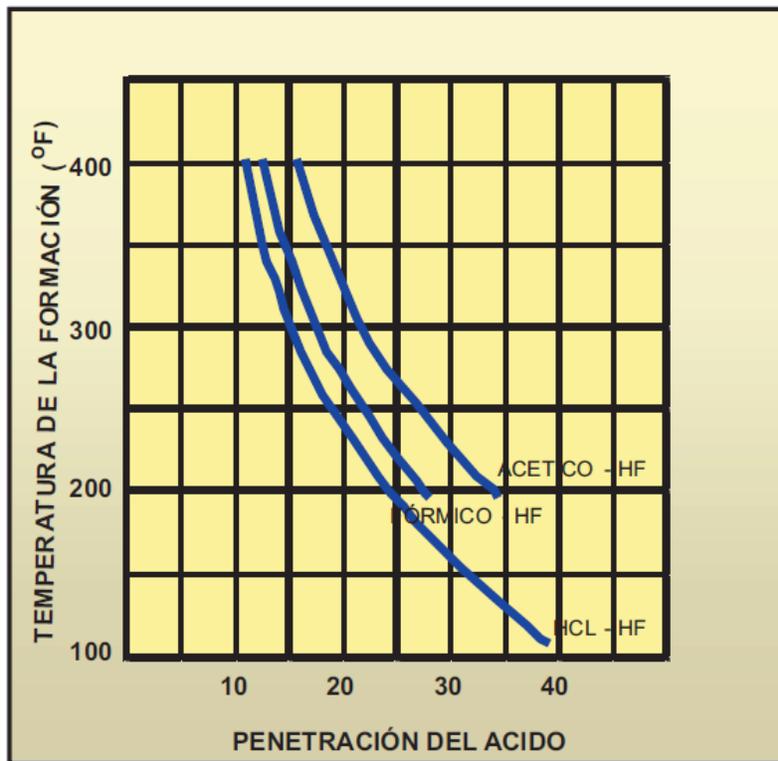


Figura 4.3.4.1. Penetración del HF en arena limpia [m] (Tomada de PEMEX, 2008)

b) Corrección de Pa por gasto. Cq se obtiene con qi máx y figura 4.3.4.2

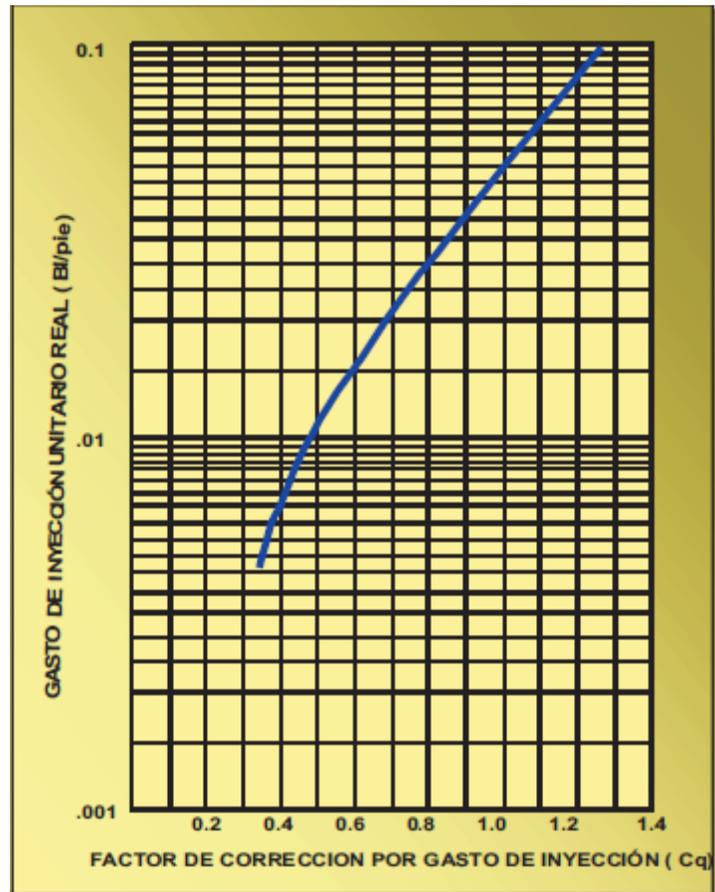


Figura 4.3.4.2. Efecto del gasto de inyección en la penetración del HF (Tomada de PEMEX, 2008)

c) Corrección de Paq por contenido silicatos, el factor Cs se obtiene con Paqs [pg] con concentración de silicatos y figura 4.3.4.3

$$Paqs [psi] = Paq [psi] * Cs \dots\dots (4.3.7)$$

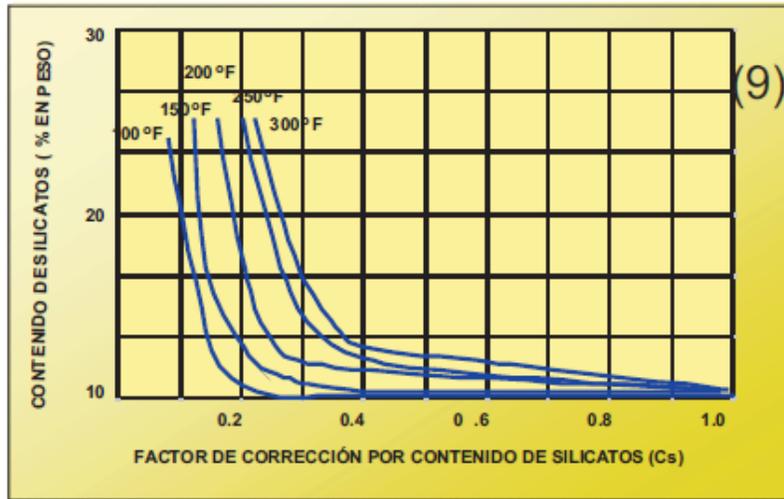


Figura 4.3.4.3. Efecto del contenido de silicatos (Tomada de PEMEX, 2008)

d) Volumen de sistema de ácido, V2.

Radio de penetración  $r_{xp}$  (pg)

$$R_{xp} \text{ [ft]} = r_w \text{ [ft]} + P_{aqs} \text{ [psi]} \dots\dots (4.3.8)$$

Radio efectivo del factor de penetración  $r_a$  (pg)

$$R_a \text{ [ft]} = r_{xp}^2 \text{ [ft]} - r_w^2 \text{ [ft]} \dots\dots (4.3.9)$$

Con  $r_a$  y figura 4.3.4.4 se logra obtener el volumen unitario de ácido,  $V_a$

$$V_2 \text{ [gal]} = V_a \text{ [gal]} * h_f \text{ [ft]} \dots\dots (4.3.10)$$

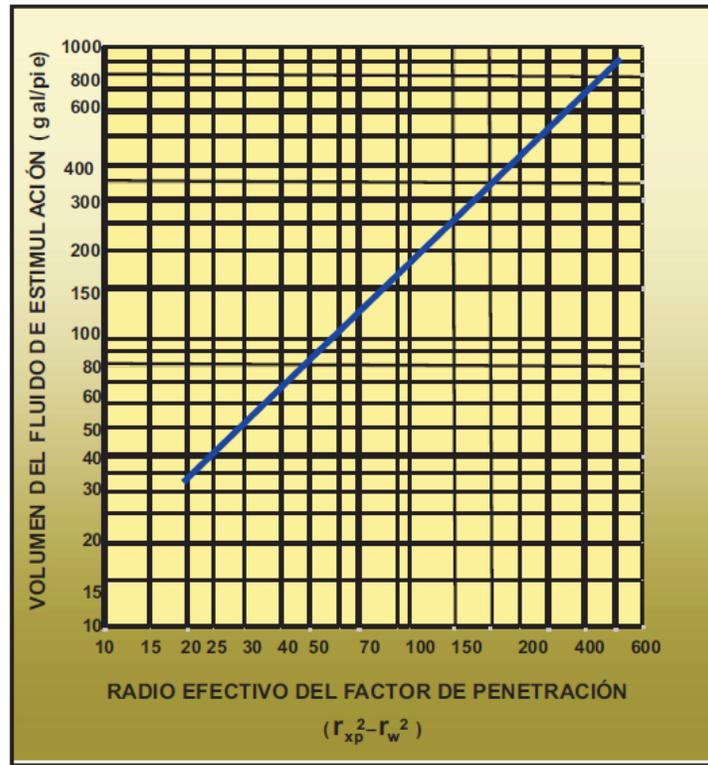


Figura 4.3.4.4. Volumen unitario del fluido de estimulación HF (Tomada de PEMEX, 2008)

### 3.3 Determinación del tiempo de inyección del sistema ácido

$$t_2 = \frac{0.023805 \cdot V_2 \text{ [gal]}}{q_i \text{ máx [BPM]}} \dots\dots (4.3.4.11)$$

3.4 Determinación del volumen de desplazamiento, V3. Para un radio de penetración mínima de 4 ft.

$$V_3 \text{ [gal]} = 23.5 * (\emptyset h) \text{ [ft]} * (rx^2 - rw^2) \text{ [ft}^2\text{]} \dots\dots (4.3.4.12)$$

V3 debe de encontrarse entre 50 [gal/ft] y 1.5 veces el volumen V2, tomar el límite cercano a V3 en caso de no ser así.

3.5 Cálculo del tiempo de inyección del volumen de desplazamiento, t3 [min]

$$t_3 = \frac{0.023805 \cdot V_3 \text{ [gal]}}{q_i \text{ máx [BPM]}} \dots\dots (4.3.4.13)$$

### 3.6 Cálculo del volumen de sobre-desplazamiento Vs [gal]

Vs = Volumen de las tuberías hasta la base del intervalo a estimular.

4.-Incremento de la productividad esperado.

$$\frac{Jd}{Jo} = \frac{\left(\frac{ks}{k}\right)\ln(re/rw)}{\ln\left(\frac{rx}{rw}\right) + \left(\frac{ks}{k}\right)\ln\left(\frac{re}{rx}\right)} \dots\dots (4.3.4.14)$$

### 4.3.5 Cálculo de parámetros para la ejecución del tratamiento de estimulación. Rocas calcáreas.

Para la acidificación matricial en rocas calcáreas podemos realizar el diseño de tratamiento ácido con los siguientes pasos y ecuaciones de manera general.

1. Seleccionar los fluidos de estimulación (con pruebas de laboratorio).
2. Determinación de la presión y gasto máximos de inyección (Prueba de inyectividad), en caso de no contar con los datos de laboratorio se puede calcular de manera similar que en rocas areniscas.
3. Determinar el volumen del fluido de estimulación. Siempre se considera un intervalo menor o igual a 50 ft. En caso de excederse, se tendrá que dividir el volumen total de acuerdo con la metodología indicada para areniscas. (PEMEX UPMP, 2008)
  - rx = 5 ft + rw, para daño somero.
  - rx = 10 ft + rw, para daño profundo.

Entonces se tiene que la expresión 4.3.4.12 se convierte en:

$$Vf[gal] = 23.5 * (\emptyset h_f)[ft] * (rx^2 - rw^2)[ft^2] \dots\dots (4.3.4.14)$$

Por experiencia en el campo, el volumen debe de ubicarse entre 50 y 200 [gal/ft].

4. Estimar dicho resultado para la estimulación (incremento de productividad esperado).
5. Programa de la estimulación, la inducción se debe de realizar inmediatamente después de que finalice la operación para este tipo de rocas.

## 4.4 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EL FRACTURAMIENTO ÁCIDO DE POZOS.

El fracturamiento ácido se define como un proceso de estimulación en donde el reactivo se inyecta en formaciones carbonatadas (caliza o dolomía) a una presión suficiente para fracturar la roca, con el objetivo general de crear un canal conductivo por donde fluya el hidrocarburo o el fluido del yacimiento y se pueda abrir o conectar con fracturas naturales preexistentes.

Existen dos razones para realizar un tratamiento de fractura en un pozo: para incrementar su producción o su inyectividad, o para poder incrementar su vida útil. Este proceso de estimulación combina la acidificación matricial con la fractura hidráulica, de tal manera que el ácido que se inyecta en la formación tienda a grabar la roca de una manera no uniforme, creando los canales conductivos después de que la fractura se cierra.

Debemos de tener en cuenta que la longitud de fractura grabada estará en función del tipo, volumen, concentración y velocidad de reacción del ácido, así como de la temperatura y pérdida de fluido en la formación.

### 4.4.1 Fundamentos del fracturamiento en un pozo.

Para realizar un tratamiento o fracturamiento ácido tenemos que tener en cuenta ciertos factores que podrían afectar nuestra operación:

- I. En pozos de temperatura baja a moderada, el factor que es más importante a considerar es el control del filtrado del ácido.
- II. En formaciones blandas, se debe de diseñar el tratamiento que dé como resultado la mejor conductividad posible.
- III. Para una alta temperatura, el parámetro limitante es la velocidad de reacción del ácido.

## 4.4.2 Validación del pozo precandidato.

En cada uno de los pozos a fracturar se deben seguir ciertos métodos; se evalúa el pozo debidamente y se tienen en cuenta dos puntos (o dos cosas) de vital importancia.

1.- Validación de las condiciones del pozo y del yacimiento: como se observó en el apartado 4.3.1 de este capítulo, se debe de revisar y analizar la declinación de la producción, el sistema de tratamiento y la producción por debajo de lo esperado considerando lo siguiente:

- Cambio de estranguladores.
- Historia de presiones.
- Comportamiento de la relación aceite-agua.
- Historia de intervenciones.
- Comportamiento de la relación gas-aceite.
- Revisión de sistema de conexiones y el sistema superficial de producción.
- Historia de intervenciones.
- Comparación de la producción con pozos cercanos.
- Verificación de la influencia de pozos vecinos inyectores.
- Comparación de la reserva del yacimiento con la producción acumulada del pozo.

Adicionando la información previa de la geología del lugar, uno se puede apoyar con herramientas adicionales, como son:

- Registros eléctricos.
- Estudios de laboratorios sobre las propiedades de la formación y los fluidos contenidos en ella.
- Análisis pre y postfractura de pozos cercanos.
- Características del fluido de fractura.
- Simuladores del comportamiento de la producción del yacimiento.
- Resultados del análisis de la presión transitoria del yacimiento para poder estimar el daño y la permeabilidad.
- Modelos para el diseño de fracturas ácidas.
- Análisis postfractura de pozos aledaños.
- Análisis de pruebas micro y minifracturas.

2.- Identificación de la presencia de pseudo daños. De manera similar a la estimulación de pozos, se deben de analizar las condiciones que limitan la producción del pozo y que no se pueden corregir mediante un tratamiento de fracturas, dichas condiciones son:

- Fase inadecuada de disparos.
- Formación de incrustaciones en el pozo.
- Baja densidad y penetración de disparos.
- Producción de arena.
- Producción por debajo del punto de burbuja (Bloqueo por gas).
- Tuberías colapsadas.
- Mala cementación.
- Problemas por obstrucciones mecánicas.
- Diseños inadecuados de terminación del pozo.

#### 4.4.3 Consideraciones del diseño de fracturamiento.

Debido a que las condiciones de cada pozo son diferentes no podemos aplicar el mismo trabajo de fracturamiento ácido para cada pozo, por lo cual se requiere de un conocimiento detallado de la geología del yacimiento, de las características de los fluidos contenidos en el mismo y del mecanismo de producción del pozo (PEMEX UPMP, 2008).

El análisis petrográfico de las rocas del yacimiento es muy importante, por lo cual se debe de considerar lo siguiente:

- a) Mineralogía y litología de la formación. Se requieren analizar los valores de la permeabilidad y la porosidad de la roca para poder determinar la conductividad y la longitud de la fractura.
- b) Geometría de la fractura. El módulo de Young y la relación de Poisson se relacionan respectivamente con el ancho de la fractura (la posibilidad de obtención de fracturas altamente conductivas) y con el esfuerzo horizontal actuante sobre la roca y el gradiente de fractura. Los esfuerzos limitantes se pueden relacionar con la posibilidad de que la fractura se extienda por encima o por debajo de la zona de interés. (PEMEX UPMP, 2008)

- c) Fluidos y energía del yacimiento. La viscosidad del crudo y sus características deben considerarse en la selección y modificación del fluido de fractura, la presión del yacimiento juega un papel importante ya que es la responsable de que el aceite fluya y sean expulsados por las fracturas al término del tratamiento.
- d) Configuración del pozo seleccionado. Los pozos que serán seleccionados para el tratamiento de fracturamiento tienen que tener ciertas características en su sistema de conexiones y en su terminación, para lo cual deben ser tomadas en cuenta con anticipación para poder llevar a cabo la ejecución de manera correcta con seguridad.
- e) Selección de variables de diseño. Los parámetros pueden variar de manera aleatoria cuando se diseña el trabajo de fracturamiento, por lo que se debe de considerar y analizar lo siguiente:
- Viscosidad del fluido.
  - Base del fluido (Gelatina o ácido).
  - Volumen del fluido.
  - Gasto de inyección.
  - Propiedades de pérdida de filtrado.
  - Propiedades mecánicas de la formación.
  - Fricción del sistema.
  - Gasto de inyección.
  - Longitud de la fractura.
  - Ancho de la fractura.
  - Conductividad de la fractura.
  - Altura de la fractura.
  - Temperatura del fluido en la fractura.
  - Mineralogía de la formación.
  - Tipo y concentración del ácido.
  - Velocidad de reacción del ácido.
  - Permeabilidad de la formación.

#### 4.4.4 Selección del sistema de fluidos fracturantes.

Los fluidos para fracturamiento son diseñados para diferentes valores de temperatura y de pH que prevalecen en el proceso de fracturamiento.

La disponibilidad, el costo y la calidad técnica son tres elementos básicos que se deben de tener en cuenta al momento de seleccionar un fluido de fractura, considerando también los siguientes puntos:

- ❖ Tipo de formación.
- ❖ Presión y temperatura.
- ❖ Mineralogía de la formación.
- ❖ Compatibilidad con los fluidos de formación.

#### 4.4.5 Variables importantes

A continuación, se enlistarán los puntos que serán fundamentales y muy importantes para revisar y analizar en un tratamiento de fracturamiento:

1. Temperatura de fondo del pozo. Siendo la consideración más importante que analizar debido a que se relaciona con el tiempo de bombeo del fluido fracturante, la pérdida por filtrado y la limpieza de formación.

Si el fluido no mantiene la viscosidad a la temperatura de fondo del pozo podría ocasionar un gasto del ácido más rápido del estimado, debido a que se produce una pérdida del fluido por el efecto de filtrado a la formación.

2. Pérdida de fluido. Afecta el tiempo de la penetración y de cierre. Existe una gran dependencia con la permeabilidad de la formación y la pérdida de fluido, pero el control de esta último se puede mejorar si se utilizan los aditivos adecuados.
3. Técnicas para el control de filtrado. Son utilizadas para controlar el filtrado cuando se le está inyectando el ácido y así poder grabar en la roca las fracturas.

4. Velocidad de reacción del ácido. En formaciones con altas temperaturas es muy importante reducir la velocidad de reacción del ácido debido a que es necesario alcanzar una mayor penetración de la fractura en la formación. Utilizan diversos fluidos aditivos para reducir dicha velocidad, entre ellos están las emulsiones, los ácidos espumados y los ácidos gelificados.
5. Conductividad de fractura. Las caras del canal abierto deben quedar grabados en forma irregular y suficiente para que la conductividad resultante sea la máxima esperada luego de cerrada la formación. Esta conductividad es influenciada por la cantidad de material removido por disolución y la forma de limpieza del canal formado.

#### 4.4.6 Optimización del diseño

Este proceso tiene dos principales componentes para su estudio:

1. Análisis de la determinación del volumen de fluido necesario y el costo de los materiales y los servicios que se utilizarán.
2. La estimación de toda la producción después a obtener luego del tratamiento.

Como nota adicional, la conductividad de la roca se considera que es constante, aunque esto no sea así, debido a que la heterogeneidad de la roca es demasiado impredecible como para que sea constante, por lo tanto, el grabado de la fractura en la roca no será uniforme. Estos factores que son impredecibles debido a las características de la formación hacen que la estimación de un retorno económico sea mucho más difícil y en sus casos poco confiables de estimar a una producción óptima ideal en el caso de las fracturas ácidas.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Después del análisis con estas dos metodologías en este trabajo, se puede concluir lo siguiente de acuerdo con los resultados obtenidos:

1. La integración de las técnicas de la estequiometría con los registros geofísicos de pozo a la hora de analizar las fracciones mineralógicas de la formación y de los tipos de reacciones que se desarrollan entre el mineral y el ácido, nos permiten encontrar con una extraordinaria exactitud la cantidad de volumen requerido para estimular un pozo productor.
2. Se recomienda apoyarse con información geológica de la zona en donde se localiza el pozo para poder corroborar los resultados en el software especializado a la hora de la determinación de las fracciones minerales de la formación.
3. Aunque la finalidad de este trabajo fue el de conocer el volumen de ácido requerido para estimular una formación, se pueden obtener otros resultados importantes que nos ayudarán en la interpretación de la información particular del yacimiento y en el diseño de estimulación adecuada.
4. Esta metodología se puede extrapolar en áreas de programación computacional, debido a que se puede simular el volumen de ácido requerido para estimular un yacimiento carbonatado para múltiples condiciones y parámetros.
5. Los diseños de estimulaciones no siempre serán los adecuados si no se estiman con precisión la cantidad de minerales con las que cuenta la formación, por lo que es conveniente el apoyo con registros geofísicos de pozo e información geológica para optimizar estos diseños.
6. Como se trata de un pozo horizontal, varían poco los espesores de caliza a lo largo del pozo, pero se encuentran algunas zonas con la presencia de arcillas que aumentan y disminuyen en diferentes intervalos de las zonas de interés.

7. La cantidad obtenida de barriles de ácido clorhídrico requerido es muy importante debido a la variabilidad de los precios que las compañías dan a los clientes que lo necesiten. Por lo cual, se debe de realizar un estudio de ganancias y de inversiones para tener una perspectiva de a dónde se quiere llegar y cuanto es lo que se necesita utilizar en el pozo estudiado.
  
8. Este trabajo fue realizado con **datos reales** de un pozo horizontal que se encuentra localizado en la república mexicana. Dicha información fue procesada con software especializado para poder trabajar con registros geofísicos de pozo, pero debido a razones de **confidencialidad** de los datos no se pudieron redactar en la tesina. Se obtuvieron los gradientes de fractura y presión de poro, así como las curvas sintéticas generadas en IP de las velocidades de onda compresional y ondas de corte, que dan a su vez los parámetros elastodinámicos de la roca en la formación.

# REFERENCIAS

- Garaicochea, Francisco. (2015). *Apuntes de Estimulación de Pozos*. México: UNAM.
- Schlumberger, (2008). *Yacimientos Carbonatados*, pág.. 14.
- Bustillo Revuelta, M; Calvo Sorando, J. P. y Fueyo Casado, L. (2001). *Rocas industriales. Tipología, aplicaciones en la construcción y empresas del sector*. Madrid.
- Amaya Santiago, Lucino Buenaventura (2010). *Apuntes de la Asignatura de Geología de Yacimientos Naturalmente Fracturados*. Tesis de Licenciatura para Ingeniero Petrolero, Universidad Nacional Autónoma de México, Cd. De México
- Coconi, Enrique. (2017). *Apuntes de petrofísica y registros geofísicos e pozo*. México: C.U. UNAM.
- Schlumberger. (2017). Oilfield glossary, resistividad. 2018, de Schlumberger Sitio web: [www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/resistivity.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/resistivity.aspx)
- Area ingeniería distribución. (2008). Medidas técnicas, medida de resistividad eléctrica del suelo. 2018, de EPM Sitio web: [https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro\\_de\\_documentos/proveedores\\_y\\_contratistas/normas\\_y\\_especificaciones/normas\\_aereas/grupo\\_6/Normas\\_de\\_montajes\\_complementarios/RA6-014MEDIDADERESISTIVIDAD\\_V3.pdf](https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_6/Normas_de_montajes_complementarios/RA6-014MEDIDADERESISTIVIDAD_V3.pdf)
- Aquino, L. A. (2017). *Registro rayos gamma*. Ciudad Universitaria, UNAM: *Presentación en clase de petrofísica y registros geofísicos de pozo*.
- Castrejón, R. (2017). *Registros geofísicos de pozo*. Ciudad Universitaria, UNAM.: *Presentación digital en clase*.
- Esteves Robles, S., & Aguirre Díaz, P. (2014). *Análisis y eliminación de ruido en Tomografía Eléctrica Resistiva*. Ciudad Universitaria, UNAM: TESIS.
- Morales, E. C. (2017). *Petrofísica y registros geofísicos de pozo*. Ciudad Universitaria, UNAM: *Presentaciones de clase y material didáctico*.
- Ortiz, J. L. (2017). *Petrofísica y registros geofísicos de pozo*. Ciudad Universitaria: *Presentación de clase*.

- Schlumberger. (16 de Diciembre de 2017). Oilfield Glossary. Obtenido de [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/caliper\\_log.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/caliper_log.aspx)
- José Bernardo Martell Andrade. (2008). Desarrollo de la evaluación petrofísica en México y su futuro a través e la UNAM. 2018, de a.i. México Sitio web: [http://oilproduction.net/files/Petrofisica\\_mexico.pdf](http://oilproduction.net/files/Petrofisica_mexico.pdf)
- Proyecto Biosfera. (2017). La deformación de las rocas. 2018, de Ministerio de educación, España Sitio web: <http://recursos.cnice.mec.es/biosfera/alumno/4ESO/MedioNatural2/contenido1.htm>
- Ing. Carlos A. CANOBA. (2004). Propiedades elásticas de las rocas. 2018, de Universidad Nacional de Rosario Sitio web: [https://www.fceia.unr.edu.ar/geologiaygeotecnia/Elasticidad\\_de\\_rocas.pdf](https://www.fceia.unr.edu.ar/geologiaygeotecnia/Elasticidad_de_rocas.pdf)
- Xunta de Galicia. (2016). Esfuerzos. 2018, de Educación y cultura Sitio web: [https://www.edu.xunta.es/espazoAbalar/sites/espazoAbalar/files/datos/1464947489/contido/4\\_esfuerzos.html](https://www.edu.xunta.es/espazoAbalar/sites/espazoAbalar/files/datos/1464947489/contido/4_esfuerzos.html)
- Salvador Lazcano. (2012). Perfiles de velocidad de onda de corte y análisis del comportamiento sísmico del suelo en el poniente de Guadalajara, Jalisco.. 2018, de Sociedad Mexicana de Ingeniería Geotécnica, A.C. Sitio web: [http://www.smig.org.mx/admArticulos/eventos/1\\_Reunion\\_Cancun/2\\_XVI\\_Reunion\\_Nacional/6\\_Geotecnia\\_sismica/I5LADS\\_1.pdf](http://www.smig.org.mx/admArticulos/eventos/1_Reunion_Cancun/2_XVI_Reunion_Nacional/6_Geotecnia_sismica/I5LADS_1.pdf)
- Evan Bianco. (2011). Rock physics cheatsheet. 2018, de Agilegeosience Sitio web: [https://static.squarespace.com/static/549dcda5e4b0a47d0ae1db1e/54a06d6ee4b0d158ed95f696/54a06d6fe4b0d158ed960042/1374593568367/Cheatsheet\\_Rock\\_Physics.pdf](https://static.squarespace.com/static/549dcda5e4b0a47d0ae1db1e/54a06d6ee4b0d158ed95f696/54a06d6fe4b0d158ed960042/1374593568367/Cheatsheet_Rock_Physics.pdf)
- Alfonso Alvarez Manilla Aceves. (2003). Evaluación directa de los módulos elásticos de rigidez in situ y la relación entre Vp/ Vs y el ángulo de fricción interna. 2018, de IMT Sitio web: <https://imt.mx/archivos/Publicaciones/PublicacionTecnica/pt225.pdf>
- QumiNet. (2007, agosto 20). El ácido fluorhídrico y otros compuestos fluorinados. *QuimiNet* [en línea]. Disponible en <http://www.quiminet.com/articulos/el-acido-fluorhidrico-y-otros-compuestos-fluorinados-22110.htm> [2016, 23 de junio]

- *Wikipedia la Enciclopedia Libre. (2013, octubre 26). Carbonatos, Wikipedia la Enciclopedia Libre [en línea]. Disponible en <https://es.wikipedia.org/wiki/Carbonato> [26 de junio del 2016]*
- *Méndez, Ángeles. (2013, noviembre 25). Ácido Clorhídico. La Guía de Química [en línea]. Disponible en <http://quimica.laguia2000.com/gases/acido-clorhidrico#ixzz4CKIlg0y7> [2016, 23 de junio]*
- *Méndez, Ángeles. (2014, febrero 26). Ácido fórmico. La Guía de Química [en línea]. Disponible en <http://quimica.laguia2000.com/quimica-organica/acido-formico#ixzz4CL4JbQ1j>*
- *Hobart M. King. (2015). Directional and Horizontal Drilling in Oil and Gas Wells. 2018, de Geology.com Sitio web: <https://geology.com/articles/horizontal-drilling/>*
- *Serrano, J. O. (2010). *Análisis estratigráfico de la secuencia sedimentaria del grupo de Chicotepec*. C.U. UNAM: TESIS, UNAM.*

