

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE
ATRIBUTOS PETROFÍSICOS BÁSICOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA:
CASO DE ESTUDIO CAMPO COLORADO**

**JENY MARCELA RAMIREZ ECHEVERRY
JOHANNA MARCELA MENESES VILLARREAL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2008

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE
ATRIBUTOS PETROFÍSICOS BÁSICOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA:
CASO DE ESTUDIO CAMPO COLORADO**

**JENY MARCELA RAMIREZ ECHEVERRY
JOHANNA MARCELA MENESES VILLARREAL**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Directores

Ph.D ZULLY HIMELDA CALDERON

Ingeniera de Petróleos

Codirector UIS

EDWAR HERRERA OTERO

Geólogo

Codirector ICP

ANDRES FELIPE CASTILLO MEJIA

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE CIENCIAS FISICO-QUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA

2008

AGRADECIMIENTOS

Las autoras expresan sus agradecimientos a:

Mario Fernando Barragán, y a la empresa LITHoil por su incondicional apoyo, por su paciencia, enseñanza y asesoría en el desarrollo de este estudio. Por permitirnos aprender y por la oportunidad de pertenecer a su escuela.

Edwar Herrera y Edwin Pineda y a la Corporación NATFRAC por la oportunidad de aprender, por confiar en nosotras, por apoyarnos y permitirnos trabajar en sus proyectos.

GEOCONSULT LTDA y a todo el equipo de trabajo por su apoyo, entendimiento, ayuda y colaboración.

Maria Helena Mogollón porque nos colaboró desinteresadamente con su alegría y dinamismo.

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar mi proyecto

A mi padre Orlando y mi madre Betty por su dedicación y esfuerzo

A mis hermanos Javier y Eduardo por su cariño y afecto

A Miro por ser mi ánimo, voz de aliento y compañía

A todos mis amigos por ser las personas que forman parte de tantos momentos bonitos en mi vida.

Johanna M.

DEDICATORIA

A Dios por las oportunidades que me ha dado y por mi familia,

A mi padre James y mi madre Socorro porque son el centro de mi vida y razón de mis esfuerzos, por sus sacrificios y fortaleza, por su confianza y el inmenso apoyo que siempre me han dado.

A mi hermano Carlos por ser antes que todo mi amigo

A las personas que ya no están conmigo pero que no me abandonan

A toda mi familia porque creen en mí

A Fabel por estar conmigo cuando más lo necesité

A todas las personas y amigos que creyeron en mí

Jeny M.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

1. GENERALIDADES DE PETROFISICA Y REGISTROS ELECTRICOS.....	1
1.1 REGISTROS ELECTRICOS.....	2
1.1.1 Potencial Espontáneo.....	2
1.1.1.1 Factores que afectan la forma y amplitud del SP.....	7
1.1.2 Gamma Ray (GR).....	10
1.1.2.1 Factores que afectan la curva.....	11
1.1.3 Registros de Resistividad.....	12
1.1.3.1 Perfiles electricos convencionales.....	14
1.1.3.2 Perfiles enfocados de corriente inducida.....	16
1.1.4 Registro Neutron (NPHI).....	18
1.1.5 Registro de Densidad (RHOB).....	20
1.2 MODELAMIENTO PETROFISICO.....	24
1.2.1 Metodología general para la interpretación petrofísica.....	27
1.2.1.1 Preparación de la información.....	27
1.2.1.2 Edición de la información.....	27
1.2.1.3 Integración de información básica y especial de cores y zonación del yacimiento por tipos de roca.....	28
1.2.1.4 Integración de los datos de cores y las respuestas de registros	30
1.2.1.5 Elaboración de mapas de propiedades petrofísicas.....	33
2. CAMPO COLORADO, GENERALIDADES Y ANTECEDENTES.....	34
2.1 MODELO GEOLOGICO.....	35
2.2 MODELO ESTRUCTURAL.....	38
2.3 MODELO ESTRATIGRAFICO.....	40

2.4 MODELO PETROFISICO.....	43
3. METODOLOGIA IMPLEMENTADA PARA LA CARACTERIZACION PETROFISICA CAMPO COLORADO.....	46
3.1 RECOLECCION Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACION.....	46
3.2 CONTROL DE CALIDAD DE LA INFORMACION.....	49
3.3 EDICION DE LA INFORMACION	51
3.4 TRAZADO DE LINEA BASE.....	57
3.5 CÁLCULO DE VOLUMEN DE ARCILLA: V_{sh}	57
3.6 CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA: R_w	59
3.6.1 R_w a partir del gráfico de Pickett.....	60
3.7 CALCULO DE LA POROSIDAD EFECTIVA.....	66
3.8 CALCULO DE LA SATURACION DE AGUA.....	67
3.9 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD.....	71
3.10 DETERMINACION DE TIPOS DE ROCA.....	72
3.11 DETERMINACION DE UNIDADES HIDRAULICAS.....	75
4. ENTRENAMIENTO DE UNA RED NEURONAL PARA REPRODUCIR LA CURVA DE POROSIDAD EFECTIVA PHE.....	82
4.1 REDES NEURONALES.....	82
4.1.1 Diseño y programación de una red neuronal.....	82
4.1.2 Estructura.....	83
4.1.3 Aplicaciones.....	84
4.2 ENTRENAMIENTO DE LA RED NEURONAL.....	84
4.2.1. Corrección del shift de profundidad.....	86
5. RESULTADOS.....	91
CONCLUSIONES.....	94
RECOMENDACIONES.....	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 18.	Gráfico de Pickett pozo Colorado 27, Mugrosa B.....	61
Figura 19.	Movimiento de la corriente en la formación Colorado 3, Mugrosa C.....	62
Figura 20.	Comportamiento característico de la mugrosa SPB.....	62
Figura 21.	Gráfico de Pickett pozo Colorado 3, Mugrosa B.....	63
Figura 22a.	Clasificación de arena por R_t de arcilla, Mugrosa C.....	70
Figura 22b.	Clasificación de arena por el Ramo Method y S_w por Archie.....	70
Figura 23.	Clasificación de arena mayor que R_t de arcilla.....	74
Figura 24.	Esesor de la capa en el SSP con producción.....	75
Figura 25.	Comparación de tipos de roca con producción.....	75
Figura 26.	Resistividad de la roca en el SSP utilizado para definir unidades hidráulicas.....	8
Figura 27.	Efecto de la salinidad de filtrado de todo.....	79
Figura 28.	Comparación entre R_{Zf} y R_{Coats} Domanoir, Colorado 3.....	81
Figura 29.	Relación de Resistividad en los medios de una formación en su capa oculta y una neurona de salida.....	13
Figura 30.	Dispositivo normal y lateral.....	83
Figura 31.	Estructura de red neuronal empleada.....	15
Figura 32.	Principio de funcionamiento registro Neutron.....	85
Figura 33.	Desfase en profundidad de cores en el pozo Colorado 26, para la formación Mugrosa C.....	19
Figura 34.	Diagrama de flujo del modelamiento petrofísico.....	89
Figura 35.	Localización del Campo Colorado.....	26
Figura 36.	Columna estratigráfica generalizada, cuenca VMM.....	34
Figura 37.	Mapa estructural al tope de la formación Mugrosa.....	37
Figura 38.	Mapas Isolitos.....	39
Figura 39.	Curvas del pozo Colorado 3 antes y después de cortar terminaciones.....	41
Figura 40.	Sistemas de mediciones tipo triaxial.....	52
Figura 41.	Gráfico de Pickett pozo Colorado 38, Mugrosa C.....	56
Figura 42.	Gráfico de Pickett pozo Colorado 27, Mugrosa B.....	61

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Inventario del set de registros para los pozos de estudio	48
Tabla 2.	Información disponible para los pozos de estudio	49
Tabla 3.	Comparación de los registros en papel y digital	50
Tabla 4.	Cut off para el cálculo de Vsh	58
Tabla 5.	Resultados de Rw por bloque	64
Tabla 6	Rw promedio empleado para cada formación	65
Tabla 7.	Rw para campos aledaños a Colorado	66
Tabla 8.	Cutt-off para las unidades hidráulicas	80
Tabla 9.	Núcleos disponibles para las diferentes Profundidades	86
Tabla 10.	Delta de profundidad (shift corregido en los datos de cores)	90
Tabla 11.	Promedios de las propiedades petrofísicas por formación de interés	92
Tabla 12.	Intervalos postulados para cañoneo	93

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Resultados de análisis convencionales de cores y corrección de Stanley Jones.

ANEXO B. Registro gráfico de resultados, pozo Colorado 3

ANEXO C. Registro gráfico de resultados, pozo Colorado 19

ANEXO D. Registro gráfico de resultados, pozo Colorado 24

ANEXO E. Registro gráfico de resultados, pozo Colorado 25B

ANEXO F. Registro gráfico de resultados, pozo Colorado 26

ANEXO G. Registro gráfico de resultados, pozo Colorado 27

ANEXO H. Registro gráfico de resultados, pozo Colorado 31

ANEXO I. Registro gráfico de resultados, pozo Colorado 35

ANEXO J. Registro gráfico de resultados, pozo Colorado 38

ANEXO K. Registro gráfico de resultados, pozo Colorado 53

ANEXO L. Registro gráfico de resultados, pozo Colorado 70

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGIA PARA LA CARATERIZACION DE LOS ATRIBUTOS PETROFISICOS BASICOS DE LA FORMACION MUGROSA CASO DE ESTUDIO: CAMPO COLORADO *.

**AUTORES: JENY MARCELA RAMIREZ ECHEVERY
JOHANNA MARCELA MENESES VILLARREAL ****

PALABRAS CLAVE: volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, campos maduros, registros de pozo.

La evaluación del volumen de hidrocarburos presentes en un yacimiento es el principal parámetro del análisis de nuevas oportunidades de inversión en campos maduros por parte de las compañías operadoras de petróleo y gas. El desarrollo de un estudio rápido del cálculo del petróleo original en sitio (POES) involucra diferentes aspectos entre los que encuentra la estimación de las propiedades petrofísicas básicas del yacimiento a partir del modelamiento de registros de pozo. El objetivo de este estudio es estimar los valores de arcillosidad, porosidad efectiva, saturación de agua, como los principales parámetros en el cálculo del POES, además de la permeabilidad para la formación Mugrosa presentes en el Campo Colorado.

Para cumplir el objetivo del estudio, se ha implementado una metodología determinística de modelamiento petrofísico de rocas a partir de la respuesta de los registros de pozo, en la cual se interpretan tipos de roca, estiman las propiedades petrofísicas y se analizan las características principales del yacimiento a partir del conocimiento generado de los registros de pozo, orientado por el modelo geológico y los datos de producción del campo.

Los resultados muestran que el yacimiento está conformado por areniscas, y arcillas depositadas en ambientes continentales, probablemente fluviales.

El estudio se realizó en once pozos del campo Colorado (C-3, C-19, C-24, C-25, C-27, C-31, C-35, C-38, C-53, C-70) que fueron seleccionados según la disponibilidad de datos de núcleos y curvas de porosidad. Dichos pozos se ubican en los bloques I, II y III a lo largo del campo.

Se han determinado tres tipos de roca principales que conforman el yacimiento, arcillas o roca no reservorio, areniscas arcillosas que pueden ser roca reservorio o una unidad retardante al flujo de fluidos según los valores de la relación porosidad – permeabilidad que exista y un tipo de roca yacimiento que corresponden a areniscas limpias.

* Tesis de Pregrado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Zuly Calderon

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR CARATERIZACION OF BASICS PETROPHYSICS ATTRIBUTES OF FORMATION MUGROSA CASE STUDY: COLORADO FIELD *

**AUTHORS: JENY MARCELA RAMIREZ ECHEVERY
JOHANNA MARCELA MENESES VILLARREAL ****

KEY WORDS: Shale volumen, Porosity, Water Saturation, Permeability, Mature Fields, Well Logs.

The evaluation of the volume of hydrocarbons present in a reservoir is the main parameter analysis of new investment opportunities in mature fields by the operators of oil and gas. The development of a rapid survey of calculating the original oil in place (POES) involves various aspects among which is the estimation of the basic petrophysical properties of the reservoir from the modeling of borehole records.

To meet the objective of the study, we have implemented a methodology deterministic of petrophysics modeling of rocks from the response of well logs, which are interpreted rock types, estimated petrophysical properties and discusses the main features of the reservoir from knowledge generated records pit, guided by the geological model and production data from the field.

The results show that the reservoir consists of sandstone and clay deposited in continental environments, probably fluvial. There is a high heterogeneity of origin sedimentological to distribute different types of rock in the reservoir with different flow properties (Units Hydraulics).

The study was conducted in eleven wells in the field Colorado (C-3, C-19, C-24, C-25, C-27, C-31, C-35, C-38, C-53, C-70), which were selected according to available core data and porosity curves. These wells are located in Block I, II and III over the field.

We have identified three main rock types that make up the reservoir, not reservoir rock or clay, sandy clay that can be rock reservoir or a unit retardant fluid flow according to the values of porosity - permeability relationship and rock types reservoir sandstones that are fair.

Furthermore, it was noted compartmentalization in the field because of changes severe salinity between blocks and formations in the study wells.

* Grade Thesis

** Faculty of Physique Chemical Engineering's. School of Engineering of Petroleum. Director Zuly Calderon.

INTRODUCCION

La evaluación del volumen de hidrocarburos presentes en un yacimiento es el principal parámetro del análisis de nuevas oportunidades de inversión en campos maduros por parte de las compañías operadoras de petróleo y gas.

El objetivo de este proyecto es estimar los valores de arcillosidad, porosidad efectiva y saturación de agua, y así proponer intervalos que presenten óptimas propiedades para que sean cañoneados. Por consiguiente se desarrolla una metodología, de modelamiento petrofísico a partir de la respuesta de los registros de pozo, en la cual se interpretan los tipos de roca, estiman las propiedades petrofísicas y se analizan las características principales del yacimiento a partir del conocimiento generado de los registros de pozo orientado por el modelo geológico y los datos de producción del campo.

Inicialmente se definirán los fundamentos teóricos, con el fin de conocer el funcionamiento de las herramientas de registros de pozo, las respuestas generadas y las propiedades que pueden ser determinadas a partir de ellas. Así mismo, se describe metodológicamente la forma en la que se realiza una caracterización petrofísica, suponiendo que se cuenta con toda la información requerida para ello: buen set de registros (litológicos, resistivos, porosidad, caliper), análisis convencional y especial de cores, registro core gamma espectral, información sobre el ambiente de perforación, datos de producción y cañoneos, además de soportes geológicos y estratigráficos entre otros.

Conociendo cual es la información requerida para desarrollar un modelamiento petrofísico, se analiza la información disponible en el campo, las recomendaciones planteadas por ECOPELROL, y lo que es más conveniente

realizar para replantear un modelo que represente de una forma mas real el comportamiento petrofísico del campo Colorado.

Debido a que el set de registros presentes no es muy completo, se acude al entrenamiento de redes neuronales (NN), para reproducir curvas no disponibles y que son indispensables para disminuir la incertidumbre en los resultados.

Por último, se presenta la tabla con el promedio de propiedades petrofísicas por formación, y los intervalos postulados para el cañoneo y así optimizar la producción y rentabilidad del campo.

El modelamiento petrofísico se realizó en la plataforma de interpretación de registros de pozo **HDS™ (Hydrocarbon Data Systems)**, en la cual se implementó una metodología de modelamiento de rocas a partir de la respuesta de los registros eléctricos y se aplicaron los procedimientos de calculo y algoritmia propios del programa para obtener un Modelo Petrofísico del intervalo de interés a partir de la información disponible.

1. GENERALIDADES DE PETROFISICA Y REGISTROS ELECTRICOS

Petrofísica se puede definir de forma muy general como el estudio de las propiedades físicas, químicas de las rocas, de los fluidos contenidos en ellas, basado en las medidas de registros de pozo, datos de laboratorio, las leyes fundamentales de la matemática y la física. (Bendeck, 1992)

El análisis petrofísico usa las propiedades de las rocas y las relaciones entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso para identificar y evaluar yacimientos de hidrocarburos, rocas sellos y acuíferos. Así, sus objetivos fundamentales son: la determinación del volumen de hidrocarburos (espesor, porosidad y saturación) y la capacidad de producción de los hidrocarburos (espesor y permeabilidad). Los principales parámetros para evaluar en un reservorio son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad. Estos atributos pueden ser derivados ó deducidos de perfiles o registros de pozo.

Los registros de pozo suministran información del subsuelo, miden propiedades físicas y eléctricas que pueden correlacionarse dando un registro continuo en profundidad de los parámetros de formación rocosa (porosidad, saturación de agua y tipo de roca), por tanto, son herramientas cuya integración con otros datos son muy importantes en la interpretación petrofísica.

Muchos registros generalmente se han considerado como información estática, pero pueden tener variaciones significativas con cambios de saturación, presión, y/o temperatura, lo cual las convierte en potenciales herramientas de monitoreo de yacimientos.

Brevemente se presentaran algunos conceptos básicos sobre el análisis e interpretación de registros eléctricos. Esto incluye una explicación de su

funcionamiento general y las respuestas de estos frente a las diferentes litologías y fluidos contenidos en la formación.

1.1. REGISTROS ELÉCTRICOS

1.1.1 **Potencial espontáneo (SP).** La curva de SP registra el potencial eléctrico (voltaje), producido por el agua de formación, el fluido de perforación conductivo y las rocas. El uso principal de la curva *SP* es diferenciar capas impermeables eléctricamente conductivas, tales como lutitas, de las capas permeables eléctricamente conductivas, como arenas. La unidad utilizada es el mili voltio. Otros usos auxiliares son los de determinar los límites de las capas, el espesor, la resistividad del agua de formación *R_w* y estimar el grado de arcillosidad de las capas permeables. (Bendeck, 1992)

El registro SP mide la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y el potencial fijo de un electrodo en superficie. Las deflexiones del SP se deben al flujo de corrientes eléctricas en el lodo, causadas por fuerzas electromotrices en las formaciones o componentes electroquímicas y electrocinéticas del SP, como resultado del contacto entre el agua dulce del lodo y las formaciones geológicas, la reacción del fluido contenidos en la roca y con el esqueleto mineral de las mismas. Los efectos electroquímicos ocurren en el contacto entre el filtrado del lodo, el agua connata que llena los poros de las capas permeables y las lutitas adyacentes; siendo posible el flujo de corriente eléctrica solo cuando las capas de lutita y las capas permeables estén en contacto.

El movimiento de los iones cargados crea una corriente eléctrica y la fuerza que causa este movimiento constituye un potencial a través de la arcilla. La corriente circula de las capas de lutitas al hueco, del hueco a las capas de arena adyacente y finalmente, de la arena a las capas de lutitas.

Cuando una arcilla se interpone entre dos soluciones de diferentes salinidades, los cationes de Na^+ sufren un proceso de difusión a través de la arcilla desde la solución más concentrada a la menos concentrada. Este movimiento de iones cargados es una corriente eléctrica y la fuerza causante de que ellos se muevan crea un potencial a través de la arcilla. (Figura 1).

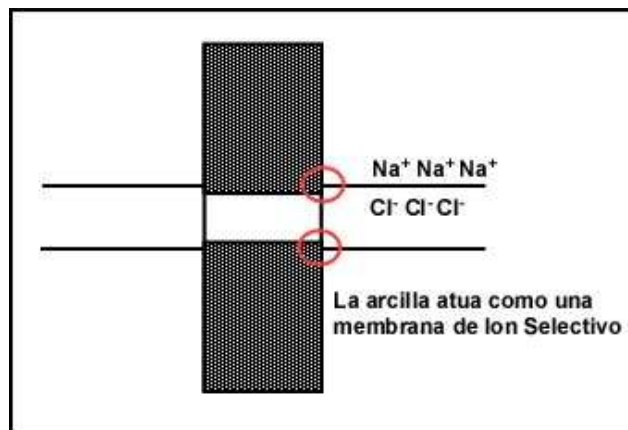


Figura 1. Movimiento de la corriente en la formación.

La forma y amplitud de la curva SP, se utiliza para diferenciar las capas permeables de las arcillas, es decir, frente a una arcilla la curva SP, se representa como una línea vertical positiva y se desplaza hacia la derecha del registro, mientras que frente a la arena la curva es de pendiente constante y se registra como una línea vertical desplazándose al lado izquierdo del registro. Ver figura 2.

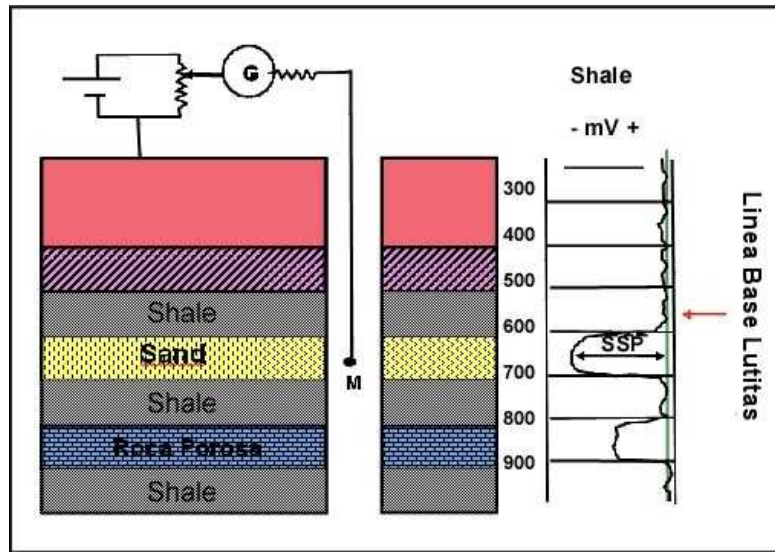


Figura 2. Comportamiento característico de la curva SP en profundidad

La amplitud de la curva, representa la diferencia de potencial entre la línea base de arcilla y la máxima deflexión en la parte central de la capa permeable. La deflexión máxima posible del SP en una formación limpia y permeable se define como SP estático o SSP.

El límite de la capa está localizado en el punto de inflexión de la curva SP y su pendiente es una medida de la tasa de cambio de la intensidad de corriente con la profundidad en el hueco abierto. Se localiza la máxima tasa de cambio de la intensidad en los límites de las capas; de ahí que la máxima pendiente tenga lugar en el punto de inflexión. La regla general es que el punto de inflexión se desplaza hacia la capa de más baja resistividad

La distribución de corriente alrededor de los límites de la capa determina la forma del SP (Figuras 3a, 3b y 3c).

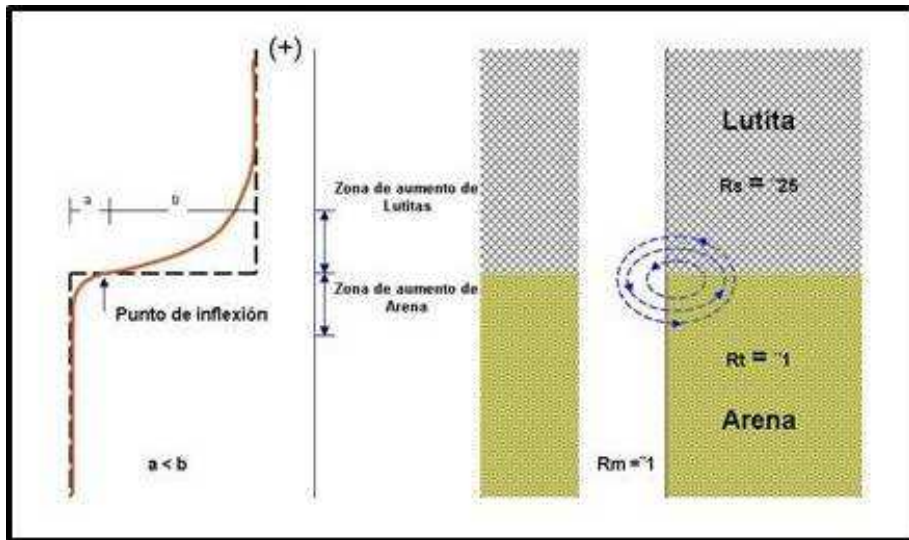


Figura 3a. La resistividad de la arena (R_t) es menor que la resistividad de la arcilla

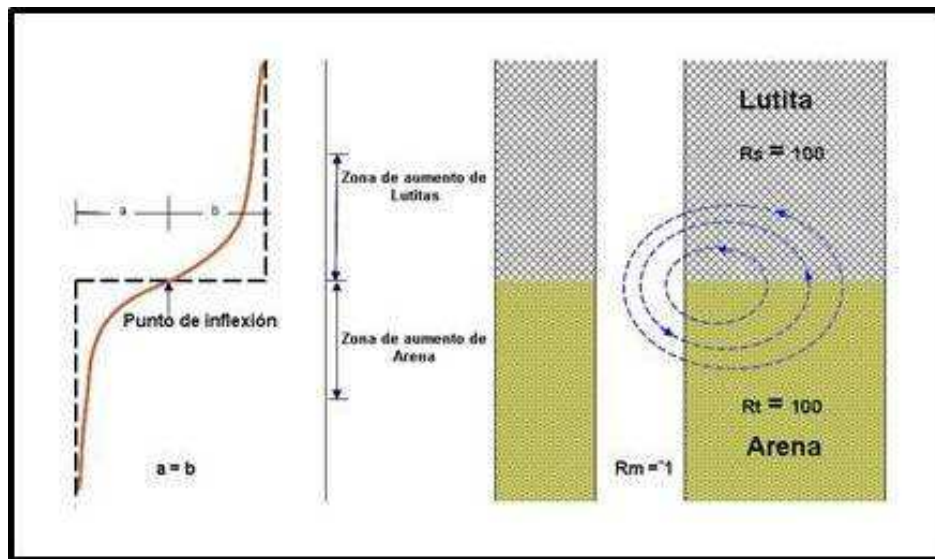


Figura 3b. La resistividad de la arena (R_t) es igual que la resistividad de la arcilla

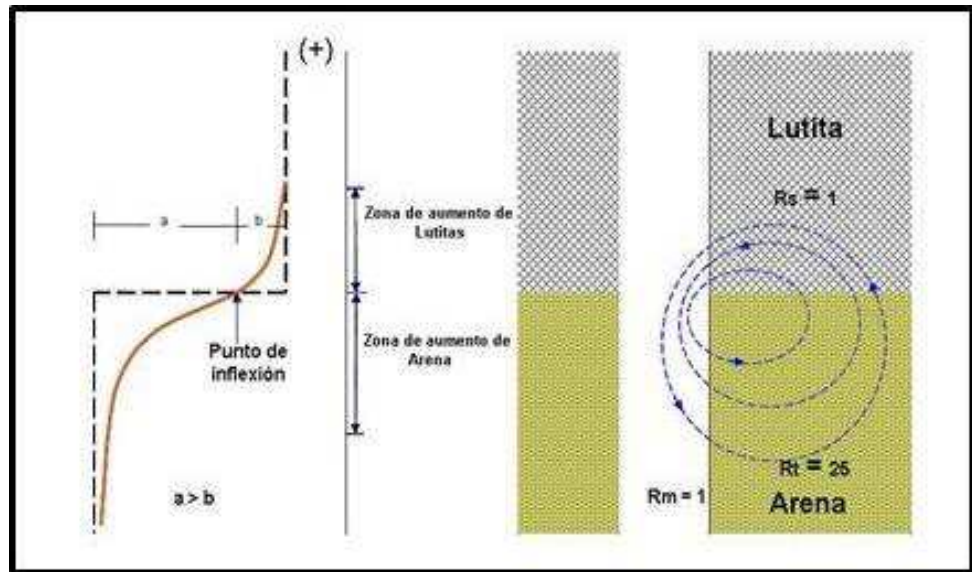


Figura 3c. La resistividad de la arena (R_t) es mayor que la resistividad de la arcilla

Si se conoce que la formación está libre de arcilla su potencial eléctrico relativo a la capa de lutita se mide mediante un registro del potencial espontáneo, la ecuación dada a continuación, permite determinar el valor de resistividad del agua de formación. (Bendeck, 1992).

$$SSP = -K \log \left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}} \right) \dots\dots (1)$$

Donde:

K: es el factor litológico y es función de la temperatura. Para soluciones de NaCl, su presentación es $K = 61 + 0.133T$ ($^{\circ}F$)

R_{mfe} : resistividad del filtrado del lodo

R_{we} : resistividad del agua de formación

Solo cuando existen presiones diferenciales muy altas la lectura del SP no podrá utilizarse para calcular valores confiables de resistividad del agua de formación.

El cálculo de la fracción de arcilla realizado a partir del perfil de Potencial Espontáneo (SP), se puede efectuar mediante las siguientes ecuaciones, (Bendeck, 1992):

$$ISHP = \frac{SPC - SPCcl}{SPCsh - SPCcl} \dots (2)$$

$$V_{sh} = 0.083 * (2^{3.7 ISHSP} - 1.0) \dots (3)$$

Donde:

ISH: Índice de arcillosidad, V/V

SPCcl: Valor del SP Corregido en Arenas, MV

SPCsh: Valor del SP Corregido en Arcillas, MV

VSH: Fracción de Arcilla, V/V

1.1.1.1 Factores que Afectan la Forma y Amplitud del SP.

Espesor de la Capa. Al disminuir el espesor de la capa porosa, la forma es más redondeada y disminuye la amplitud. En capas muy delgadas la forma puede ser de pico. (Figura 4a).

Resistividad de la Capa. La forma es redondeada, la amplitud disminuye y a medida que aumenta la resistividad se amplía la base de la curva Figura 4b.

Diámetro del Hueco. Un aumento en el diámetro del hueco frente a una arena que este entre dos capas de arcilla, provoca un aumento del diámetro de la columna de lodo incrementando el recorrido de la corriente, registrándose una lectura reducida del SP.

Profundidad de Invasión. La invasión por el filtrado del lodo en la formación cuando es menos salino que las aguas de formación hace que la resistividad alrededor del hueco aumente. La amplitud disminuye y la forma se hace mas redondeada.

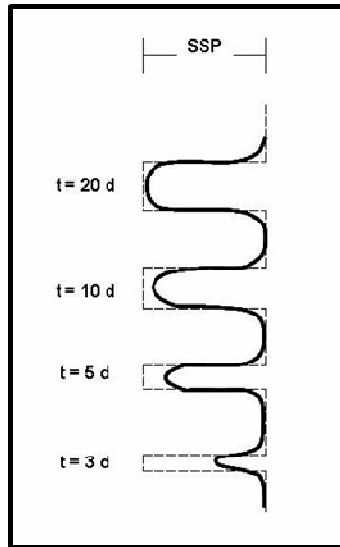


Figura 4a. Espesor de la capa

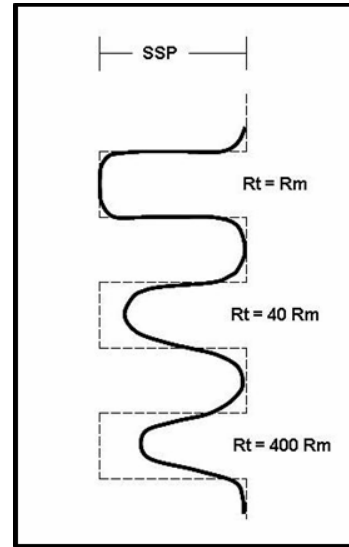


Figura. 4b. Resistividad de la capa

Contenido de Arcillas en zonas Permeables. Las arcillas en zonas permeables disminuyen la amplitud del SP y hace que su forma sea menos redondeada debido a que la resistividad es menor porque las arcillas son más conductoras. Es fundamental conocer que cuando las partículas de arcillas están entre el filtrado de lodo y el agua irreducible, se crea un potencial de arcilla generándose una corriente alrededor de cada partícula, que será contraria a la corriente normal del SP, reduciendo su valor.

Arenas Arcillosas Petrolíferas. Por lo general las arenas limpias y de gran espesor arrojan deflexiones amplias, sin embargo, en las arenas arcillosas o limpias de poco espesor cuando hay presencia de petróleo, aumenta la

resistividad y por tanto, se reduce el SP registrado. Cuando en una arena arcillosa existe un contacto agua-petróleo normalmente se aprecia una deflexión de la curva SP frente al contacto.

Salinidad del filtrado de lodo y agua de formación. Si el filtrado de lodo es más salino que el agua de formación, el SP no responderá o podrá ser positivo, como se presenta en la Figura 5.

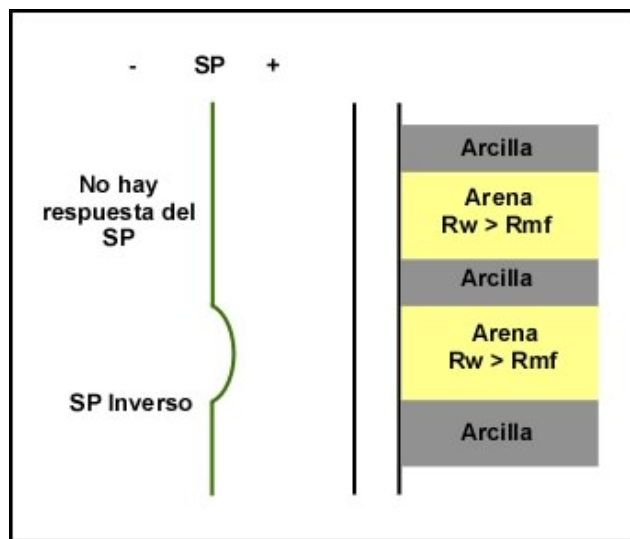


Figura 5. Efecto de la Salinidad del filtrado de lodo

Entre otros factores que afectan la forma y amplitud del SP se encuentran: temperatura del fondo del pozo, en algunos casos, alta saturación de gas o aceite reduce el SP, corrientes eléctricas asociadas con el equipo de perforación, algunos minerales diseminados tales como la pirita y otros iones diferentes a Na ó Cl.

En general, la curva SP permite diferenciar el límite entre una capa permeable y una impermeable caracterizada por el punto de inflexión. Cuando las capas permeables son relativamente limpias, de suficiente espesor y contienen la misma

clase de agua intersticial, se obtiene una línea base de lutitas muy efectiva, sin embargo, en algunos pozos, ocurren desplazamientos de la línea base, estos desplazamientos ocurren cuando las aguas de salinidad diferentes están separadas por una capa arcilla la cual no conduce efectivamente los cationes Na^+ o no previenen el movimiento de los aniones Cl^- ; por ejemplo, una arcilla arenosa, puede ser causa de los efectos de temperatura, problemas mecánicos o debido a intervalos largos donde las propiedades de la formación cambian considerablemente, en ocasiones, se debe a que el pozo atraviesa una falla o inconformidad.

Una de las aplicaciones importantes del SP es permitir la diferenciación de las rocas reactivas y no reactivas es decir, porosas y no porosas, pero la mineralogía no es observada, por lo tanto es necesario complementar los perfiles con observaciones litológicas por medio de corazones de pozo. Sin embargo el análisis de perfiles eléctricos SP con sus inexactitudes permite evaluar las resistividades y salinidades del agua de formación así como en muchos casos resulta un buen indicador del contenido de arcilla de la formación.

1.1.2 Gamma Ray (GR). Este perfil mide la actividad de los rayos Gamma en las formaciones, permitiendo detectar minerales radioactivos como Potasio y Uranio. Los rayos Gamma reflejan el contenido de Lutita de la formación debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y Lutita. Este registro se calibra en unidades API.

Las formaciones limpias normalmente tienen baja radioactividad exceptuando las que estén contaminadas de cenizas volcánicas, rodados graníticos radioactivos o aguas de formación que contengan sales de Potasio disueltas a diferencia de las arcillas que debido a los elementos radiactivos que tienden a concentrarse en ellas presentan alta radiactividad. (Bendeck, 1992).

El GR puede ser corrido en pozos entubados y es frecuentemente usado para complementar el registro SP o en su defecto para reemplazarlo (en pozos con lodos salados o base aceite), siendo útil en la ubicación de capas arcillosas y no arcillosas y para correlaciones en general.

En la medición de rayos Gamma dependiendo de la densidad de la formación estos son gradualmente absorbidos y su energía degradada. Suponiendo dos formaciones con la misma cantidad de material radioactivo, pero con diferente densidad, la menos densa se mostrará como más radioactiva en este tipo de perfil.

Este registro es básico en la determinación de electrofacies ya que mediante él se pueden discretizar los intervalos arenosos y los intervalos arcillosos.

Dentro de los detectores de los rayos gamma se encuentran la cámara de ionización, el contador Geiger – Muller y el centellómetro siendo este último el más utilizado en la industria.

1.1.2.1 Factores que afectan la curva. Dentro de los factores que afectan la medida de la curva GR se encuentran la excentricidad del detector en el pozo, espesor radial del lodo en el peso, densidad del lodo, espesor de la tubería de revestimiento y espesor de la columna de cemento. El perfil de rayos Gamma refleja la proporción de arcilla y puede ser un indicador de su contenido.

El modelo de arcillosidad en una interpretación petrofísica, es decir el volumen de shale (Vsh), puede ser extraído de la curva de rayos gamma a partir de un set de ecuaciones, (Bendeck,1992), descritas a continuación:

$$I_{sh} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}} \dots\dots(4)$$

Donde:

Ish = índice de arcillosidad, V/V

De acuerdo a la ecuación de Larinov (Asquith, 1982), la ecuación de Vsh varia según la edad de las rocas, es decir para rocas jóvenes, no-consolidadas (terciario) es utilizada la ecuación (5) y para rocas viejas, no consolidadas la ecuación (6), (Asquith, 1982),

$$V_{sh} = 0.083 * (2^{3.7Ish} - 1.0).....(5)$$

$$V_{sh} = 0.33 * (2^{2.0Ish} - 1.0).....(6)$$

Donde:

Vsh = fracción de arcilla, V/V

El Vshale es utilizado en el cálculo de porosidad por esta razón una determinación incorrecta de Vshale conduce a una determinación incorrecta de porosidad, que a su vez afecta el cálculo de Sw debido a que es función de la porosidad

1.1.3 Registro de resistividad. La resistividad podría definirse como la magnitud característica que mide la capacidad de un material para oponerse al flujo de una corriente eléctrica es decir, es el recíproco de la conductividad eléctrica que para una formación es función de la porosidad, saturación de fluidos, y contenido de arcilla. (Bendeck, 1992).

Los hidrocarburos son aislantes perfectos, el agua de formación presentará un mayor o menor grado de conductividad dependiendo de su salinidad, debido al fenómeno conocido como conductividad electrolítica el cual indica que el

movimiento de iones cargados bajo la influencia de un potencial eléctrico, capacita a la solución salina para conducir la electricidad.

La Figura 6 muestra la relación de resistividad, resume como aumenta la resistividad en cada uno de los medios de una formación, sin embargo es necesario tener en cuenta los siguientes factores que afectarían la interpretación:

- Si la saturación de agua salada incrementa, la resistividad de la formación disminuye.
- Una roca que contiene aceite o gas tiene una resistividad más alta que la misma roca completamente saturada de agua salada.
- Sí el contenido de arcilla incrementa, la matriz de la roca será más conductiva.



Figura 6. Relación de resistividad en los medios de una formación.

El factor de resistividad de formación consiste en la relación de proporcionalidad constante entre la resistividad de una roca limpia saturada con agua (R_o) y la resistividad del agua contenida (R_w), la cual es independiente de la salinidad de la solución:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots(7)$$

Otra relación empírica desarrollada por Archie (Tomado Bendeck, 1992), para el factor de resistividad dice que para una formación limpia, la porosidad y el factor de formación están relacionados por:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots(8)$$

donde, **a** es un coeficiente que depende de la litología y varia entre 0.6 y 2.0, **m** es el factor de cementación que depende del tipo de sedimentos, la conformación poral, la compactación de la roca, el tipo de porosidad y su distribución. Este factor se encuentra entre 1.9 y 2.2 para areniscas consolidadas.

A partir de experimentos de laboratorio, se determinó una de las principales fórmulas para calcular la saturación de agua en términos de la resistividad verdadera, es la Formula de Archie, (Bendeck,1992):

$$S_w^n = \frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \dots\dots\dots(9)$$

Donde, **n** es el exponente de saturación que es determinado empíricamente, para efectos de aproximación se asume **n = 2**. El rango de valores para n esta entre 1.2 y 2.2.

1.1.3.1 Perfiles Eléctricos Convencionales. En los perfiles convencionales de resistividad se envían corrientes a la formación a través de unos electrodos y se miden los potenciales eléctricos en otros. La medición de estos potenciales permite determinar las resistividades. Para que haya una circulación de corriente entre electrodos y formación, la sonda debe ser corrida en pozos que contengan lodo o agua conductores de electricidad. Este tipo de perfiles puede ser afectado por el pozo y las formaciones adyacentes.

Los dispositivos comunes de resistividad se basan en el concepto de que las corrientes se irradian con igual intensidad en todas las direcciones en medios homogéneos e isotrópicos.

En el dispositivo normal una corriente de intensidad constante circula entre dos electrodos (A y B). Se mide la diferencia de potencial resultante entre otros los electrodos M (pozo) y N (superficie). Los electrodos A y M están en la sonda, B es la armadura del cable y N es un electrodo en la manga, (la parte inferior del cable recubierta con material aislante) ver Figura 7, (Bendeck, 1992).

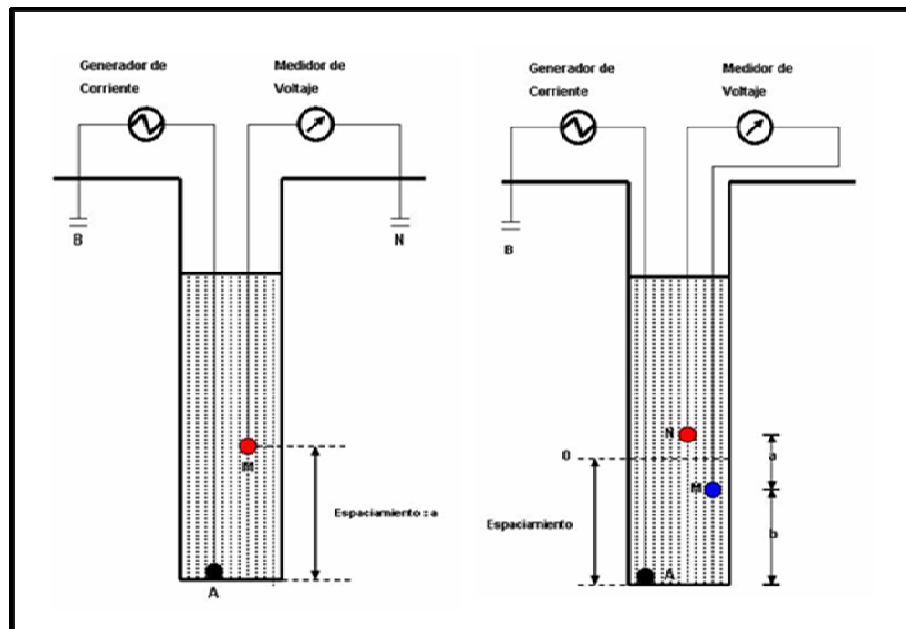


Figura 7. Dispositivo Normal y Lateral

En el Dispositivo Lateral una corriente constante es circulada entre los electrodos A y B y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos M y N, situados por encima del electrodo A. El voltaje medido es proporcional al gradiente de potencial entre M y N. Es importante notar que ambos equipos registran una resistividad aparente R_a y esta se ve afectada por las resistividades y las dimensiones

geométricas de todos los medios alrededor del equipo: pozo, zona invadida y no contaminada y zonas adyacentes.

El radio de investigación o distancia de penetración del sistema normal es aproximadamente dos veces el espaciamento ($RI = 2 AM$), mientras que para el laterales igual al espaciamento de los electrodos ($RI = AO$), así, realizando los cálculos cuantitativos de Rt , los espesores de capa deben ser tres (3) o cuatro (4) veces el espaciamento de la herramienta, (Bendeck, 1992).

1.1.3.2 Perfiles Enfocados de Corriente Inducida. Disminuyen la influencia del pozo y las formaciones adyacentes. Su uso es principalmente para investigación profunda, con muy poca influencia de la zona invadida y media, además tiene la ventaja de que puede usarse en forma más eficiente en pozos con lodos moderadamente conductores, conductores y en pozos vacíos.

La sonda de inducción esta formada por un bobina inductora que crea un campo magnético, esto induce corrientes en la formación las cuales fluyen en trayectorias circulares coaxiales con la sonda y 90 grados fuera de fase con la bobina transmisora. Una bobina receptora capta el campo magnético generado por estas corrientes. Las corrientes en forma de anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la formación.

Perfiles Micro-Resistivos. Los dispositivos micro-resistivos, permiten medir la resistividad de la zona lavada (Rxo) y delimitar las capas permeables mediante la detección del revoque, costra o enjarre del lodo, con este nombre se conocen los registros Microesférico enfocado (MSFL), Micro perfil (ML), Microlateroperfil (MLL) y Proximidad (PL).

La importancia de la medición del Rxo radica en una determinación más exacta de la resistividad verdadera y por lo tanto de la saturación cuando la invasión es

moderada a profunda. Además permite calcular F a partir de R_{xo} y R_{mf} , si S_{xo} es conocida o estimada y a partir de F puede determinarse la porosidad. (Bendeck, 1992).

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots(10)$$

Según Bendeck 1992, el Factor de Formación (F) es la relación de la resistividad de la roca 100% invadida con filtrado y la resistividad del fluido, independiente del fluido, sea agua fresca, salada o filtrado de lodo, el valor del factor de formación no cambia.

Con el objeto de medir R_{xo} es deseable que la profundidad de investigación del aparato sea pequeña teniendo en cuenta que la zona lavada puede alcanzar pocas pulgadas más allá de la pared del pozo.

Las lecturas de micro-resistividad son afectadas en mayor o menor grado por el revoque, dependiendo esto de su resistividad (R_{mc}), y espesor (h_{mc}). El revoque puede ser anisotrópico, presentando una resistividad menor en dirección paralela a la pared del pozo que en el sentido perpendicular, atravesando el revoque; esta anisotropía incrementa el efecto del revoque sobre las mediciones micro-resistivas de tal manera que el revoque efectivo o “eléctrico” es más grande que aquel indicado por el calibrador.

El Perfil de Enfoque Microesférico es normalmente combinado con el DLL (Doble Lateroperfil), para la evaluación de R_{xo} y R_t en una sola corrida. Actualmente es posible combinar el MSFL con prácticamente cualquier herramienta de pozo abierto, su definición vertical es del orden de 6 pulgadas, de allí que el efecto de capas adyacentes no es apreciable.

El Microperfil o Microlog, es creado específicamente para la determinación de capas permeables a través de la detección de presencia de revoque. La curva micro-normal de 2 pulgadas tiene una profundidad de investigación mayor que la micro-inversa esto porque esta menos influenciada por el revoque y lee una resistividad mayor produciendo una separación “positiva” frente a una zona permeable cuando el revoque está presente. Esta herramienta se ve afectada por el tamaño del hueco ya que afecta la distribución de corriente y por tanto, las medidas de potencial, pero esto puede ser solucionado con la utilización de cartas, cabe destacarse que las lecturas del Microlog no son confiables cuando el espesor del revoque es mayor que 3/8”.

El Microlateroperfil o Microlaterolog, es una de las herramientas que busca medir directamente Rxo siempre que el espesor del revoque no exceda 3/8 de pulgada, sin embargo, está afectada por las condiciones de invasión y por el desplazamiento de hidrocarburos por el filtrado del lodo.

En general, estas herramientas de investigación poco profundas permiten precisar límites de capas, reconocer de forma cuantitativa las capas permeables, reconocer el contacto agua-aceite y fracturas. Por otra parte, se ve afectado por una invasión poco profunda, un revoque muy grueso, baja porosidad-alta resistividad, lutitas espaciadas en capas porosas

1.1.4 Registro Neutrón (NPHI). Los registros neutrónicos se usan para determinar la porosidad y para correlacionar registros en hueco entubado o hueco abierto.

Responden primariamente a la cantidad de hidrogeno presente en la formación. Así, en formaciones limpias, cuyos poros estén llenos con agua o aceite, el registro neutrón refleja la cantidad de espacio poroso lleno de líquido.

El registro neutrón se puede usar para determinar litología y zonas gasíferas realizando cross-plots entre los valores de porosidad del neutrón y los valores de registro de densidad.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras, los cuales tienen una masa casi idéntica a la masa del átomo de hidrógeno.

Neutrones de alta energía son emitidos continuamente desde una fuente radioactiva que es montada en una sonda. Los neutrones colisionan con el núcleo del material de la formación. En cada colisión, el neutrón pierde algo de su propia energía. La cantidad de energía perdida por colisión depende de la masa relativa de los núcleos. La mayor pérdida de energía ocurre cuando un neutrón choca contra un núcleo de hidrógeno. Por lo tanto, la baja de los neutrones depende en su mayor parte de la cantidad de hidrógeno en la formación. (Fonseca, 2002).

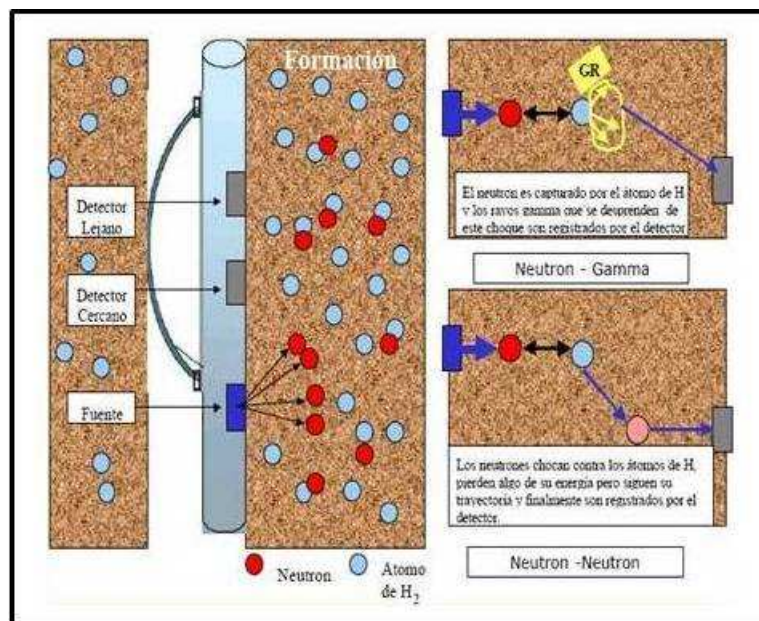


Figura 8. Principio de funcionamiento del registro neutrón. Tomado de Fonseca, 1992.

Los neutrones son reducidos en pocos microsegundos y son eventualmente capturados por átomos tales como Cloro, Hidrogeno, o Cilicon. Los núcleos capturados emiten un gamma ray de alta energía al momento de la captura. Las herramientas miden entonces:

1. El número de rayos gamma emitidos por unidad de tiempo.
2. El número de neutrones que no han sido capturados después de un tiempo específico.

Cuando la concentración de hidrógenos es alta, muchos de los neutrones son rápidamente capturados. Por el contrario si es baja los neutrones viajan antes de ser capturados; por lo tanto, la lectura del registro indicará un valor bajo de porosidad.

Por lo tanto la colisión entre neutrones y núcleos se resume en un choque elástico, cuando el neutrón cede algo de energía al átomo y continua moviéndose a menor velocidad en diferente dirección; choque inelástico cuando la energía del neutrón se transfiere al átomo continuando aquel su movimiento a una velocidad reducida; y por ultimo un captura radioactiva cuando luego de sucesivas colisiones los neutrones entran en el nivel de energía térmico y permanecen allí hasta ser capturados por el núcleo de algún elemento “absorbedor de neutrones”.

El perfil neutrónico se utiliza para medir la porosidad, para esto se requiere de correcciones por efecto de litología y parámetros del pozo.

1.1.5 Registro de densidad de formación (RHOB). Utilizado para evaluar la porosidad, identificar minerales, detectar gas, y evaluar arenas arcillosas de una formación. Su principio se fundamenta en las diferentes formas de interacción

entre los rayos gamma y la materia los cuales dependen del nivel de energía. (Bendeck, 1992).

Una fuente radiactiva emite rayos gamma de energía media dentro de la formación interactuando con esta bajo el efecto Compton, dispersándose, para alcanzar los detectores localizados en el patín a una distancia fija de fuente dichos rayos gamma son contados mediante un equipo de superficie determinándose así, la porosidad de la formación.

En otras palabras la herramienta funciona de la siguiente manera:

1. Cada colisión reduce el nivel de energía conocido como efecto Compton.
2. El detector mide el número de rayos gamma que alcanza la herramienta.
3. El número de colisiones está relacionada directamente con el número de electrones en la formación.
4. La densidad electrónica está relacionada con la densidad verdadera de la formación, ρ_b , la cual depende de la densidad de la matriz, ρ_{ma} , y de la densidad de los fluidos en los poros, ρ_f . (Bendeck, 1992).

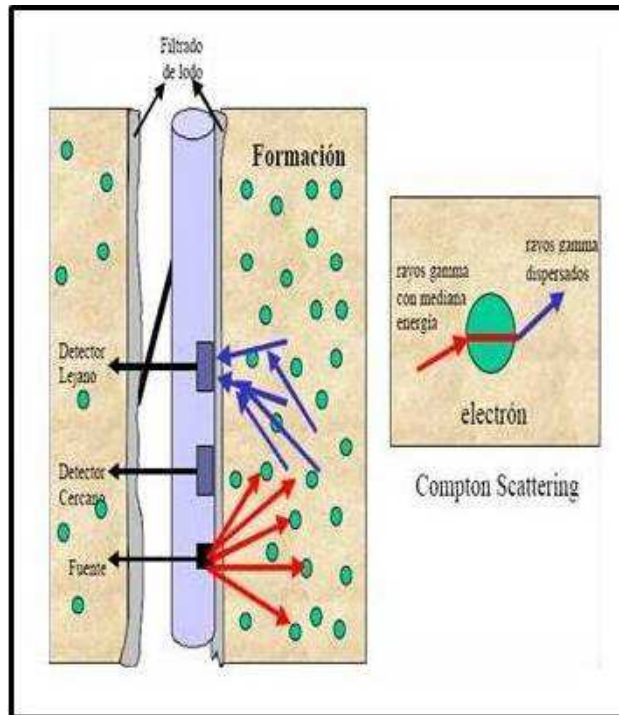


Figura 9. Principio de funcionamiento registro de densidad. Tomado de Fonseca, 1992.

La herramienta es presionada contra la pared del hueco durante la toma del registro. Por lo tanto, pueden existir problemas algunas veces con la herramienta porque se puede pegar en pozos con cake muy grueso sobre las paredes del hueco por lo tanto deben hacerse correcciones. Estas correcciones se realizan automáticamente durante la toma del registro.

Si el hueco está derrumbado, el registro densidad no puede usarse como registro para calcular la porosidad.

La herramienta de densidad es de investigación corta; por lo tanto, el fluido es predominantemente filtrado de lodo. Sin embargo, se necesitan realizar las correcciones por hidrocarburos livianos para calcular la porosidad verdadera.

Para medir la porosidad en un registro de densidad se recurre a ecuaciones en función de la densidad de matriz, de la formación y del fluido.

Para una formación limpia, de densidad de matriz ρ_{ma} conocida y que tiene una porosidad Φ y esta saturada con un fluido de densidad promedio ρ_f , la densidad de la formación ρ_b será, (Bendeck, 1992):

$$\rho_b = \Phi \rho_f + (1 - \Phi) * \rho_{ma} \dots\dots(11)$$

Para fluidos porales comunes exceptuando gas e hidrocarburos ligeros, y para los minerales de matriz comunes, la diferencia entre la densidad aparente ρ_a , leída por el registro de densidad, y la densidad de la formación ρ_b es tan poca que se desprecia.

Resolviendo para porosidad, Φ , (Bendeck, 1992):

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots(12)$$

Donde,

$$\rho_b = \rho_a \dots\dots(13)$$

Los valores de ρ_{ma} pueden ser encontrados en tablas.

Entre las correcciones necesarias para una adecuada lectura de porosidad se encuentran efecto del pozo (diámetro del hueco), efecto de los hidrocarburos presentes, lutitas y presión de compactación. Si existe hidrocarburo residual, su presencia puede afectar la lectura del perfil, si hay una saturación apreciable de gas residual se podría registrar una porosidad aparentemente alta.

Las arcillas dispersas en los espacios porales pueden tener en general densidades algo menores que intercaladas. Las densidades de las arcillas tienden a ser menores en profundidades pequeñas donde las fuerzas de compactación no son tan grandes; luego la densidad total de las lutitas se incrementa con la compactación y en áreas donde los sedimentos son relativamente recientes el incremento de la densidad de la lutita con la profundidad es aparente en los registros. (Bendeck, 1992).

1.2 MODELAMIENTO PETROFÍSICO

El desarrollo del modelo petrofísico, juega un papel importante en la caracterización de yacimientos, porque permite definir las propiedades de la roca, tales como porosidad, permeabilidad, distribución de tipos de roca de acuerdo a sus características mineralógicas y texturales saturación de agua y espesores arenosos, definir contactos de fluidos y evaluar reservas. Igualmente permite definir la distribución de los fluidos (agua, crudo y gas) en el medio poroso.

Las principales fuentes de información para el desarrollo del modelo petrofísico son los registros eléctricos de pozo, los núcleos de perforación, resultados de las pruebas de presión y las pruebas iniciales de producción. La integración de esta información permite obtener un Modelo Petrofísico confiable, y ajustado a los datos reales de campo. La Figura 10 representa un esquema del proceso de interpretación petrofísica

La primera etapa constituye la evaluación y validación de información disponible (reportes petrofísicos básicos y previos, estudios de petrología, descripción de corazones, mapas estructurales de las arenas o formaciones, geometría poral, resultados de análisis de pruebas de presión, sísmica, análisis de fluidos, estado mecánico de los pozos, historia de producción e historia de perforación de los pozos), dicha información debe corresponder al modelo integrado geológico.

Para llevar a cabo un modelamiento Petrofísico es necesario hacer la selección areal de los pozos que incluye la asimilación de respuestas y anomalías en las herramientas estableciendo criterios de selección conforme a su condición: pozos corazonados, productores o secos.

Posteriormente se preparan las curvas a utilizar que incluye las observaciones y renombre, edición -línea base-, correcciones ambientales (SP, GR, Rt NPHI) y curvas de temperatura todo esto se integra con la información de corazones, descripción y explicación a respuestas de registros (mineralogía, litología y tipo de arcillas).

Seguidamente se presenta una Metodología para el Modelamiento Petrofísico que muestra de manera general cuales son los pasos y la información tenida en cuenta para su desarrollo.

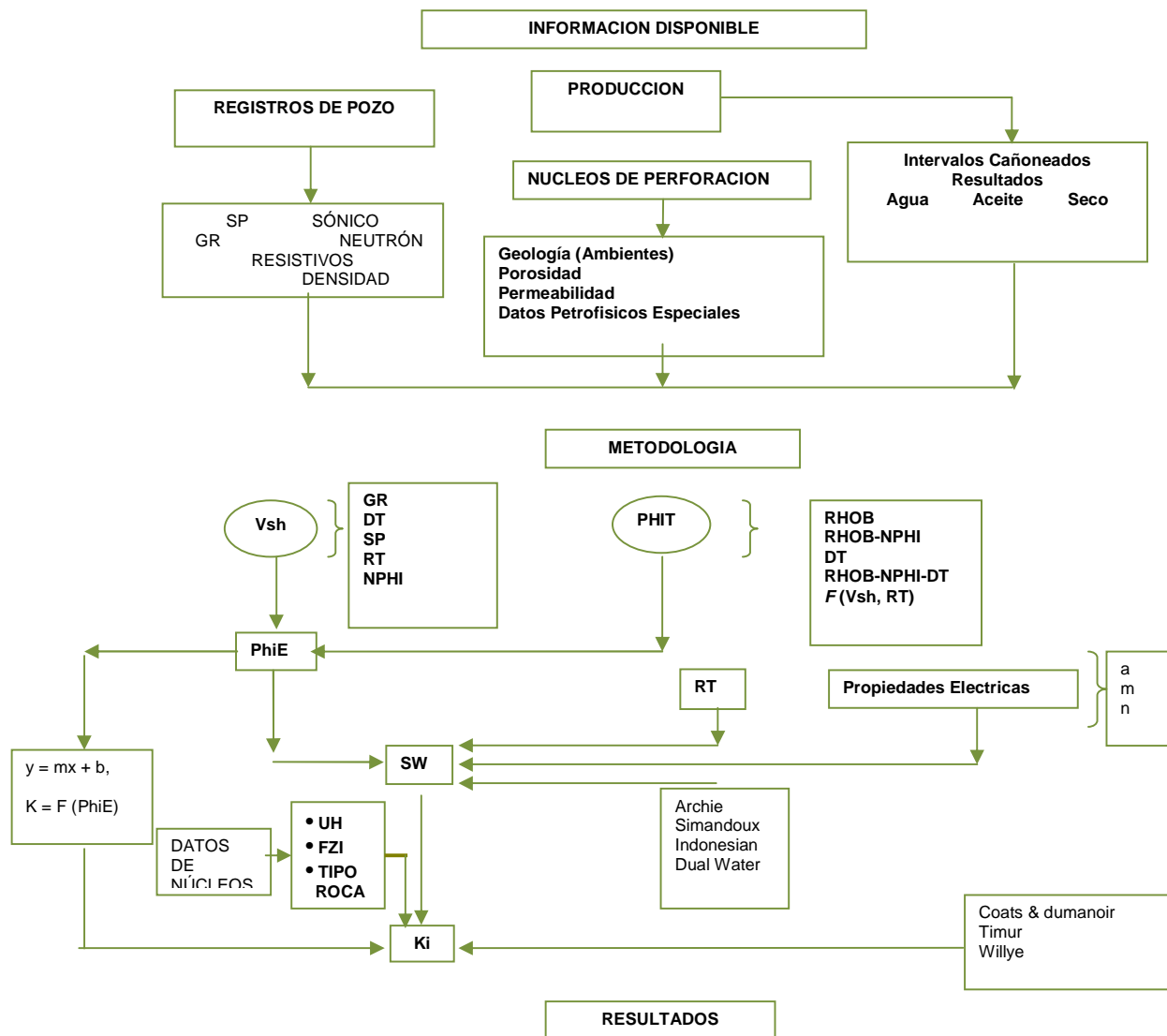


Figura 10. Metodología general para el modelamiento petrofísico

1.2.1 Metodología general para la interpretación petrofísica.

1.2.1.1 Preparación de la Información.

Recolección de información. Constituye en muchas ocasiones más de la mitad del tiempo en una interpretación. La información puede clasificarse en: información de registros eléctricos, registros gráficos compuestos, información de corazones existente, descripciones litoestratigráficas, historia de perforación, resultados de análisis de pruebas de presión, pruebas iniciales de formación, informes geológicos, entre otros.

Control de la calidad de la información. Se realiza con la finalidad de garantizar consistencia en los datos y resultados de las diferentes fuentes de información. Comparar la información de diferentes fuentes y verificar su correspondencia y calidad. En esta etapa se recomienda hacer una base de datos sencilla que incluya un inventario detallado, que permita almacenar la información.

1.2.1.2. Edición de la Información Se refiere especialmente a la edición de los registros de pozo, y encierra una serie de actividades tales como:

Unión de curvas de registros. Durante la perforación de un pozo, este es registrado varias veces, por esta razón se generan diversas versiones de una misma curva, y es necesario unirlos para generar una curva final de cada tipo de registro de pozo.

Ajustes en profundidad. Es muy frecuente encontrar desfases en profundidad entre una curva y otra, como consecuencia de varios efectos como lo son las condiciones del pozo en el momento de realizar un registro, peso de la herramienta y a que las curvas de los registros se toman en diferentes corridas.

Correcciones de anomalías. Debido a las malas condiciones del hueco y a la alta adhesión de la herramienta con la pared del pozo, es usual encontrar puntos en los cuales las respuestas del registro se salen de su comportamiento normal y forman picos anómalos, lo que causa que los modelos no funcionen acertadamente en el momento de hacer las predicciones, por esto es necesario hacer las correcciones pertinentes.

Generación de Seudo Curvas. En casos en los que los pozos presenten registros con información perdida es recomendable y necesario generar seudo curvas en estos intervalos. Para llevar a cabo esta actividad es necesario generar correlaciones multivariadas lineales o no lineales, entre las curvas existentes y la curva que se pretende reproducir.

Correcciones Ambientales. Estas correcciones mejoran la señal recibida de las herramientas. La principal fuente de generación de ruido, es el mal control del lodo en el hueco. Las curvas que requieren correcciones ambientales son la curva de densidad, gamma ray y resistividad profunda, debido a que contienen la mayor parte de la información requerida para los análisis volumétricos.

Normalización de Registros. Es aplicada para que los registros corregidos ambientalmente respondan de una manera similar en la misma litología y fluido. La necesidad de normalizar los registros incrementa con la presencia de datos antiguos de registros, campos con pocos pozos corazonados y campos con un número considerable de pozos.

1.2.1.3 Integración de la información básica y especial de cores y zonación del yacimiento por tipos de roca. La fuente de información más confiable para ajustar los modelos calculados a partir de las curvas de registros es la información de núcleos.

Recolección de información de análisis básicos y especiales de corazones.

De los análisis básicos de corazones son de gran importancia los datos de porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, densidad de grano y saturación de fluidos iniciales. De los análisis especiales de corazones, son necesarios datos de las presiones capilares, propiedades eléctricas, permeabilidades relativas, análisis de mojabilidad, fracción de arcilla, geometría poral y distribución de minerales.

Definición de tipos de roca a partir de los datos básicos de corazones. Las metodologías que existen en el mundo para caracterizar los tipos de roca o unidades petrofísicas en los intervalos, se diferencian en su formulación, pero todas buscan dividir las zonas del yacimiento en intervalos cuyas características petrofísicas sean similares, que se ven reflejadas en capacidades de almacenamiento y de flujo indicadores de porosidad y permeabilidad respectivamente.

Para la definición de unidades petrofísicas se recomienda el siguiente procedimiento:

Verificación de la consistencia y representatividad de la información de análisis básicos de corazones. Este proceso se realiza a través de una inspección visual del corazón total del pozo y la comparación de los puntos muestreados, y puede ser complementado con la descripción de la columna litoestratigráfica del corazón.

Corrección de Núcleos de Perforación. Es importante verificar las condiciones de presión y temperatura a las cuales se encuentran los datos de porosidad y permeabilidad; si estos datos están a condiciones del equipo de laboratorio CMS 300 (800 psi), se recomienda tomar unas muestras del corazón y obtener nuevos datos a diferentes presiones para definir los perfiles de porosidad y permeabilidad.

Clasificación de la información en grupos de datos de propiedades petrofísicas. Es necesario comprender las variaciones texturales y composicionales de la roca, que hace que sus propiedades petrofísicas cambien en una misma zona del yacimiento, conformando unidades de flujo, con propiedades petrofísicas muy diferentes.

Refinamiento de los tipos de roca, a partir de los datos de análisis especiales de corazones. Los comportamientos de las permeabilidades relativas, presiones capilares y propiedades eléctricas, distribución de radios de garganta de poro deben ser similares para cada uno de los tipos de roca definidos a partir de los datos petrofísicos básicos de porosidad y permeabilidad.

1.2.1.4 Integración de los datos de corazones y las respuestas de registros.

A continuación, se muestran los pasos para la generación de propiedades petrofísicas de la formación, integrando la información de corazones y registros de pozo.

Determinación de Porosidad total, volumen de arcilla y porosidad efectiva del yacimiento

Porosidad Total de la Formación. Esta porosidad se refiere a todo el espacio poroso de la formación. Se puede calcular a partir de las curvas de registros de densidad (RHOB), neutrón (NPHI), sónico (DT) y resonancia magnética; estas herramientas arrojan valores confiables de porosidad total de la formación. Una vez se hayan realizado estos cálculos, se deben tratar de ajustar a los valores de porosidad de corazones, para así seleccionar la curva de mayor correlación y poder obtener el valor de porosidad efectiva. Para realizar esta actividad, es indispensable ajustar en profundidad la información de corazones, para esto se usan las curvas de rayos gamma tomadas en la formación y en el corazón, además de esto se recomienda visualizar en forma paralela el comportamiento de

los datos de corazones y la porosidad total de registros, debido a que en ciertas formaciones no se ven muy claras las variaciones de las curvas de rayos gamma.

Determinación del Volumen de Arcilla. Para obtener la porosidad efectiva de la formación, la porosidad total que se lee en los registros debe corregirse por volumen de arcilla. Este contenido de arcilla puede obtenerse de diferentes curvas de registros, como la curva de rayos gamma, resistividad profunda, combinación de curvas de rayos neutrón y densidad, o la de resonancia magnética.

Determinación de porosidad efectiva de la formación. Este valor es el de la porosidad total de la formación corregida por el contenido de arcilla de la formación. Para hacer esta corrección, se debe conocer en que forma se encuentra la arcilla en la formación, ya que puede estar en tres formas principales: estructural, laminar y dispersa y a cada una se le realiza una corrección diferente.

Definición de Tipos de Roca y Cálculo de Permeabilidad en los Intervalos no Corazonados

Reproducción de los tipos de roca a partir de las curva de registros. Se debe tratar de reproducir los tipos de roca definidos en los datos de corazones, a partir de las curvas de registros. Según la metodología a emplear para definir las unidades hidráulicas presentes en el yacimiento, se reemplaza alguna variable ya sea FZI (Flow Zone Indicator), ó R (Radio de Garganta de Poro). La más común es la que busca calcular el FZI. Donde cada tipo de roca se representa por un FZI específico.

Modelamiento de Saturación de Agua y Aceite de la Formación

La ecuación de Archie es el método más sencillo y utilizado para determinar la saturación de agua de formación. Esta ecuación es función de la resistividad

profunda de la formación, la porosidad efectiva, los exponentes de cementación y saturación, y el factor de la formación. Estos últimos se obtienen de las pruebas de determinación de propiedades eléctricas de la roca y de los fluidos.

Para determinar la resistividad del agua de formación se recurre a análisis fisicoquímicos realizados sobre muestras de agua de formación, sin embargo en el momento en que no se cuenta con muestras tan representativas es recomendable usar el método de Pickett, que consiste en un crossplot entre la resistividad de la formación y la porosidad efectiva del yacimiento y es una representación grafica de la ecuación de Archie.

En la actualidad se cuenta con otros métodos para el cálculo de la saturación de agua como son el método doble Agua, el iterativo de Waxman y Smith, Simandoux e Indonesian

El inconveniente de estos métodos es que todos dependen directamente de parámetros de la roca difíciles de determinar, como lo son la resistividad de agua de formación y las propiedades eléctricas de la roca.

Determinación de Permeabilidad. Para el cálculo de la permeabilidad, se emplean una serie de correlaciones como son Timur, Coats & Dumarnoir, Willie & Rose, Rathio method, entre otros. Todos ellos en función de los registros resistivos, la resistividad del agua y la saturación de agua irreducible. Otra forma de calcular la permeabilidad es a partir del FZI para cada unidad hidráulica.

Validación del Modelo Utilizando datos de Producción. Después de determinar los modelos de arcillosidad, porosidad y saturación, se debe comparar estas curvas resultado con la información de producción, es decir los intervalos cañoneados productores deben corresponder con los intervalos de las curvas de mejores propiedades petrofísicas.

Extrapolación de la información de pozos calibrados con datos de núcleos de perforación al resto de pozos del campo. Una vez se han validado los modelos en los pozos con información de núcleos de perforación, es necesario reproducir dichas propiedades en la totalidad de los pozos del campo, corriendo los mismos modelos utilizados en los pozos en donde ya se validó el modelo.

1.2.1.5 Elaboración de mapas de distribución de propiedades petrofísicas.

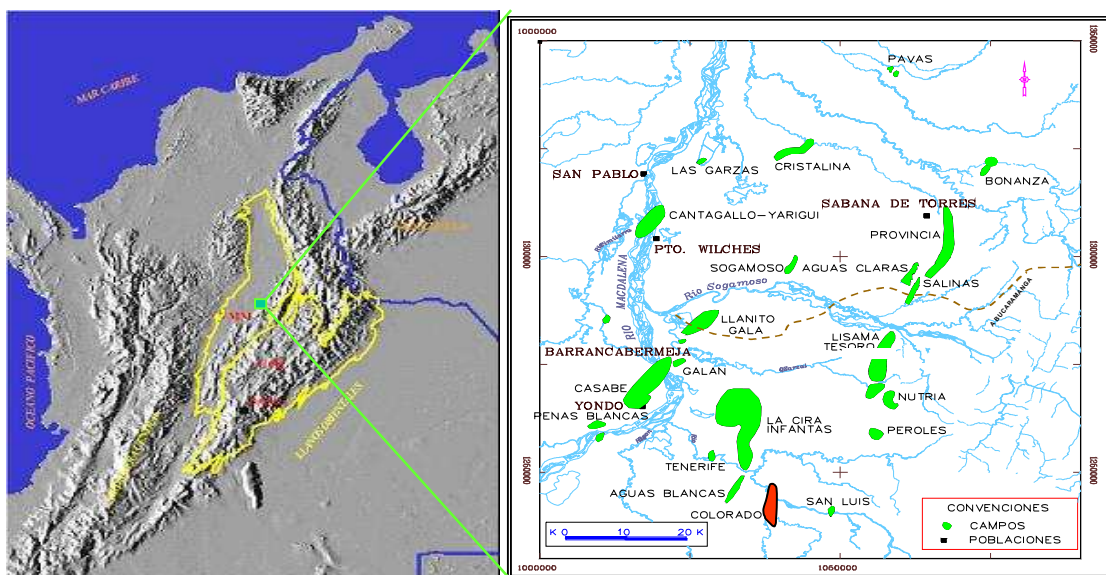
Con la elaboración de estos mapas, se consigue identificar la consistencia de la interpretación petrofísica obtenida e igualmente definir las reservas del yacimiento a partir de los cálculos volumétricos. Comprende los siguientes pasos:

- a. Obtener Valores Promedios de las Propiedades en Cada uno de los Intervalos Productores.**
- b. Generación de Mapas de Propiedades Petrofísicas.**
- c. Corrección de los Mapas.**

Calculo Volumétrico de Reservas. Con los mapas obtenidos después del paso anterior definen áreas del yacimiento y se calculan los volúmenes de hidrocarburo en el medio poroso, para esto se usan valores de espesor neto, porosidad efectiva y saturación de agua en el área definida.

2. CAMPO COLORADO, GENERALIDADES Y ANTECEDENTES

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y del sur del Campo La Cira – Infantas. Su exploración se inició en los años 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, posteriormente la Troco de 1945 a 1946 programo la perforación de 8 pozos para que en los años 1963 a 1964 Ecopetrol desarrollara completamente el Campo con la perforación de 60 pozos quedando un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción con 1771 BOPD pero declinó rápidamente hasta llegar a 467 BOPD en 1966.



Cuenca VMM – CO.
COLOMBIA

CAMPO COLORADO

Figura 11. Localización Campo Colorado. Tomado del Informe Colorado 2003, Diagnóstico y Estrategias de recobro

2.1 MODELO GEOLÓGICO

La evolución tectónica del VMM ha sido caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya subsidencia causada por tectónica de bloques está ligada a la depositación de los sedimentos pre-Cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos. (Tomado de Informe Colorado 2003)

La fase tectónica compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno. Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Una fase de compresión mayor ocurrida durante el Mioceno medio a tardío debido al levantamiento orogénico de la Cordillera Oriental provoca la deformación de los sedimentos hasta entonces depositados, formando una cadena plegada y fallada cabalgante con vergencia al occidente. (ECOPETROL-ICP, 2003).

El subsuelo del Cretáceo es cada vez más antiguo hacia el Oeste y el Cretáceo superior se restringe al Este del VMM. Sobre este subsuelo descansan discordantemente las rocas de la secuencia sedimentaria del Terciario extendida heterogéneamente por toda la cuenca del VMM, cuya base presenta una relación de “onlap” hacia el borde oeste de la cuenca. La distribución y el tipo de depósitos está fuertemente controlada por la paleo topografía que distribuye diferentes asociaciones de facies de acuerdo a su localización paleogeográfica. En los depocentros como en el área de Yariguí, Cayumba y Vijagual los ciclos estratigráficos son más espesos y contienen generalmente mayor fracción de facies arenosas de canal. Hacia los paleo altos, como La Cristalina, Cáchira

(Sogamoso) y Casabe las capas terminan en “onlap” y predominan facies finas de llanura de inundación y complejos de “crevasse splay”. (ECOPETROL-ICP, 2003).

La estratigrafía de base a techo de la secuencia terciaria del Valle Medio del Magdalena corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa. Las Zonas D y E corresponden a la *Tectonosecuencia 1* del Eoceno Superior, la cual representa la primera depositación netamente continental en la cuenca posterior al predominio marino en el Cretáceo. Las Zonas B y C corresponden a la *Tectonosecuencia 2* y la Zona A, la *Tectonosecuencia 3*.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA	
	PLIOCENO		
TERCIARIO	MIOCENO	REAL	
		COLORADO	
	OLIGOCENO	MUGROSA	
		ESMERALDAS	
	EOCENO	LA PAZ	
		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO	
	PALEOCENO	LISAMA	
CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR	
	CAMPANIANO		
	SANTONIANO		
	CONIACIANO		
	TURONIANO	LA LUNA	
	CENOMANIANO		
	ALBIANO	SIMITI	
	APTIANO	TABLAZO	
	BARREMIANO	PAJA	
		ROSABLANCA	
VALANGINIANO	TAMBOR		
JURASICO		GIRON	
PREMESOZOICO		BASAMENTO	

Figura 12. Columna estratigráfica Generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, (Tomada de ECOPETROL-ICP, 2003).

2.2 MODELO ESTRUCTURAL

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco mas extenso buza al oriente y el mas corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa Homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado.

El Anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. De sur a norte se denominan los Bloques IB, I, II, III y IV están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque IB está mas alto y el Bloque IV más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo. Ver Figura 13

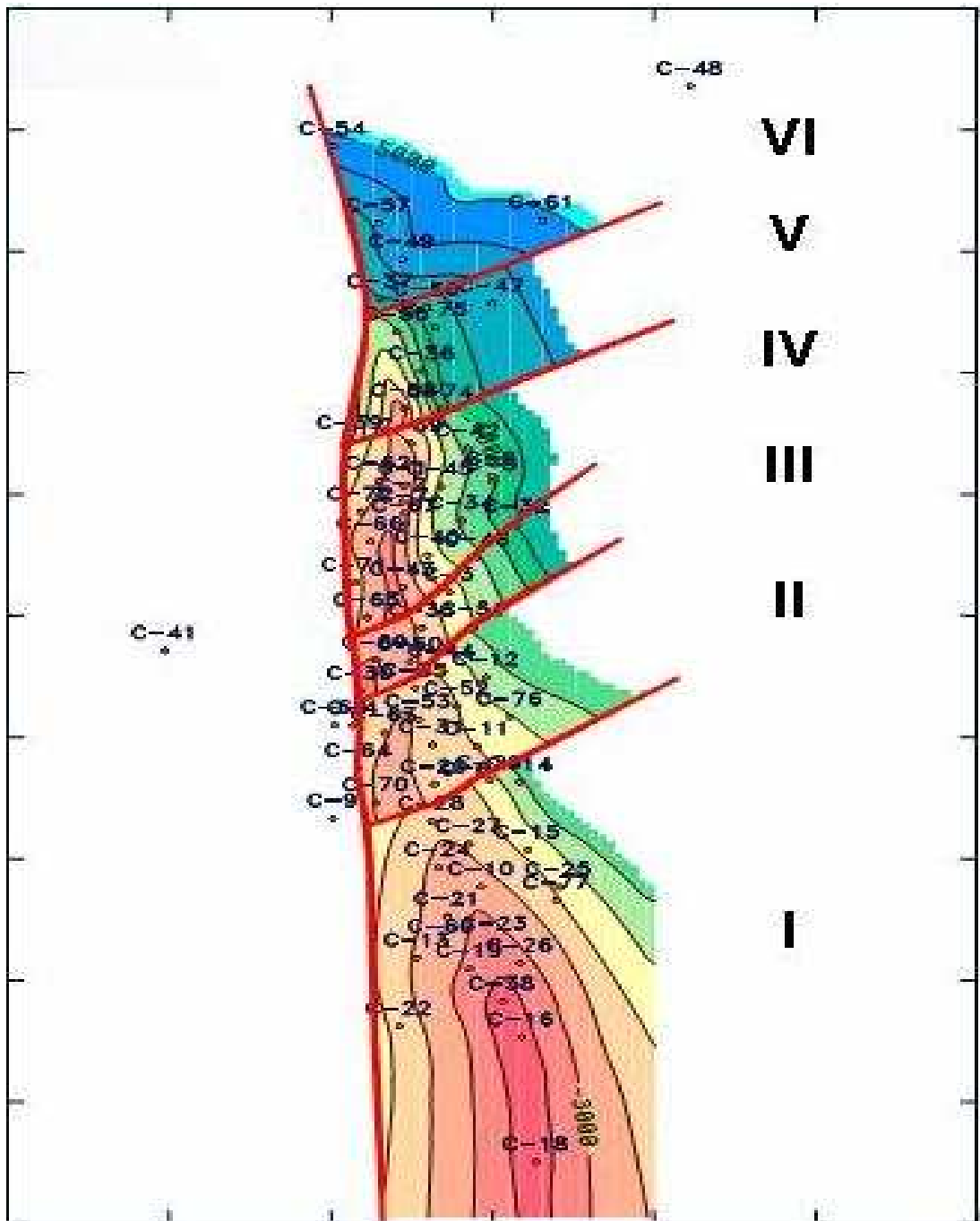


Figura 13. Mapa Estructural al tope de la Formación Mugrosa B, (Tomado de ECOPETROL-ICP, 2003)

2.3 MODELO ESTRATIGRÁFICO

De base a tope se tienen reportadas las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. De manera general, estas formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema fluvial meándrico a trenzado. Estos depósitos se desarrollaron posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la Cordillera Central al occidente y el levantamiento de la Cordillera Oriental al oriente. (ECOPETROL-ICP. 2003).

A partir de los topes de las formaciones interpretados en la correlación de registros, se generaron Mapas Isolitos preliminares con los valores de espesor aparente (GROSS) ver Figura 14, los cuales indican que las Zonas B y C (Formación Mugrosa) presentan mayor desarrollo arenoso hacia el oeste, noroeste y hacia el sur, mientras que la Zona D (Formación Esmeraldas) presenta un pobre desarrollo de arenas. (ECOPETROL-ICP. 2003).

Las electrofacies para las zonas B y C del Campo Colorado fueron analizadas cualitativamente siguiendo las zonas permeables que señala la respuesta del registro SPN (Potencial Espontáneo Normalizado), los cuales señalan cambios granulométricos generalizados para los intervalos medidos por la herramienta y que corresponden a patrones de cuerpos de arena y lodolita en ambientes fluviales.

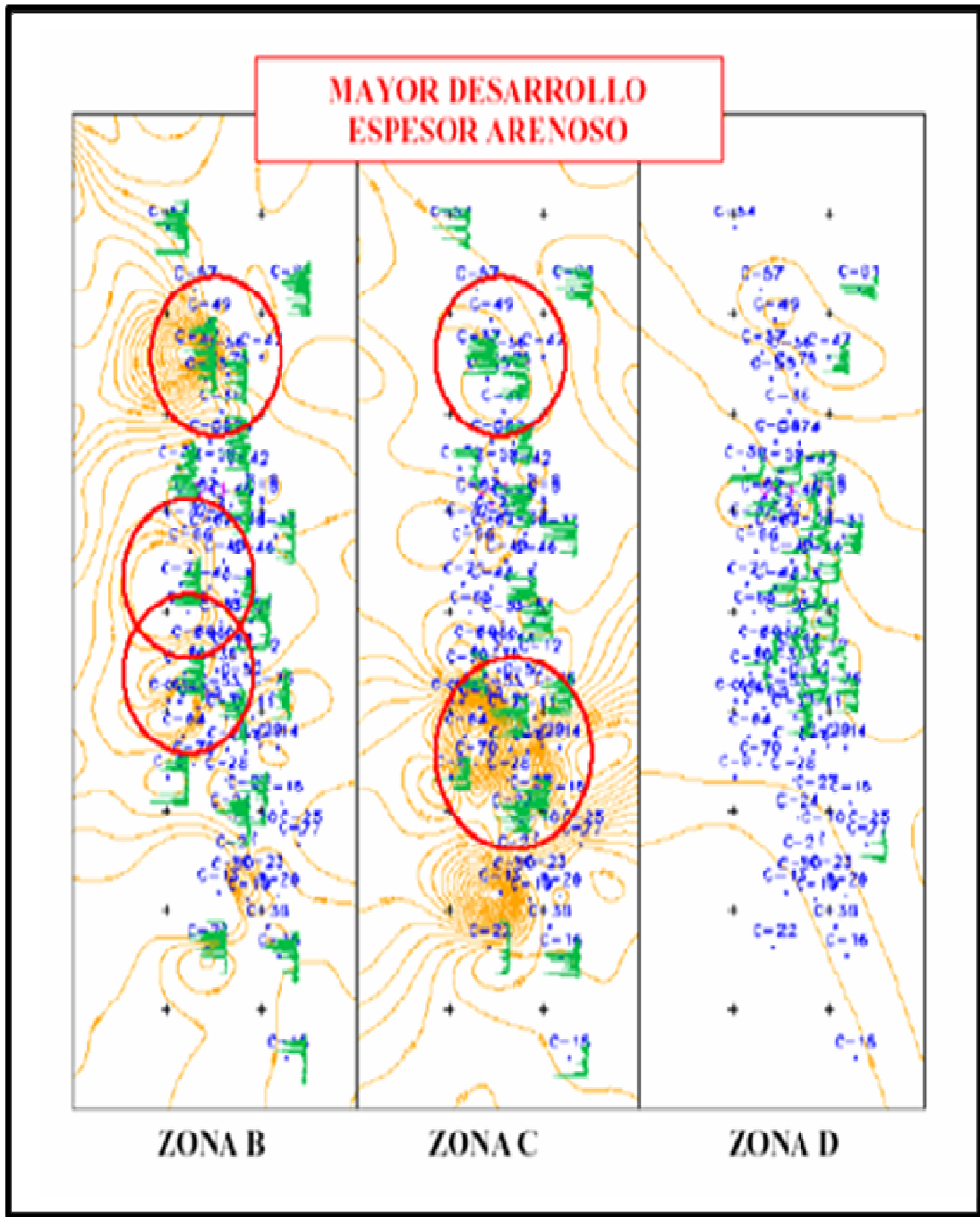


Figura 14. Mapas Isolitos, (Tomado de ECOPETROL-ICP, 2003).

En éste estudio se dividieron las Zonas B y C en cuatro unidades como resultado de correlacionar cualitativamente las electrofacies de zonas permeables indicadas por los registros SPN y micro resistivos. Para ello se hizo un trabajo combinado de la información de geología e ingeniería, teniendo en cuenta la geometría de la estructura, el contenido de arcillas calculado (V-shale), la variación vertical de ρ_{API} en las pruebas de fluidos e intervalos cañoneados y las curvas calculadas de petrofísica que serán descritas en la sección de Petrofísica y del Modelo Dinámico del Informe de Ingeniería.

Hacia el suroeste la Zona B presenta estos patrones de apilamiento ubicados en la parte superior e inferior y separados por una delgada capa de lodolita de llanura de inundación (Fp) con esporádicos cuerpos de diques naturales o “natural levée” (L), la cual desaparece para formar un solo patrón de apilamiento hacia el sector noroeste. En la Zona C se observa un solo patrón de apilamiento de cuerpos de arena ubicado hacia la parte superior.

Al correlacionar los registros de pozo con la información de producción se encontró una variación lateral de zonas permeables relacionadas a cuerpos de arenisca que no presentan buena continuidad lateral, teniendo en cuenta la complejidad estratigráfica de la sección terciaria en la Cuenca del VMM y los reportes de diferentes fluidos (aceite, gas y agua) en los intervalos probados de las Zonas B y C.

En este estudio se trabajo con los corazones de los pozos C-3, C-9, C-11, C-21 y C-30 en la Litoteca Nacional (ICP) para comparar cualitativamente la litología con la respuesta de los registros eléctricos y así establecer criterios en la determinación de unidades de interés y contactos de los fluidos al cruzar la información de producción y la interpretación estructural. Aunque las muestras preservadas no permiten una reconstrucción completa de la secuencia, se encontró una gran variedad desde areniscas de grano medio a muy fino, lodolitas

y arcillolitas limosas, las cuales se representan de manera muy general en el registro SPN.

Según el informe ECOPETROL-ICP, 2003 "Las variaciones granulométricas entre las arenas de grano muy fino a medio y las laminaciones e intercalaciones con lodolitas arenosas, lodolitas y limolitas arcillosas varicoloreadas, reflejan múltiples variaciones en el régimen de flujo que indican etapas de acreción vertical y lateral de canales hasta abandono en llanuras de inundación. Esto sugiere un sistema de ríos meándricos con corrientes en la parte final de un estado juvenil, teniendo en cuenta el dominio de granulometría fina. Se observó una composición predominante de cuarzo y biotita en los granos que conforman las areniscas, lo cual sugiere una fuente de sedimentos posiblemente de cuarzodioritas a granodioritas, aunque se requiere de mayor detalle en las descripciones".

2.4 MODELO PETROFISICO

En trabajos preliminares realizados a este campo se interpretó la estructura al tope de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) a partir de la información disponible, de esta forma se determinaron propiedades petrofísicas básicas como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos sin incluir curvas por digitalizar, correcciones por espesor de capa- y determinar de la mejor forma las resistividades del agua de formación y del filtrado del lodo; tareas recomendadas para trabajos posteriores con el fin de recalcular la petrofísica y determinar más acertadamente los intervalos candidatos a cañonear.

En el modelo desarrollado en el 2003 no se trabajaron las curvas de GR por ser en su mayoría en hueco entubado, además no se encontraba digitalizada en todos los pozos. Para el cálculo de la permeabilidad se estableció una correlación directa de porosidad y permeabilidad medida en los corazones y la saturación de

agua fue calculada a partir del método de “Resistividad de la Zona Lavada” ante la ausencia de registros de porosidad.

El registro de Potencial Espontáneo “SP” es el único registro litológico disponible en la mayoría de los pozos del campo por lo tanto sólo este fue normalizado, los registros resistivos por otra parte, los Latero-log, los SFL y los de inducción se postulan para ser corregidos por condiciones del hueco, espesor de capa e invasión de fluidos, este tipo de correcciones son más importantes de realizar en yacimientos con espesor de capas muy delgadas como es el caso de Colorado.

Es importante destacar que dentro de la interpretación petrofísica queda pendiente amarrar los resultados de las muestras de corazones con los registros eléctricos debido a las malas condiciones de los corazones existentes, por lo tanto anteriormente se realizó la correlación registros roca con un rápido análisis cualitativo de las propiedades de la roca con la respuesta de los registros en las zonas corazonadas.

El cálculo de la fracción arcillosa se realizó a partir del registro de SP normalizado para los pozos con esta curva disponible. Se debe tomar en cuenta que este registro litológico es de poca resolución vertical y no presenta buena respuesta en capas de poco espesor, haciéndola ver como capas de propiedades más bajas de lo que realmente pueden ser, sin embargo, esta curva es un buen indicador de zonas permeables e impermeables y en comparación con el GR, no se ve afectada por la radiactividad de las arcillas.

El cálculo de la saturación de agua se realizó mediante el método de resistividad de la zona lavada, pero este método es muy sensible a las variaciones de resistividad de agua de formación y del filtrado del lodo, por lo tanto se recomendó determinar los parámetros de la ecuación de Archie como lo son “a”, “m” y “n”

En el cálculo de la porosidad se empleó la ecuación de Archie, y, para el cálculo de la permeabilidad se emplearon datos de laboratorio porosidad-permeabilidad, se depuraron y correlacionaron obteniéndose una ecuación exponencial de la permeabilidad en función de la porosidad, como se muestra a continuación (ECOPETROL-ICP, 2003):

$$K = 0.0161707 * e^{0.3784659 * \Phi} \dots\dots\dots (14)$$

La resistividad del agua de formación fue determinada mediante muestras de laboratorio encontrándose la siguiente ecuación de Resistividad de Agua Vs Profundidad, (ECOPETROL-ICP, 2003):

$$\begin{aligned} \text{Resw}[] &= R_w * (\text{TR}_w + 6.77) / (\text{TEMP_FORM}[] + 6.77) \\ \text{TEMP_FORM}[] &= 0.01649 * \text{DEPTH}[] + 86.88926 \dots\dots\dots(15) \end{aligned}$$

Donde:

Resw: Resistividad del agua de formación

Rw: Resistividad del agua de formación a condiciones de laboratorio

TRw: Temperatura de la resistividad del agua de formación a condiciones de laboratorio

TEMP_FORM[]: Temperatura de la formación

Es necesario hacer una medición de la resistividad del agua en varios pozos ya que algunos de estos datos no son consistentes, lo que podría afectar la medición de la saturación de agua por el método de la “Zona lavada”

La resistividad profunda o de la zona no invadida se tomó de la curva de los registros Inducción o Laterolog. Es de notar que a estas curvas no se les realizó correcciones por espesor de capa, luego en las arenas muy delgadas no se puede apreciar la verdadera resistividad de la formación.

3. METODOLOGIA IMPLEMENTADA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA CAMPO COLORADO

El presente capítulo muestra una descripción del procedimiento seguido para la interpretación de las propiedades petrofísicas del Campo Colorado, tomando como base la metodología general para el modelamiento petrofísico.

El objetivo de este estudio es realizar una interpretación petrofísica con el fin de buscar valores promedios de permeabilidad y porosidad así, como determinar zonas de posible acumulación de hidrocarburos en los intervalos correspondientes a la formación Mugrosa y realizar la comparación directa de las zonas de interés planteadas en el estudio con las zonas cañoneadas hasta la actualidad en cada uno de los pozos analizados.

Para esto se hace necesario realizar un complemento a los estudios previos y tener en cuenta las recomendaciones planteadas para trabajos posteriores, tales como curvas por digitalizar y una forma más adecuada para determinación de resistividades del agua de formación y del filtrado del lodo.

Siguiendo una de las sugerencias del informe presentado en el año 2003 por ECOPETROL-ICP, este estudio busca realizar el amarre registro-roca, aprovechando la información de registros y corazones disponible.

3.1 RECOLECCIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

En esta etapa se recopiló toda la información existente del Campo, informes, reportes, registros en copia dura y digital, información de corazones e historia de producción, perforación y cañoneo.

Posteriormente se llevó a cabo un inventario de toda la información existente y faltante que pudiera afectar el desarrollo del estudio, con el fin de establecer los estudios pendientes y que dada su importancia se ve la necesidad de hacerlos.

El inventario correspondiente a la información de registros representa un análisis detallado, teniendo en cuenta el tipo de registro, estado de las curvas y ubicación de los pozos en el campo (bloques). Se observa que el SP se encuentra en la totalidad de los pozos, existe herramienta corta y profunda de resistividad (LN, ILD SN) y dos de ellos tienen registro de porosidad (DT). A partir de esta información se trabajó el modelo.

El modelo se realiza a todos los pozos del campo. Este estudio, muestra la metodología aplicada para 11 de los pozos, los cuales cuentan con la información necesaria para determinar las propiedades petrofísicas:

1. Intervalos corazonados en la formación Mugrosa
2. Registro litológico para todos los pozos
3. Registro de porosidad, en este caso se trabajó con el DT. El Neutrón no se tuvo en cuenta porque tiene unidades de cuentas por segundo.
4. Pozos con encabezado del registro (resistividad, temperatura y profundidad).

La Tabla 2 muestra los pozos de estudio con la información disponible, que constituye un criterio de selección para el modelamiento petrofísico.

Tabla 1. Inventario del set de registros para los pozos de estudio.

POZO	BLOQUE	REGISTROS LITOLÓGICOS			CALIPER		REGISTROS RESISTIVOS								REGISTROS DE POROSIDAD			TEMP
		SP	PEF	GR	MCAL	CAL	LN	SN	ILD	ILS	LAT	MLAT	MNOR	MINV	DT	NPHI	NEUT	
C 3	III	1		1	1		1	1			1		1	1			1	1
C 19	L	1		1			1	1			1	1	1					
C 24	L	1		1		1	1	1			1	1	1					1
C 25B	L	1					1	1			1	1	1					
C 26	L	1					1				1	1	1					
C 27	L	1		1			1	1			1			1				
C 31	LI	1		1	1		1	1			1		1	1			1	
C 35	LI	1		1	1		1	1			1		1	1			2	
C 38	L	1				1	1	1			1	1	1		1			
C 53	II	1		1	1			1	1				1	1				
C 70	LI	1				1		1	1						1			

Tabla 2. Información disponible para los pozos de estudio.

POZO	CORES	REGISTRO SONICO (DT)	ENCABEZADO
C-3	X		X
C-19	X		
C-24	X		
C-25B	X		
C-26	X		
C-27	X		
C-31			X
C-35			X
C-38		X	
C-53	X		X
C-70		X	

3.2 CONTROL DE CALIDAD DE LA INFORMACIÓN.

El control de calidad consistió en garantizar que la información digital correspondiera a las curvas en copia dura, para esto se realizó una tabla comparativa de los registros eléctricos existentes en papel con los digitalizados para cada uno de los pozos de estudio, y así se determinó posibles anomalías al visualizarlos en la herramienta software (ver tabla 3). Los registros con problemas graves fueron descartados de la interpretación.

La comparación de los registros digitalizados con los originales en papel se realizó visualmente tomando intervalos inicial, intermedio y final de cada una de las curvas, revisando que su comportamiento corresponda con el mostrado en la herramienta software.

Dado que la información de núcleos de perforación del Campo es muy escasa fue necesario realizar unas pruebas a los núcleos preservados en el ICP para los pozos: C3, C19, C25 y C27. Los resultados se encuentran en el **Anexo A** de los análisis básicos de corazones. Estas pruebas permitieron restablecer valores de permeabilidad y porosidad, y ajustar los datos a la presión de confinamiento.

Tabla 3. Comparación de los registros en papel y en digital

POZO	OBSERVACIONES	SP	RES	GR
3	Existe registro de porosidad en digital.	Ok	Ok	Ok
9	Existe registro de porosidad en digital. No existe Gamma Ray en papel ni digital.	Ok	Ok	NE
19	Existe Gamma Ray digitalizado	Ok	Ok	NR
24	Existe Gamma Ray y Caliper digitalizado y en papel. Existe registro de Temperatura en papel.	Ok	Ok	Ok
25	No existe Gamma Ray en papel ni en digital.	Ok	Ok	NE
26	No existe Gamma Ray en papel ni en digital.	Ok	Ok	NE
27	Existe Gamma Ray digitalizado y en papel.	Ok	Ok	Ok
31	Disponibles en papel y en digital	Ok	Ok	Ok
35	Disponibles en papel y en digital	Ok	Ok	Ok
38	Existe registro de porosidad en digital. No existe Gamma Ray en papel ni digital.	Ok	Ok	Ok
53	Disponibles en papel y en digital	Ok	Ok	Ok
70	Existe registro de porosidad en digital	Ok	Ok	Ok

Donde

NE No existe, ni en papel, ni digitalizado

NR No se encuentra registro en papel, pero esta digitalizado

Ok Revisado

3.3 EDICIÓN DE LA INFORMACIÓN

Luego del control de calidad, se realizó la edición pozo a pozo, corrigiendo pequeños errores de digitalización. Una vez corregidas estas anomalías, se colocó en profundidad cada uno de los perfiles de los pozos, tomando como base la curva de SP la cual se encuentra disponible en la totalidad de los pozos. Esta fase comprende además, el recorte de las terminaciones de los registros y la corrección de la permeabilidad y porosidad de los núcleos a presión de confinamiento.

Recorte de las Terminaciones de los Registros. Al desplegar las curvas en la herramienta de registros se podía observar que sus terminaciones tenían valores constantes, lo que hizo llegar a la conclusión que eran intervalos anómalos, que podrían ser consecuencia de la herramienta con las que se registró.

Inicialmente se dispuso a cortar todos los registros a una misma profundidad, pero esto no pudo ser posible debido a que no todas las curvas comienzan un comportamiento constante a la misma profundidad y esto podría causar la remoción de intervalos de curvas con posible información, por esta razón, esta tarea tuvo que hacerse de forma manual y para cada pozo. Se realizó de la siguiente manera:

1. Se identificó desde qué profundidad la curva comienza a tener un valor constante.
2. Se recurre a la opción Null Interval de la herramienta de registros, para hacer manualmente la remoción del intervalo
3. Realizar los pasos anteriores para todas las curvas disponibles en el pozo.

En las Figuras 15 se muestra las curvas para el pozo Colorado 3 antes y después de ser recortada.

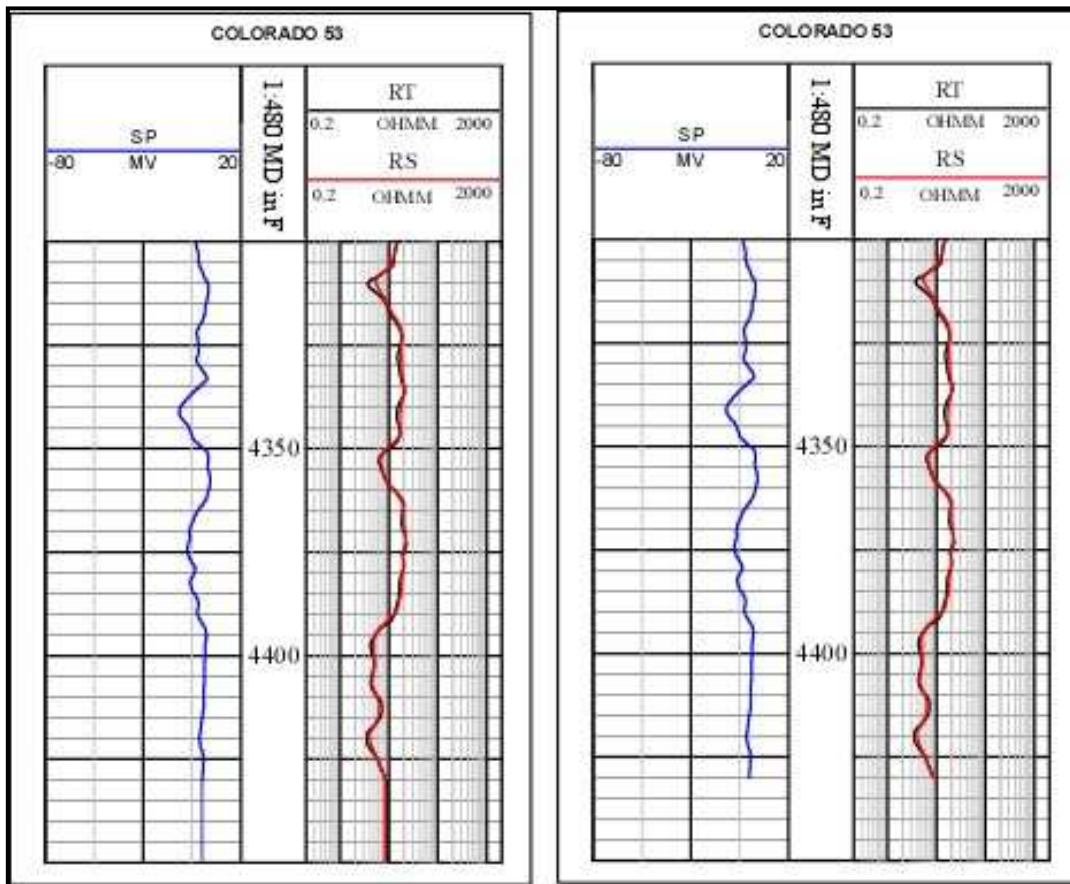


Figura 15. Curvas del pozo Colorado 3 antes recortar terminaciones.

Corrección de porosidad y permeabilidad a presión de confinamiento. Se conoce que la presión de confinamiento es la diferencia entre la presión litostática (o de carga de la roca) y la presión de fluidos (en poros y rocas), agua y aceite. Las Propiedades petrofísicas básicas a partir de cores, fueron obtenidas a condiciones hidrostáticas de laboratorio (Φ y K @ Presiones de 800, 1100, 1300 y 1400 psi) y en algunos casos se desconoce; por esto, fue necesario llevarlas a la

presión del yacimiento, con el fin de ajustar los valores de porosidad y permeabilidad a las condiciones que fueron tomadas en profundidad.

A partir de datos de propiedades petrofísicas básicas de porosidad y permeabilidad medidas a condiciones de laboratorio, se utiliza el modelo de ajuste de Jones a presión de confinamiento en las muestras de cada uno de los pozos corazonados.

Para cada muestra se determina el valor de presión neta de confinamiento (P_H ó PNC) en función de la profundidad y del sistema de medición empleado, que se supone utiliza una celda a condiciones de presión hidrostática, es decir con igual presión en todas las direcciones, radial y axial.

$$P_H = 0.315 * D \dots\dots\dots (16)$$

Siendo D , la profundidad de interés.

La presión hidrostática, P_H es la resultante de sumar esfuerzos netos en todas las direcciones.

$$P_H = \frac{(P_v + 2P_h)}{3} \dots\dots\dots (17)$$

Siendo la Presión neta de sobrecarga vertical P_v , calculada como,

$$P_v = D * (\sigma_L - \sigma_h) \dots\dots\dots(18)$$

En donde el gradiente Litostático, se define como

$$\sigma_L \cong 1.0 \text{ psi/ pie} \dots\dots\dots(19)$$

y el gradiente hidrostático,

$$\sigma_h \cong 0.433 \text{ psi / pie} \dots\dots\dots(20)$$

Igualmente la presión de sobrecarga horizontal, P_h se relaciona con la presión de sobrecarga vertical en función del factor de Poisson, que para este caso se supone igual 0.25.

$$P_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) * P_v \dots\dots\dots (21)$$

Al reemplazar las ecuaciones (19) y (20) en (18), se obtiene que la presión de sobrecarga neta de confinamiento definida por la ecuación (16).

El modelo matemático de Jones utilizado, para volumen poroso V_{pcorr} es:

$$V_{pcorr} = \left(\frac{V_o * \exp\left(a_v * \left(\exp\left(\frac{P_H}{\sigma} \right) - 1 \right) \right)}{(1 + C * P_H)} \right) \dots\dots\dots (22)$$

y para permeabilidad K_c es:

$$K_c = \left(\frac{K_o * \exp\left(a_k * \left(\exp\left(\frac{P_H}{\sigma} \right) - 1 \right) \right)}{(1 + C * P_H)} \right) \dots\dots\dots (23)$$

En donde,

$$V_o = V_p * (1 + C * P_l) * \exp\left(a_v * \left(1 - \exp\left(\frac{-P_l}{\sigma}\right)\right)\right) \dots\dots\dots (24)$$

$V_p \approx$ Volumen poroso a condiciones de laboratorio

$C \approx$ Factor de compresibilidad de la formación. $C = 3E - 006$

$\sigma \approx$ Máximo esfuerzo de sobrecarga soportado por la muestra durante su historia de depositación. $\sigma = 3000 \text{ psi}$

$P_l \approx$ Presión a condiciones de laboratorio

$$a_v = \frac{0.013 * V_T}{V_p} \dots\dots\dots (25)$$

$V_T \approx$ Volumen total de la muestra

Por otra parte;

$$K_o = K_{air} * (1 + C * P_l) * \exp\left(a_k * \left(1 - \exp\left(\frac{-P_l}{\sigma}\right)\right)\right) \dots\dots\dots (26)$$

$K_{air} \approx$ Permeabilidad al aire (ó Klinkenberg dependiendo de cual se desee trabajar)

$$a_k = \exp(-0.2 - 0.6 * \ln(K_{air}) + 0.13 * \ln(K_{air}) * \text{abs}(\ln(K_{air}))) \dots\dots\dots (27)$$

Se considera que las mediciones de pruebas de laboratorio se hicieron bajo el mismo esquema utilizando el mismo tipo de tecnología de medición, sometiendo las muestras a una presión de confinamiento hidrostática, que es muy similar a las mediciones de tipo triaxial como lo indica la Figura 15, y partiendo de que no existe fracturamiento en las muestras, esto haría que el factor de compresibilidad cambiara y que los datos de permeabilidad fueran alterados.

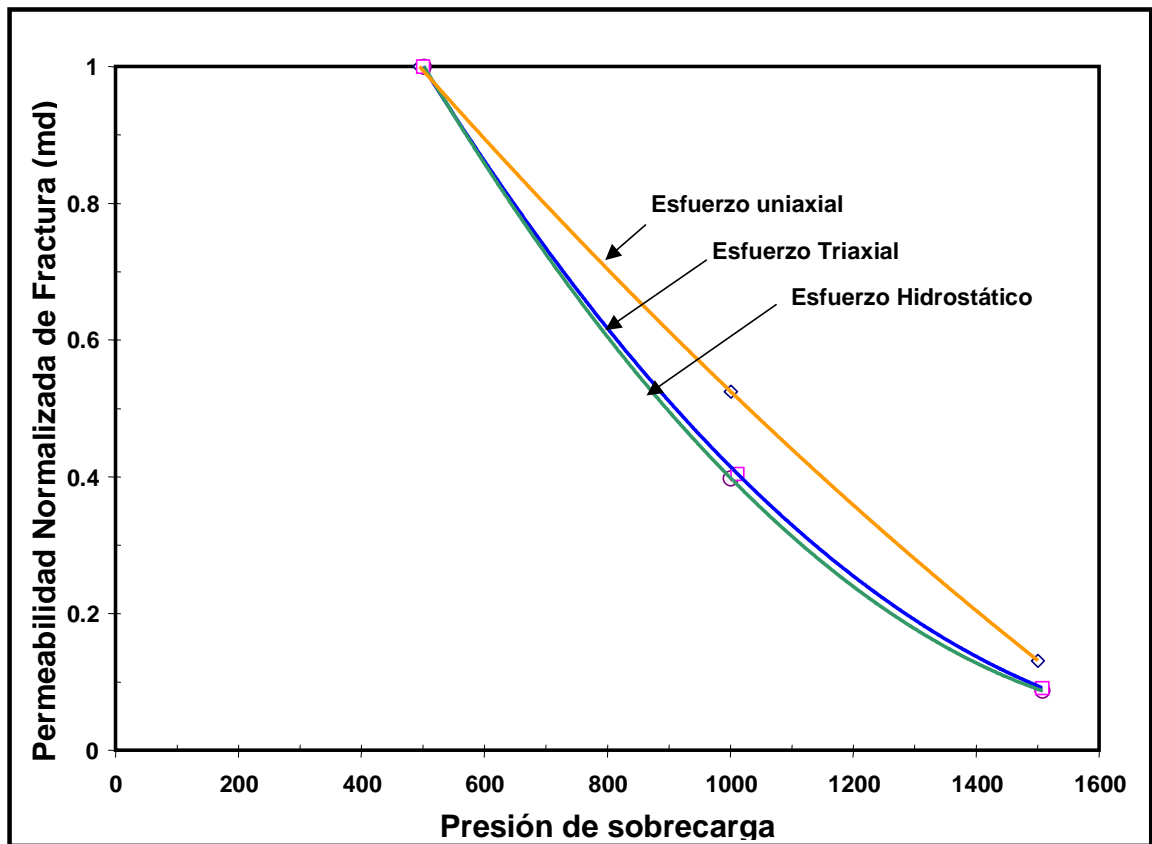


Figura 16. Sistema de Mediciones de Tipo Triaxial. (Modificado de Jones, 1988).

3.4 TRAZADO DE LÍNEA BASE.

La curva de potencial espontáneo se encuentra disponible en la mayoría de los pozos. A dichas curvas se les trazó la línea base de lutitas, con el fin de corregir el efecto de deriva, lo que permite que todos los pozos estén a una referencia conocida, utilizando la herramienta de registros.

3.5 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA “VSH”

El cálculo de la fracción de arcilla se realizó a partir del perfil de Potencial Espontáneo (SP), presente en todos los pozos, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$ISHSP = \frac{SPC - SPCcl}{SPCsh - SPCcl} \dots\dots\dots(28)$$

$$VSH = 0.083 * (2.0^{(3.7*ISHSP)} - 1) \dots\dots\dots(29)$$

Donde:

ISH: Índice de arcillosidad, V/V

SPCcl: Valor del SP Corregido en Arenas, MV

SPCsh: Valor del SP Corregido en Arcillas, MV

VSH: Fracción de Arcilla, V/V

Los cut-off para el cálculo del Vsh, empleando una de las opciones de la herramienta software de registros se presentan en la Tabla 4. El criterio para la selección de los cutt-off se estableció, realizando una estadística para cada pozo en donde los valores mínimo y máximo de SP corresponden a la arena mas limpia encontrada y al valor de shale respectivamente.

Tabla 4. Cutt-off para el cálculo del Vsh

POZO	FORMACIÓN	SP cl	SP sh
Colorado 3	Mugrosa B	-28	-5
Colorado 3	Mugrosa C	-48	1
Colorado 19	Mugrosa B	-45.2	5.5
Colorado 19	Mugrosa C	-36.4	3
Colorado 24	Mugrosa B	-44	5

Colorado 24	Mugrosa C	-43	5
Colorado 25B	Mugrosa B	-41	6.8
Colorado 26	Mugrosa B	-38.3	3.8
Colorado 26	Mugrosa C	-52.4	-1.6
Colorado 27	Mugrosa B	-32.3	1.6
Colorado 27	Mugrosa C	-58	8.2
Colorado 31	Mugrosa B	-42.9	3
Colorado 31	Mugrosa C	-50.8	-10
Colorado 35	Mugrosa B	-40.3	5.9
Colorado 35	Mugrosa C	-38.3	6
Colorado 38	Mugrosa B	-35.1	2.1
Colorado 38	Mugrosa C	-52	-6.8
Colorado 53	Mugrosa B	-16	0
Colorado 53	Mugrosa C	-25	12
Colorado 70	Mugrosa B	-11	10
Colorado 70	Mugrosa C	-10	10

3.6 CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA.

Existen varios métodos para el Cálculo del R_w . Puede ser calculado u obtenido a partir de:

1. Registro SP
2. Método del R_{wa}
3. Método del Crossplot (Pickett)
4. Análisis químico de muestras de agua de Formación

Para el caso del Campo Colorado, se descartó la posibilidad de hallar el R_w a partir de la curva SP, debido a que los requisitos para utilizar este método no se cumplen. Para calcular R_w a partir del SP es necesario conocer que la arena es limpia, de gran espesor y contenida de agua.

De la misma forma se descartó la posibilidad de utilizar el método de resistividad aparente, debido a que este método ajusta con los datos de producción, pero enmascara zonas con buenas propiedades que no han sido probadas.

Como no se dispone de datos de salinidades del agua de formación, se recomienda realizar un muestre del agua de formación para hacer su respectivo análisis químico para estudios posteriores.

Por esta razón el método utilizado fue el Gráfico de Pickett, que en otras palabras corresponde a un crossplot de la ecuación de Archie.

3.6.1 RW a partir del gráfico de Pickett. El gráfico de Pickett está basado en el logaritmo de la ecuación de Archie. Los puntos de saturación constante son graficados en una línea recta con pendiente negativa. Las zonas de agua, son definidas en las líneas más bajas de la gráfica. La resistividad del agua R_w de los puntos, se ubica sobre la línea de $Sw=1$. Una vez la línea de agua es establecida, otras líneas paralelas pueden ser dibujadas para diferentes Sw . (Pickett, 1977)

Debido a que no existen análisis especiales, no fue posible calcular los parámetros “a”, “m” y “n” con datos de laboratorio, por esto, fue necesario observar el comportamiento de estos parámetros en campos del Valle Medio del Magdalena, los valores del exponente de cementación, saturación y del factor de formación y tomar dichos valores para los cálculos: $a=0.8$, $m=1.7$ y $n=2$, (LITHOIL, 2007).

Los gráficos de Pickett muestran el valor de R_w sobre la carta de agua, que se ubicó de acuerdo a los datos de producción, obtenidos a partir de los resúmenes de pozo. La línea de 100% S_w no fue ubicada donde existía producción de agua, porque anulaba intervalos productores de aceite. Esto se muestra en la figura 16 para el Pozo Colorado 38. A continuación se muestran las gráficas obtenidas para algunos de los pozos de los tres bloques, para la formación Mugrosa B y C donde se puede observar el valor de R_w tomado.

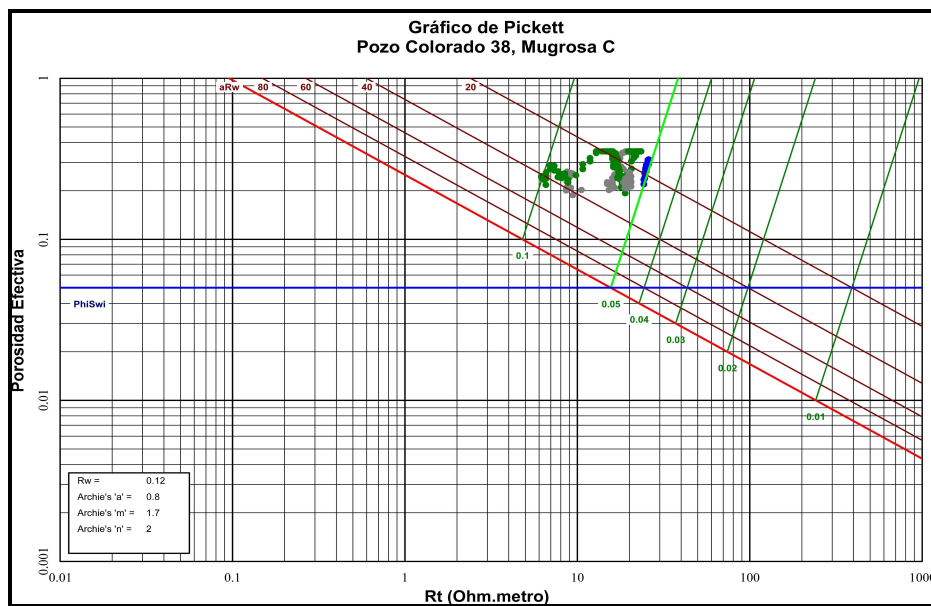


Figura 17. Gráfico de Pickett Colorado 38, Mugrosa C. (Modificado de Schlumberger, Log Interpretation Charts, 1988)

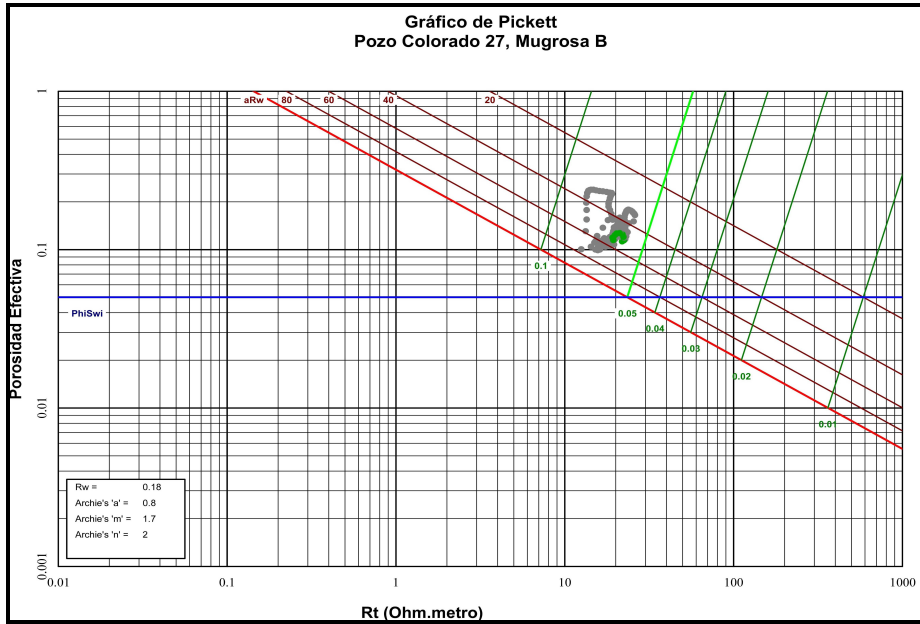


Figura 18. Gráfico de Pickett Colorado 27, Mugrosa B. (Modificado de Schlumberger, Log Interpretation Charts, 1988)

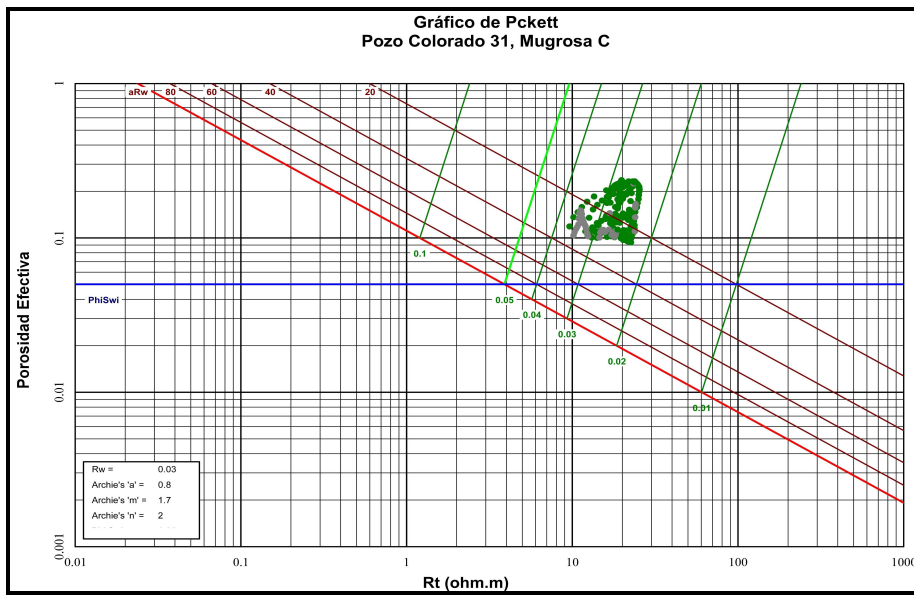


Figura 19. Gráfico de Pickett Colorado 31, Mugrosa C. (Modificado de Schlumberger, Log Interpretation Charts, 1988)

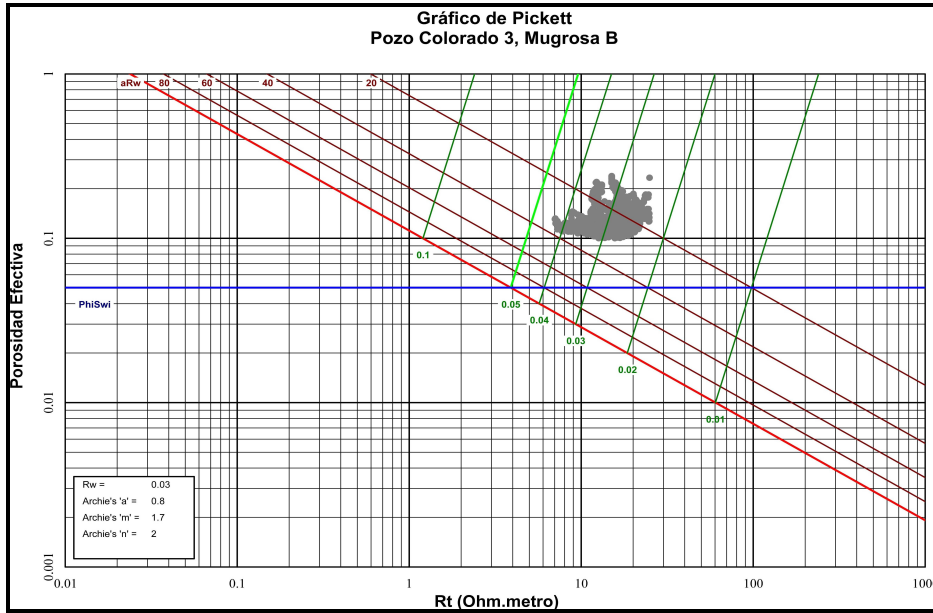


Figura 20. Gráfico de Pickett Colorado 3, Mugrosa B. (Modificado de Schlumberger, Log Interpretation Charts, 1988)

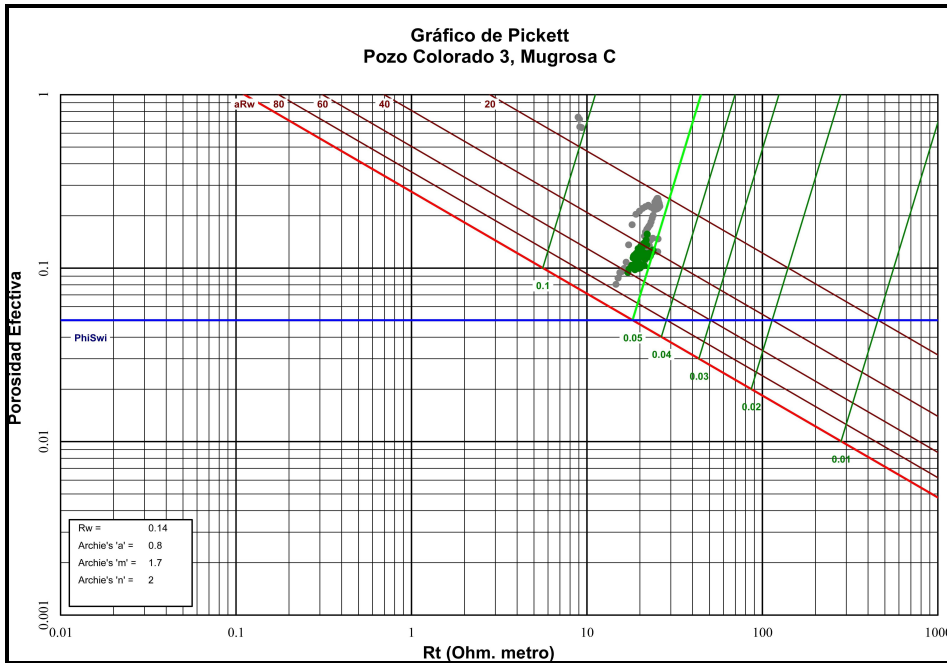


Figura 21. Gráfico de Pickett Colorado 3, Mugrosa C. (Modificado de Schlumberger, Log Interpretation Charts, 1988).

A partir de los gráficos, y tras una dispendiosa comparación, los valores de R_w a 75°F para los bloques de estudio fueron:

Tabla 5. Resultados del R_w por bloque

POZO	FORMACION	BLOQUE I	BLOQUE II	BLOQUE III
COLORADO 19	Mugrosa B	0.17		
	Mugrosa C	0.14		
COLORADO 24	Mugrosa B	0.19		
	Mugrosa C	0.11		
COLORADO 25	Mugrosa B	0.16		
	Mugrosa C	0.13		
COLORADO 26	Mugrosa B	0.2		
	Mugrosa C	0.12		
COLORADO 27	Mugrosa B	0.18		
	Mugrosa C	0.10		
COLORADO 38	Mugrosa B	0.19		
	Mugrosa C	0.13		
COLORADO 31	Mugrosa B		0.03	
	Mugrosa C		0.15	
COLORADO 35	Mugrosa B		0.02	
	Mugrosa C		0.14	
COLORADO 53	Mugrosa B		0.025	
	Mugrosa C		0.12	
COLORADO 70	Mugrosa B		0.035	
	Mugrosa C		0.15	
COLORADO 3	Mugrosa B			0.03
	Mugrosa C			0.14

Los Rw promedio empleados para cada formación por bloque se presentan a continuación en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Rw promedio empleado para cada formación

FORMACIÓN	BLOQUE I		BLOQUE II		BLOQUE III	
	Rw @ 75	Salinidad	Rw @ 75	Salinidad	Rw @ 75	Salinidad
Mugrosa B	0.18	34800 ppm NaCl	0.03	240000 ppm NaCl	0.03	240000 ppm NaCl
Mugrosa C	0.12	53500 ppm NaCl	0.14	46000 ppm NaCl	0.14	46000 ppm NaCl

Inicialmente, se hizo una comparación por las unidades Mugrosa B1, B2, C1 y C2, observándose que si se trabajaba de esta forma, se le daría más rango de propiedades a una arena en particular. Además, al analizar el comportamiento del Rw por bloques se encontraron valores muy similares entre las formaciones B1 y B2 y de la misma manera para C1 y C2. Por esto, el modelo petrofísico fue aplicado a la formación Mugrosa B y C.

Una vez definido el Rw para el campo, se encontraron cambios apreciables, entre las formaciones B y C con lo que se deduce que existen drásticos cambios de salinidad en toda la formación.

Cabe mencionar, que Pickett fue el único método usado para determinar el Rw. Con el fin de tener un comparativo, se realizó una estadística de pozos cercanos que pertenecieran al Valle Medio del Magdalena, encontrándose un valor promedio de 0.2 a75^aF. (LITHoil, 2007).

Tabla 7. Rw para campos aledaños a Colorado, (LITHoil, 2007)

Campo	Rw @ 75°F
Caipal	0.1889
La Ceiba	0.2273
Bronce	0.249
Palagua	0.2
Pavas	0.214

Con el fin de obtener valores más precisos de Rw y conocer la composición del yacimiento, se recomienda realizar un análisis químico de las aguas de formación, observando que sean satisfactorias y que correspondan a una profundidad en particular. Además, para comprender a fondo la estructura del yacimiento, sería necesario desarrollar una estratigrafía de alta resolución, esto con el fin, de correlacionar cuerpos arenosos y determinar contactos agua-aceite.

3.7 CÁLCULO DE LA POROSIDAD EFECTIVA

Para el calculo de la porosidad se utilizó el registro Sónico (DT), disponible en los pozos Colorado 38 y 70. Con esta curva se determino la porosidad aparente, de la siguiente forma:

$$PHIT = \frac{DT - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}} \dots\dots(30)$$

Donde:

DT = Valor de la curva en una profundidad en particular

DT_{ma} = Valor de la curva en la matriz

DT_f = Densidad del fluido

Una vez calculada la porosidad aparente PHIT, el siguiente parámetro a calcular es el de porosidad efectiva PHIE, la cual presenta la porosidad determinada sin el efecto de las arcillas. Dicho cálculo se hace mediante la siguiente expresión:

$$PHIE = PHIT * (1-Vsh).....(31)$$

Donde

PHIE = Curva de Porosidad efectiva determinada del registro sísmico.

Vsh = Curva de Volumen de Shale calculada

Debido a que únicamente existen curvas de porosidad a partir del registro sísmico para los pozos colorado 38 y 70, fue necesario reproducir esta curva, entrenando una red neuronal alimentada con las curvas de Vsh, RT y PhiE. Este procedimiento se explica en el capítulo 4.

3.8 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA

Se determino la saturación de agua empleando los diferentes modelos: Archie, doble agua, Ratio Method y Simandoux.

ARCHIE

$$S_w = \left[\frac{a * R_w}{\Phi^m * R_t} \right]^{1/n}(32)$$

Sw = Saturación de agua V/V

n = Exponente de saturación

φ = Porosidad

m = exponente de cementación

a = Factor de formación

Rw = Resistividad del agua ohmm

Rt = Resistividad de la roca a Sw ohmm

DOBLE AGUA

$$S_{wDA} = \sqrt[n]{\frac{DRWO}{R_t}} \dots\dots(33)$$

Si $R_{wb} \geq R_w$ luego

$$DWRO = \frac{a}{\phi^m} * \left(\frac{R_w * R_{wb}}{R_w * V_{sh} + R_{wb} * (1 - V_{sh})} \right) \dots\dots(34)$$

Donde:

SwDa: Saturación de agua por doble agua, V/V

Rw: Resistividad del agua de formación, ohmm

Rwb: Resistividad del agua "Bound", ohmm

Rt: Resistividad verdadera de la formación, ohmm

Vsh: Fracción de arcilla

Φ : Porosidad efectiva, V/V

a: Factor de tortuosidad, 1

m: Exponente de cementación

n: Exponente de saturación

El modelo de doble agua fue aplicado, pero fue descartado, debido a que los valores arrojados de saturación de agua comparados con los otros modelos fueron casi 20% superiores, es decir consideraba arenas bastante limpias, lo que lo hacía un método bastante optimista.

RATHIO METHOD

$$S_{wr} = \left[\frac{R_{xo} / R_t}{R_{mf} / R_w} \right]^{0.625} \dots\dots(35)$$

Swr: Saturación de agua por Rathio Method de la zona invadida V/V

Rt: Resistividad verdadera ohmm

Rxo: Resistividad de la zona invadida. ohmm

Rw: Resistividad del agua de formación ohmm

El método de Rathio Method se aplicó pero fue descartado, debido a que únicamente cuatro pozos Colorado 3, 31, 35 y 53 cuentan con encabezados del ambiente de perforación (resistividad del agua (Rw) y resistividad del filtrado de lodo (Rmf) a sus respectivas temperaturas). Sin embargo, la curva de Sw obtenida para estos pozos fue bastante útil en el momento de compararla con los resultados producidos por los demás métodos, ya que sirvió como un estimativo de la tendencia de la curva.

SIMANDOUX

$$S_w = \frac{a * R_w * T_{sh}^{1/n}}{2\phi^m} * \left[-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \left[\left[\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]^2 + \left[\frac{4\phi^m}{a * R_t * R_w * T_{sh}} \right] \right]^{1/n} \right] \dots\dots(36)$$

donde Tsh = 1- Vsh

Tsh es el total de arcilla para Simandoux

Rsh: Resistividad de la arcilla

Vsh: Volumen de shale

a: Factor de tortuosidad, 1

m: Exponente de cementación

n: Exponente de saturación

Después de correr el modelo de Simandoux se observó que el parámetro de arcillosidad contemplado en la ecuación, era muy bajo, haciendo a la ecuación muy similar a la de Archie.

En la Figura 22, se puede observar el control de calidad realizado a las curvas de S_w producidas por medio del modelo de Archie (curva roja), con la S_w obtenida por el Ratio Method (curva azul). Se puede ver que las dos curvas tienen un comportamiento similar, lo que indica que se está aproximando a una tendencia particular.

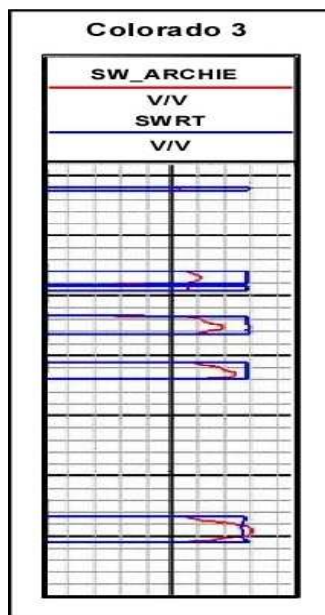


Figura 22. Comparación S_w por el Ratio Method con S_w por Archie

Como ya se han mencionado razones por las cuales se descartan los modelos de Simandoux, Doble Agua y Ratio Method, se puede deducir que el seleccionado es Archie ya que representa de mejor manera el comportamiento real de la Saturación de agua en el yacimiento.

3.9 CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD

El cálculo de la permeabilidad se hizo utilizando las formulaciones de Willie and Rose, Coates and Dumanoir y a partir de las unidades hidráulicas como se describe a continuación, (Coates, 1982):

WILLIE AND ROSE

$$K = \left(250 * \phi^3 * Swirr \right)^2 \dots\dots\dots(37)$$

Donde:

K: Permeabilidad, md

Φ : Porosidad efectiva, V/V

Swirr: Saturación de agua irreducible, V/V

COATES AND DUMANOIR

$$c = 23 + 45 \rho h - (188 \rho h^2) \dots\dots\dots(38)$$

$$w^2 = (3.75 - \phi) + \left[\frac{\text{Log}(Rw / Rt) + 2.2}{2.0} \right]^2 \dots\dots\dots(39)$$

$$K = \left[\frac{c * \phi^{2w}}{w^4 * (Rw / Rt)} \right]^2 \dots\dots\dots(40)$$

Donde:

K = Permeabilidad en mds

Φ = Porosidad expresada en fracción

Rt = Resistividad profunda en ohm-m

C = Constante de Coats Dumanoir

w = Constante de Coats Dumanoir

R_w = Resistividad del agua de formación en ohm-m

Suposiciones

1. $F = a / \phi^{-m}$ donde $a = 1$.
2. Un parámetro textural, w es adoptado para los exponentes de saturación, n y de cementación, m . De tal forma que $w=m=n$.

Luego de analizar los diferentes modelos de Willie & Rose y Coats & Dumanoir, para el cálculo de la permeabilidad, se llegó a la conclusión que el más adecuado para usar en el modelamiento petrofísico del campo Colorado fue el de Coats-Dumanoir.

3.10 DETERMINACION DE TIPOS DE ROCA

La determinación de tipos de roca se hizo para el campo, utilizando el Método de Winland R35 . Winland correlaciona la porosidad, permeabilidad y el radio de garganta de poro correspondiente para varias saturaciones de mercurio, encontrando que al 35% arrojaba la mejor correlación. El radio de garganta de poro R35 es una función del tamaño y el sorting de la garganta de poro.

El método de R35 puede ser usado como una herramienta para asignar tipos de roca, y permite determinar cut-off de net pay para excluir porosidades y permeabilidades muy bajas. Windland desarrollo la siguiente ecuación empírica, donde:

$$\log R35 = 0.732 + 0.588 \log K_{air} - 0.864 \log \phi_{core} \dots\dots(41)$$

R35 : Corresponde al 35% de saturación de mercurio en una prueba de un porosímetro de mercurio

K_{air} : Permeabilidad al aire a condiciones de ambiente (md)

ϕ : Porosidad (%)

Con los datos de corazonas de porosidad y permeabilidad al aire para los pozos C3, C19, C24, C25, C26, C27 y C53, y con R35 de 0.1, 0.5, 2, 5, 10, 20, 40, 60, 90 y 120 micrones, se grafico permeabilidad vs porosidad determinándose 4 tipos de roca presentes:

- Tipo I: Tamaño de radio de poro entre 2 y 10 micrones
- Tipo II: Tamaño de radio de poro entre 0.5 y 2 micrones
- Tipo III: Tamaño de radio de poro entre 0.2 y 0.5 micrones
- Tipo IV: Tamaño de radio de poro < 0.2 micrones

La Figura 23 muestra los cuatro tipos de roca presentes, según datos de corazonas, encerrados en un ovalo, observándose que al tipo de roca IV corresponde a una roca con valores muy bajos de porosidad y permeabilidad ($K < 0.01$ y $\Phi < 0.05$).

Esta clasificación por tipos de roca permite observar su distribución de acuerdo, al radio de garganta de poro y las características de flujo del yacimiento. Los tipos de roca pueden ser responsables de la evaluación de una formación: saturación de agua irreducible, tasa de producción inicial, del perfil de presión capilar PC, entre otros. Es por esto que de acuerdo al tipo de roca se analizó la producción de los intervalos cañoneados como se muestra en el grafico de la **Figura 23**. Esta figura muestra que para el tipo de roca IV no hay producción de hidrocarburo, es decir, no hay desarrollo del yacimiento, ya que corresponde a un paquete de arcillas no productoras.

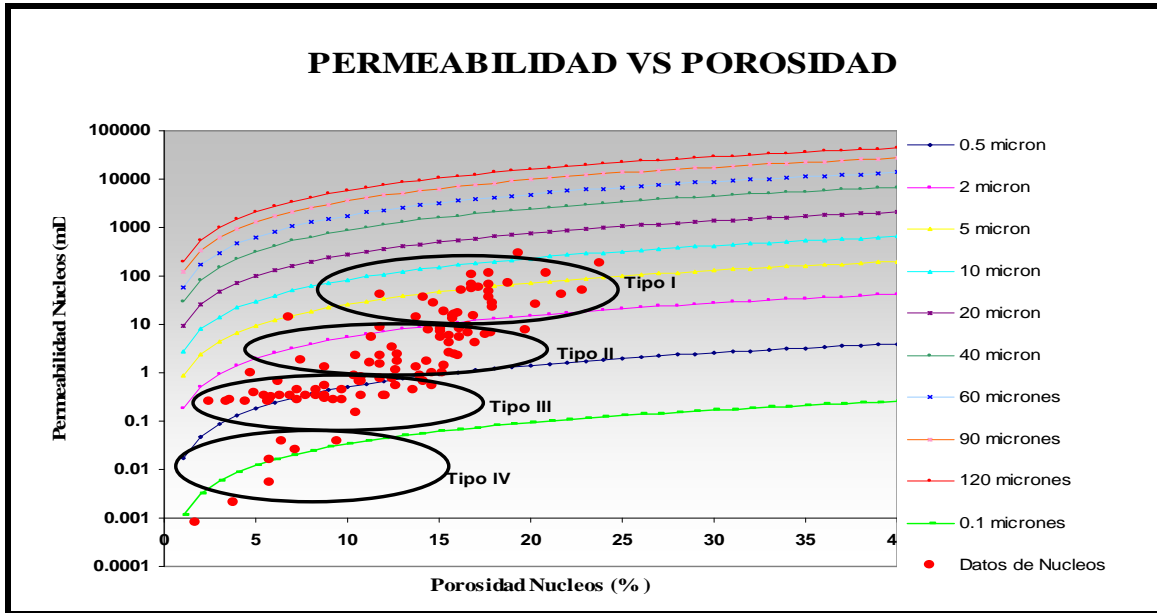


Figura 23. Clasificación de tipos de roca, Colorado, Mugrosa B y C

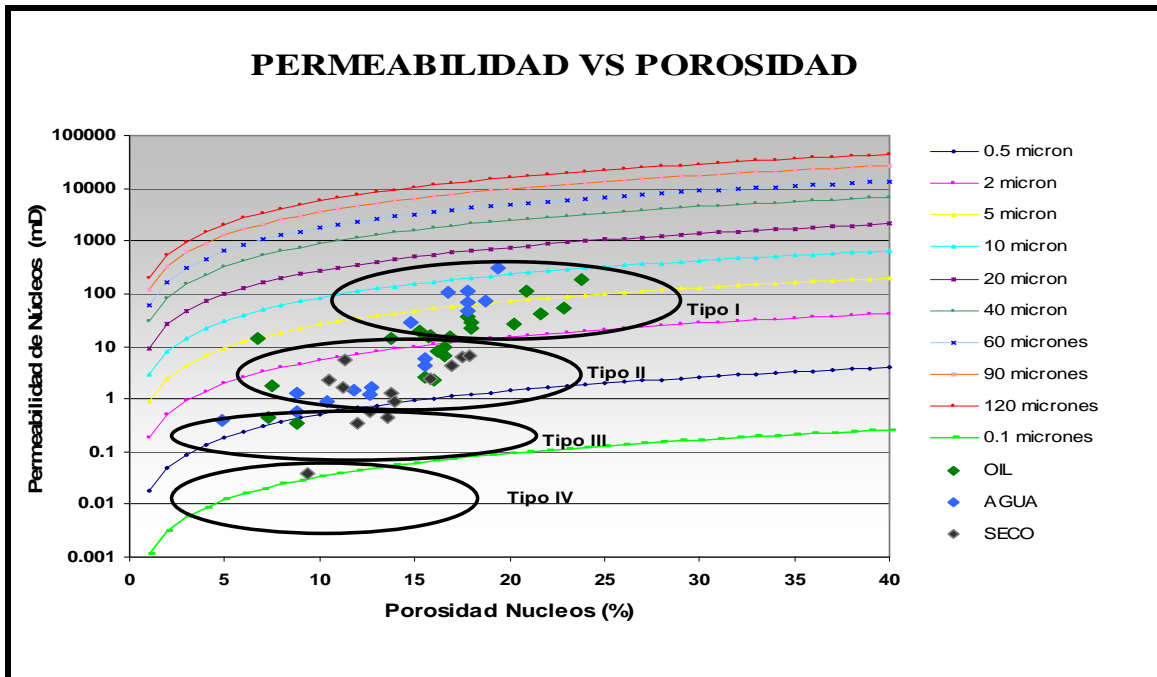


Figura 24. Comparación de tipo de roca con producción

3.11 DETERMINACIÓN DE UNIDADES HIDRAULICAS

Este método emplea datos de núcleos para desarrollar un conocimiento de la compleja variación en geometría de poro dentro de las diferentes litofacies. Las variaciones en la geometría de los poros definen la existencia de distintas zonas (unidades hidráulicas), con características similares de flujo de fluido. La diferencia en la relación porosidad / permeabilidad evidencia la existencia de diferentes unidades hidráulicas.

Una unidad hidráulica se define como un elemento representativo de volumen del total de la roca yacimiento dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son internamente consistentes y predecibles, diferentes de las propiedades de otro volumen de roca.

El método provee una relación derivada fundamentalmente entre la porosidad y la permeabilidad y en ella se refleja la influencia de varias variables geológicas (deposicional y diagenética) que controlan el flujo de fluidos.

La identificación y caracterización de las diferentes unidades hidráulicas se realiza con base en una modificación de la ecuación de Kozeny-Carman el concepto de radio hidráulico medio (Kozeny, 1927).

$$K_{Koz} = \frac{\Phi_e^3}{(1 - \Phi_e)^2} \left[\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right] \dots\dots(42)$$

La Ecuación propuesta por Kozeny-Carman, para efectos de su modelamiento tiene en cuenta las siguientes suposiciones:

- La formación es un paquete de tubos capilares.
- El tiempo en un tubo capilar de flujo de fluido es equivalente al de un volumen representativo de la roca (Unidad hidráulica).

- La porosidad es efectiva.

La variación de la constante de Kozeny ($F_s \tau^2$) varia de acuerdo a si la suposición es una roca ideal o una roca real. Estudios realizados por Carmen y Leverett, muestran que para un tipo de roca ideal, uniforme y consolidada, el valor de la constante ($F_s \tau^2 = 5$), y para las rocas reales, Rose y Bruce llegaron a la conclusión que el valor de esta constante varia entre $5 < F_s \tau^2 < 100$. La variación de la constante de Kozeny, $F_s \tau^2$ entre diferentes unidades hidráulicas, relaciona tres términos: Indicador de Zona de Flujo, FZI, índice de Calidad del Yacimiento RQI e Índice de porosidad normalizada PHI-Z (ϕ_z).

El indicador de zona de flujo (FZI), es un parámetro único, que incorpora atributos geológicos y petrofísicos de textura y mineralogía en la discriminación de distintas facies en la geometría poral y a su vez correlaciona las respuestas de las herramientas de registros para el desarrollo de modelos de regresión en pozos corazonados y no corazonados.

$$\sqrt{\frac{K_{KZO}}{\phi_e}} = \frac{\phi_e}{(1-\phi_e)} \left[\frac{1}{F_s t * S_{gv}} \right] \dots\dots(43)$$

$$RQI = \phi_z FZI \dots\dots(44)$$

$$RQI = \sqrt{\frac{K_{KZO}}{\phi_e}} = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} \dots\dots(45)$$

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{(1-\phi_e)} \dots\dots(46)$$

$$FZI = \left[\frac{1}{F_s t * S_{gv}} \right] \dots\dots(47)$$

La ecuación modificada, tomando logaritmo indica que para una unidad hidráulica, una gráfica log-log del índice de la Calidad del Yacimiento", RQI, versus "Índice de Porosidad Normalizada", ϕ_z debe producir una línea recta con pendiente unitaria

$$RQI = \text{Log } \phi_z + \text{Log FZI} \dots\dots(48)$$

El indicador de la zona de flujo, FZI, es por lo tanto el único parámetro para la identificación de cada unidad hidráulica, y representa la variación de la constante de Kozeny. El valor de FZI puede determinarse de la intercepción entre la línea de pendiente unitaria y $\phi_z=1$.

Para la identificación de las unidades hidráulicas se debe primero, calcular el índice de porosidad normalizada, el índice de calidad del yacimiento y el indicador de zona de flujo, y segundo, producir una gráfica log-log del índice de calidad del yacimiento versus el índice de porosidad normalizada, en la cual con la ayuda del análisis estadístico se determina el número de unidades hidráulicas.

El cálculo del índice de porosidad normalizada, el índice de calidad del yacimiento y el indicador de zona de flujo, se realiza utilizando datos del análisis de corazones, porosidad efectiva (f_e) y permeabilidad Klinkenberg (k_{ψ}), obtenidos bajo esfuerzos in situ.

La gráfica se construye con los valores de RQI en el eje x, y f_z en el eje y. Sobre ella se trazan líneas de pendiente unitaria las cuales dividiendo la nube de puntos en agregados (unidades hidráulicas)

Los resultados para el campo Colorado son presentados a en la Figura 25 que muestra la determinación de unidades Hidráulicas, empleando la ecuación de Kozeny Carman. A partir de la gráfica, se determinaron 4 unidades hidráulicas, donde la UH 1 es la que presenta mejores condiciones para el flujo de fluidos,

luego esta la UH 2 en donde se sitúan la mayoría de los datos y es la segunda en cuanto a mejores condiciones, seguida a estas dos se encuentran la UH 3 y UH 4.

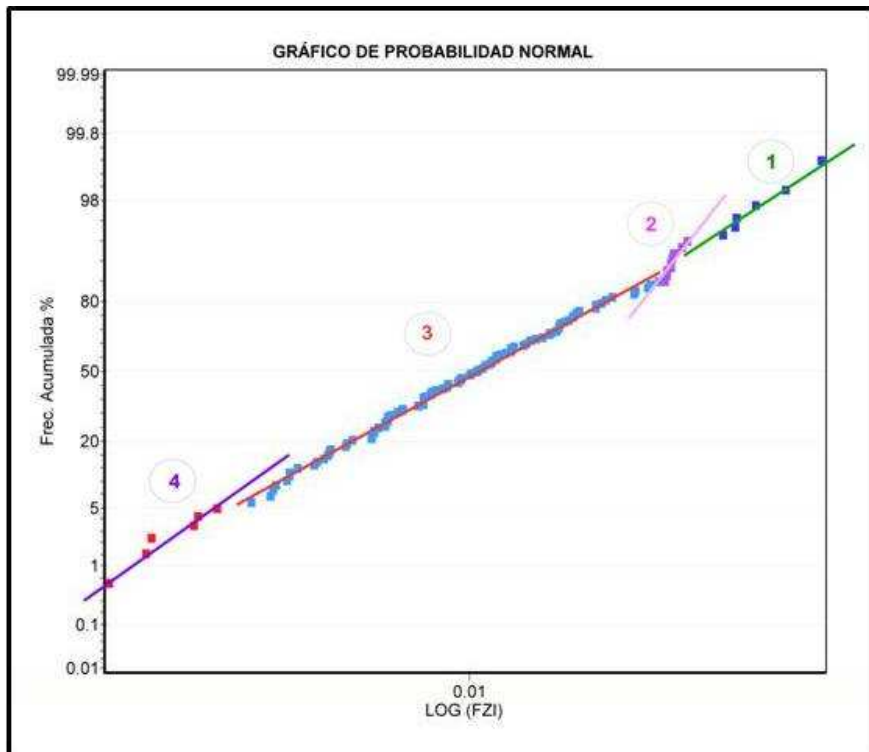


Figura 25. Gráfico de probabilidad normal utilizado para definir las unidades hidráulicas.

Se encontró que los tipos de roca coincidieron con el número de unidades hidráulicas lo que muestra una alta heterogeneidad de tipo sedimentológico en el yacimiento.

Se encontró que las unidades hidráulicas se encontraban entre un rango de V_{sh} y Resistividad profunda (RT), permitiendo extrapolar la información en todo el pozo. (Tabla 8).

Aprovechando esto, se desarrolló una curva para el FZI que permitió representar la permeabilidad a partir de la ecuación de Koseny-Carman. El algoritmo con el cual se trabajó este método, se presenta a continuación:

Tabla 8. Cutt-off para las unidades hidráulicas

UNIDAD HIDRAULICA	CONDICIONES	FZI PROM
I	$VSH < 0.35$ y $RT < 18$	3.1645
II	$VSH \leq 0.35$ y $RT < 32$	1.2058
III	$0.6 \geq VSH \geq 0.1$ y $RT > 16$	0.5172
IV	$0.6 \geq VSH \geq 0.35$	0.2108

Algoritmo para UH

```
// PERMEABILIDAD - M&M
```

```
UH[] = NULL;
```

```
FZI[] = NULL;
```

```
if VSH[] < 0.35 and RT[] < 18 and VSH[] != NULL
{
    UH[] = 1;
    FZI[] = 3.1645;
}
```

```
if VSH[] <= 0.35 and RT[] < 32 and UH[] != 1 and VSH[] !=
NULL
{
    UH[] = 2;
    FZI[] = 1.2058;
}
```

```
if VSH[] >= 0.10 and VSH[] <= 0.6 and RT[] > 16 and UH[] != 1
and UH[] != 2 and VSH[] != NULL
{
    UH[] = 3;
    FZI[] = 0.5172;
}
```

```

if VSH[] >= 0.35 and VSH[] <= 0.6 and UH[]!= 1 and UH[]!= 2
and UH[]!= 3 and VSH[]!= NULL
{
    UH[]= 4;
    FZI[]= 0.2108;
}

// end if

// eof

```

La Figura 26 muestra la comparación entre las curvas de permeabilidad en el pozo Colorado 3 calculadas utilizando el FZI y la correlación de Coats Dumanoir, notándose que los valores de K para FZI correlacionan mejor con los datos de permeabilidad de núcleo, por esta razón el modelo utilizado fue este último.

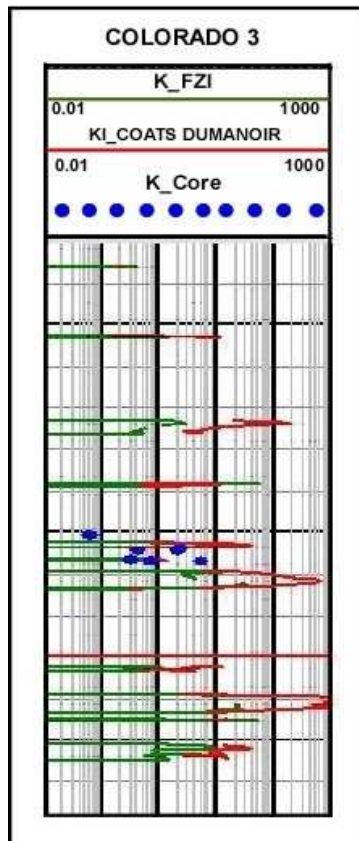


Figura 26. Comparación de K_FZI y Coats Dumanoir, en el pozo Colorado 3

4. ENTRENAMIENTO DE UNA RED NEURONAL PARA REPRODUCIR LA CURVA DE POROSIDAD EFECTIVA PHIE

4.1 REDES NEURONALES

Una red neuronal artificial (NN), es un modelo matemático computacional basado en redes neuronales biológicas. Consiste en un grupo interconectado de neuronas artificiales que procesan la información utilizando un acercamiento de cómputo. En la mayoría de los casos una red neuronal es un sistema adaptable que cambia su estructura, basada en la información externa o interna que atraviesa la red durante la fase de entrenamiento.

En términos más prácticos, las redes neuronales son datos estadísticos no lineales que modelan las herramientas. Pueden ser utilizadas para modelar relaciones complejas entre los datos de entrada y salida o para encontrar patrones de datos.

4.1.1 Diseño y programación de una Red Neuronal. Con un paradigma convencional de programación, el objetivo es modelar matemáticamente una situación particular y posteriormente formular una solución mediante un algoritmo codificado que tenga una serie de propiedades que permitan resolver dicha situación.

La aproximación basada en las redes neuronales, parte de un conjunto de datos de entrada suficientemente significativo y el objetivo es conseguir que la red “aprenda” automáticamente las propiedades que se requieren. Por esta razón, el diseño de una red tiene que ver con temas tales como la selección de modelo de red, variables a incorporar y el preprocesamiento de la información que será el “conjunto de entrenamiento”. Por eso al proceso por el que los parámetros de la

red se adecuan a la resolución de cada problema no se denomina programación sino entrenamiento.

4.1.2 Estructura. Una red neuronal se compone de un conjunto masivamente paralelo de unidades de proceso muy simples y es en las conexiones entre estas unidades donde reside la “inteligencia” de la red. (Figura 27).

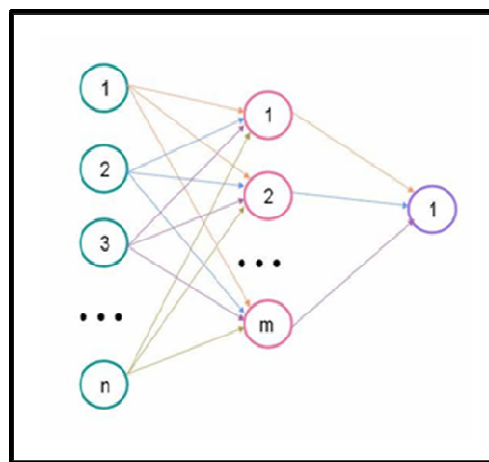


Figura 27. Red neuronal artificial percepción simple con n neuronas de entrada, m neuronas en su capa oculta y una neurona de salida.

Biológicamente, un cerebro aprende mediante la reorganización de las conexiones sinápticas entre las neuronas que lo componen. De la misma manera, redes neuronales tienen un gran número de “procesadores” virtuales interconectados que de forma simplificada simulan la funcionalidad de las neuronas biológicas. En esta simulación, la reorganización de las conexiones sinápticas biológicas se modela mediante un mecanismo de pesos, que son ajustados durante la fase de aprendizaje. En una red neuronal entrenada, el conjunto de los pesos determina el “conocimiento” de la misma y tiene la propiedad de resolver el problema para el cual ha sido entrenada.

Por otra parte, en una red neuronal, además de los pesos y las conexiones, cada neurona tiene asociada una función matemática denominada función de transferencia. Dicha función genera la señal de salida de la neurona a partir de las señales de entrada

4.1.3 Aplicaciones. Las características de las redes neuronales las hacen bastante apropiadas para aplicaciones en las que no se dispone “a priori” de un modelo identificable que pueda ser programado, pero se dispone de un conjunto básico de ejemplos de entrada (previamente clasificados o no). Asimismo, son altamente robustas tanto al ruido como a la disfunción de elementos concretos y son fácilmente paralelizables.

4.2 ENTRENAMIENTO DE LA RED NEURONAL

El campo Colorado cuenta con la marcada ausencia de registros de pozo de los cuales se puedan extraer directa o indirectamente valores de porosidad, propiedad que es fundamental en el momento de realizar una caracterización petrofísica.

Justamente para dar solución a esta difícil situación, se estableció uno de los parámetros para seleccionar los pozos de estudio: el pozo debería tener registros Sónicos (DT), debido a que a partir de este se obtienen datos de porosidad. En el caso del campo Colorado únicamente dos pozos cumplen con este requisito: el pozo Colorado 38 y 70.

Teniendo estos dos pozos con registro sínico, y unido con las curvas de resistividad profundas (ILD), y la curva de V_{sh} (obtenida a partir del SP), se procedió a entrenar una red neuronal para obtener una curva de porosidad efectiva PHIE para estos dos pozos y reproducirla para los pozos restantes. (Figura 28).

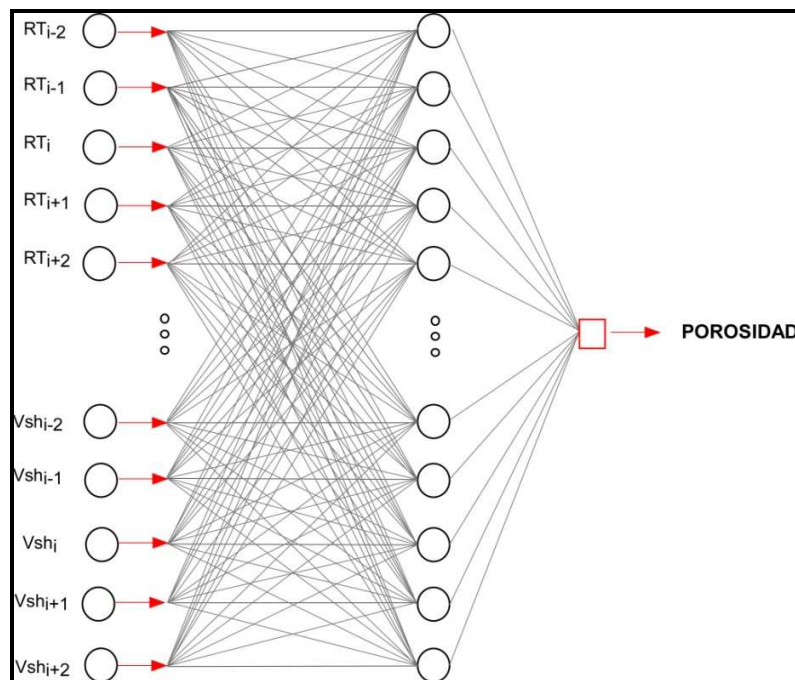


Figura 28. Estructura de la red neuronal empleada para reproducir la curva de porosidad.

El entrenamiento de la red se realizó por formaciones, es decir se entrenó una red para Mugrosa B y otra para Mugrosa C.

La red para Mugrosa B, se entrenó con datos del pozo Colorado 70, debido a que este cuenta con toda esta formación registrada a diferencia del pozo Colorado 38. Por la misma razón la red para Mugrosa C tuvo que entrenarse con los valores del pozo Colorado 38, porque este cuenta con registros corridos para toda la formación, a diferencia de Colorado 70, que tiene registrado hasta la profundidad de 3800 pies, es decir no abarca toda la formación Mugrosa C.

Para comprobar el ajuste de las curvas construidas se realizó un control de calidad con base en los datos de porosidad obtenidos de los análisis convencionales de cores. Al realizar dicho control de calidad se observó que los valores de porosidad

se ajustaban a la curva de porosidad efectiva construida, aunque en profundidades diferentes (pero no muy lejanas), es decir el desfase de los cores es de pocos pies.

4.2.1 Corrección de Shift de Profundidad

Como se mencionó anteriormente, las profundidades que se reportaron en los núcleos que se analizaron en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) (Anexo A) no corresponden a las verdaderas, es decir estas tienen un desfase en profundidad.

Debido a que no existen registros Core Gamma para corregir este desfase, se llegó a la conclusión de mover los datos de cores, con base en la Tabla 9 que se encuentra disponible en la información del campo, allí se encuentran consignados los intervalos corazonados.

Tabla 9. Núcleos disponibles para las diferentes profundidades

INTERVALOS CORAZONADOS				
Pozo	Formación	Intervalo (pies)		Total pies
		Tope	Base	
3	Mugrosa-C	4 060.0	4 075.4	15.4
19	Mugrosa-B	3 255.0	3 268.0	13.0
19	Mugrosa-B	3 268.0	3 288.0	20.0
24	Mugrosa-B	2 132.0	2 154.0	22.0
24	Mugrosa-B	2 524.0	2 544.0	20.0
24	Mugrosa-B	3 481.0	3 495.0	14.0
24	Mugrosa-C	3 976.0	3 986.0	10.0
24	Mugrosa-C	4 010.0	4 030.0	20.0
25	Mugrosa-B	1 864.0	1 874.0	10.0
25	Mugrosa-B	1 874.0	1 884.0	10.0
25	Mugrosa-B	1 889.0	1 899.0	10.0
25	Mugrosa-B	1 899.0	1 909.0	10.0
25	Mugrosa-B	1 909.0	1 919.0	10.0
25	Mugrosa-B	1 919.0	1 929.0	10.0

25	Mugrosa-B	1 929.0	1 939.0	10.0
25	Mugrosa-B	1 939.0	1 949.0	10.0
25	Mugrosa-B	1 954.0	1 964.0	10.0
25	Mugrosa-B	1 964.0	1 972.5	8.5
25	Mugrosa-B	1 972.0	1 982.0	10.0
25	Mugrosa-B	1 983.0	1 993.0	10.0
25	Mugrosa-B	1 993.0	2 003.0	10.0
25	Mugrosa-B	2 026.0	2 046.0	20.0
25	Mugrosa-B	2 057.0	2 077.0	20.0
25	Mugrosa-B	2 077.0	2 097.0	20.0
25	Mugrosa-B	2 123.0	2 133.0	10.0
25	Mugrosa-B	2 133.0	2 143.0	10.0
25	Mugrosa-B	2 150.0	2 160.0	10.0
25	Mugrosa-B	2 200.0	2 210.0	10.0
25	Mugrosa-B	2 245.0	2 255.0	10.0
25	Mugrosa-B	2 255.0	2 265.0	10.0
25	Mugrosa-B	2 265.0	2 275.0	10.0
25	Mugrosa-B	2 275.0	2 280.0	5.0
25	Mugrosa-B	2 282.0	2 292.0	10.0
25	Mugrosa-B	2 350.0	2 360.0	10.0
25	Mugrosa-B	2 370.0	2 380.0	10.0
25	Mugrosa-B	2 380.0	2 390.0	10.0
26	Mugrosa-C	3 537.0	3 557.0	20.0
26	Mugrosa-C	3 557.0	3 576.0	19.0
26	Mugrosa-C	3 576.0	3 587.0	11.0
26	Mugrosa-C	3 587.0	3 607.0	20.0
26	Mugrosa-C	3 607.0	3 626.0	19.0
26	Mugrosa-C	3 626.0	3 646.0	20.0
26	Mugrosa-C	3 646.0	3 666.0	20.0
26	Mugrosa-C	3 747.0	3 763.0	16.0
26	Mugrosa-C	3 815.0	3 835.0	20.0
26	Mugrosa-C	3 835.0	3 846.0	11.0
26	Mugrosa-C	3 846.0	3 864.0	18.0
26	Mugrosa-C	3 864.0	3 870.5	6.5
26	Mugrosa-C	4 036.0	4 056.0	20.0
26	Mugrosa-C	4 120.0	4 140.0	20.0
26	Mugrosa-C	4 140.0	4 148.0	8.0
26	Mugrosa-C	4 148.0	4 168.0	20.0
27	Mugrosa-B	3 439.0	3 453.0	14.0
27	Mugrosa-B	3 495.0	3 515.0	20.0
27	Mugrosa-B	3 522.0	3 542.0	20.0

27	Mugrosa-B	3 600.0	3 620.0	20.0
27	Mugrosa-C	3 670.0	3 690.0	20.0
27	Mugrosa-C	3 717.0	3 727.0	10.0
27	Mugrosa-C	3 760.0	3 780.0	20.0
27	Mugrosa-C	3 780.0	3 800.0	20.0
27	Mugrosa-C	3 811.0	3 831.0	20.0
27	Mugrosa-C	3 831.0	3 851.0	20.0
27	Mugrosa-C	3 853.0	3 873.0	20.0
27	Mugrosa-C	3 888.0	3 908.0	20.0
27	Mugrosa-C	3 908.0	3 928.0	20.0
27	Mugrosa-C	3 954.0	3 972.0	18.0
27	Mugrosa-C	3 972.0	3 992.0	20.0
27	Mugrosa-C	4 032.0	4 052.0	20.0
27	Mugrosa-C	4 052.0	4 066.0	14.0
27	Mugrosa-C	4 109.0	4 129.0	20.0
53	Mugrosa-B	3 689.0	3 695.0	6.0

La corrección de los desfases en profundidad se realizó de la siguiente manera:

1. Se busco la profundidad señalada en los reportes dentro de la curva de porosidad efectiva.
2. Se revisó la tabla 8 y se identificó la profundidad del core en particular dentro del intervalo correspondiente.
3. Se identificaron las posibles zonas en las cuales podían corresponder los valores de porosidad de cores.
4. Se movieron estos datos hasta la zona identificada en el punto anterior y se tomo nota del delta que se corrieron. (Tabla 10).

Este ajuste solo fue posible en los pozos cuyo delta de profundidad no superaba los 6 pies. Como lo fue el caso para 6 de los pozos con reporte de cores: Colorado 3, 19, 24, 25, 27 y 53, excluyendo de la lista el pozo Colorado 26, que presentaba un shift mayor a 6 pies. (Figura 29)

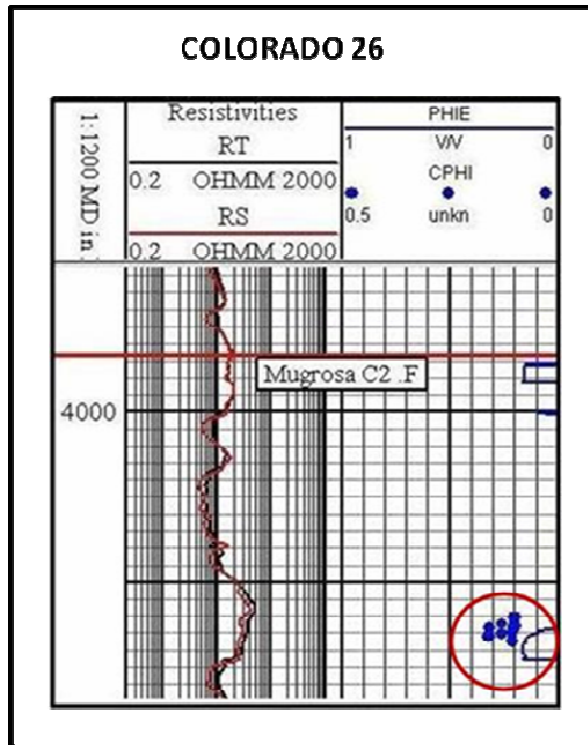


Figura 29. Desfase en profundidad de cores. Colorado 26

Tabla 10. Delta de profundidad (shift) corregida en los datos de cores.

POZO	INTERVALO	FORMACIÓN	SHIFT (pies)
Colorado 3	3985-3985	Mugrosa B	4.785
Colorado 3	4060-4073	Mugrosa C	-2.349
Colorado 19	3271.3-3274.2	Mugrosa B	-1.838
Colorado 19	3284.4-3286.5	Mugrosa B	-0.602
Colorado 24	2141-2152	Mugrosa B	-6.5919
Colorado 24	3978-3981	Mugrosa C	-2.0593
Colorado 24	4016-4025	Mugrosa C	4.2766

Colorado 25B	1890-1898	Mugrosa B	-2.178
Colorado 25B	1914-1917	Mugrosa B	-6.20
Colorado 25B	1924.5-1929	Mugrosa B	7.251
Colorado 25B	1966-1977	Mugrosa B	-5.014
Colorado 25B	1984-1998	Mugrosa B	2.016
Colorado 25B	2125-2129	Mugrosa B	-0.272
Colorado 25B	2277-2279	Mugrosa B	1.467
Colorado 26	3830-3835	Mugrosa C	6.642
Colorado 26	4120-4129.9	Mugrosa C	5.808
Colorado 27	3832.8-3841.9	Mugrosa C	1.589
Colorado 27	3908-3916.8	Mugrosa C	-0.961
Colorado 27	3965.3-3967.2	Mugrosa C	2.662

En la Tabla 10 se presentan los valores de Delta de profundidad que se movieron los datos de cores. Los "Shift" mayores que cero (0), indican que los datos se desplazaron hacia abajo del registro y los menores que cero (0) indican lo contrario.

5. RESULTADOS

El modelamiento implementado entrega como resultado los valores de arcillosidad, porosidad total, porosidad efectiva y saturación de agua, a partir de las cuales se calcula el espesor neto de roca con hidrocarburos o *net pay*. En cada uno de los pozos se presentan las siguientes curvas modeladas:

- ✓ Curva de Volumen de Arcilla (Vsh).
- ✓ Curvas de Porosidad Efectiva (PHIE)
- ✓ Curva de Saturación de Agua Efectiva (SW)
- ✓ Curva de Permeabilidad Efectiva de Coats & Dumanoir
- ✓ Curva de Permeabilidad Carman Kozeny
- ✓ Curva de Índice de Calidad del yacimiento (RQI)

- ✓ Curva de unidades hidráulicas (UH)

La definición del *net pay*, se realizó a partir de cortes en las curvas de arcillosidad y saturación de agua, con los siguientes parámetros:

- ✓ Corte en el volumen de arcilla igual o menor a 0.5
- ✓ Corte en la porosidad efectiva igual o mayor a 0.07
- ✓ Corte en la saturación de agua igual o menor a 0.50

Además de los valores promedio descritos, en los anexos B a L se pueden visualizar las curvas para comprender de mejor manera lo obtenido con el desarrollo de este estudio.

Tabla 11. Promedios de las propiedades petrofísicas por formación de interés

POZO	UNIDAD	Arcillosidad (V/V)	Porosidad Efectiva (V/V)	K (md)	Saturación Agua (V/V)	Net pay (pies)
		Promedio	Promedio	Media Geométrica	Promedio	Promedio
Colorado 3	Mugrosa B	0.32	0.24	85.39	0.29	199
	Mugrosa C	0.28	0.21	93.53	0.32	88.5
Colorado 19	Mugrosa B	0.128	0.18	93.024	0.211	51
	Mugrosa C	0.124	0.206	241.264	0.193	87
Colorado 24	Mugrosa B	0.106	0.221	54.182	0.307	27
	Mugrosa C	0.127	0.167	30.832	0.266	51
Colorado 25B	Mugrosa B	0.128	0.203	24.209	0.352	44
Colorado 26	Mugrosa B	0.171	0.138	20.55	0.344	48
	Mugrosa C	0.2	0.137	6.298	0.345	41
Colorado 27	Mugrosa B	0.078	0.218	58.716	0.311	31
	Mugrosa C	0.07	0.21	213.55	0.214	28
Colorado 31	Mugrosa B	0.129	0.202	688.743	0.135	42
	Mugrosa C	0.266	0.16	11.286	0.301	63.5
Colorado 35	Mugrosa B	0.08	0.217	246.583	0.082	26
	Mugrosa C	0.143	0.176	33.134	0.278	87
Colorado 38	Mugrosa B	0.163	0.254	434.86	0.169	53.5

	Mugrosa C	0.135	0.217	96.414	0.144	38
Colorado 53	Mugrosa B	0.175	0.18	35.26	0.28	57
	Mugrosa C	0.14	0.14	40.55	0.35	72
Colorado 70	Mugrosa B	0.176	0.181	14.173	0.164	422
	Mugrosa C	0.15	0.149	6.316	0.435	67.75

De acuerdo a los registros y los resultados presentados en la tabla anterior se hizo una selección de intervalos, que se postulan para ser cañoneados según el net pay, es decir al espesor de arenas con hidrocarburos, vsh, porosidad efectiva, resistividad y la curva PERFS (intervalos perforados) que fue utilizada como orientación para conocer los intervalos cañoneados y su producción.

Tabla 12. Intervalos postulados para cañoneo

POZO	INTERVALO (Pies)
Colorado 3	4160 - 4190
	3890 - 3930
	2370 - 2410
Colorado 19	3695 - 3720
	3115 - 3120
	3505 - 3512
Colorado 24	3842 - 3858
	3445 - 3451
Colorado 26	1700 - 1730
	1920 - 1945
	3751 - 3760
	3802 - 3812
Colorado 27	2300 - 2318
Colorado 31	2112 - 2140
Colorado 35	3650 - 3675
Colorado 38	3510 - 3519
	1862 - 1880
	1815 - 1830
	1619 - 1621
Colorado - 53	2860 - 2872
	3161 - 3181
Colorado 70	3260 - 3300
	3640 - 3780

CONCLUSIONES

La aplicación de metodologías no convencionales basadas en inteligencia computacional como las redes neuronales, se constituye como una alternativa válida para optimizar los resultados contra la falta de información de registros del campo, específicamente la porosidad.

Se identificaron 3 litotipos areniscas, areniscas arcillosas y arcillas a partir de la respuesta de los registros y el conocimiento previo de la geología del campo.

Se identificaron 4 tipos de roca y 4 unidades hidráulicas con base en las relaciones de porosidad y permeabilidad que corresponden a litotipos de areniscas limpias y areniscas arcillosas lo que muestra una alta heterogeneidad de tipo sedimentológico en el yacimiento.

Los rangos de porosidad y permeabilidad para los diferentes unidades hidráulicas identificados son: UH1 14.6 % y 23.10 MD; UH2 12.7% y 3.0597 MD; UH3 11.8% y 0.4857 MD; UH4 6.97% y 0.0152 MD.

Según los modelos implementados el valor volumen de arcilla varia entre 0.07 y 0.32 V/V el de porosidad entre 13.8 y 24% y permeabilidad entre 6 y 688 MD.

Existe una buena correlacion entre los resultados del modelo de saturacion de Archie con los intervalos probados en los pozos utilizados en este estudio.

Se identifica una variacion en la salinidad de agua de formacion de un bloque a otro lo que puede sugerir una compartimentalizacion estructural en el campo.

Existen intervalos no probados con buenas propiedades petrofísicas que se convierten en una excelente oportunidad de desarrollo y aumento de la producción en el campo

RECOMENDACIONES

El campo Colorado cuenta con diferencias de salinidades muy marcadas a lo largo del yacimiento. Por esto, es importante recopilar análisis químicos del agua de formación para determinar más acertadamente las salinidades.

Se deben realizar estudios petrofísicos especiales para determinar las propiedades eléctricas: a , m y n , reducir la incertidumbre en el modelo de saturación y definir los cortes.

Es necesario correr un registro de core gamma spectral para realizar un amarre registro roca y de esta manera corroborar los desfases de profundidad que se emplearon en este estudio.

Realizar una descripción sedimentológica y estratigráfica de los núcleos de perforación enfocada a yacimientos (escala 1:25 o 1:10) para entender la complejidad geológica del yacimiento y optimizar el amarre roca-registro.

En los próximos pozos que se perforen, se recomienda correr un set de registros mas completo, que incluya registros litológicos (GR), porosidad (DT, NPHI, RHOB), resistivos (cortos, medios y profundos) y caliper, para validar el modelo planteado en este estudio.

Involucrar un estudio de estratigrafía de secuencias de alta resolución con el fin de identificar compartimientos de tipo estratigráfico y definir mejor la continuidad lateral de los yacimientos.

Desarrollar análisis petrográficos y estudios de DRX a la fracción de arcilla para determinar tipo y volumen de las arcillas predominantes en la formación.

BIBLIOGRAFIA

ECOPETROL-ICP, 2003. Informe Diagnóstico y Estrategias de recobro Campo Colorado.

AMAEFULE J. O, 1988, SPE. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals. SPE 26436.

BALAN, B., 1985, SPE. State of art in Permeability Determination from Well Log Data: Part 1-A Comparative Study, Model Development: SPE 30978.

GUNTER, G., 1984, SPE. Early Determination of Reservoir Flow units an Integrated Petrophysical Method: SPE 38679.

KOZENNY, J., 1927. Über Kapillare Leitung des Wassers mi Boden, Sitzungsberichte: Royal Acader Science, vienna, pg 271-306.

DAKE, L.P., 1978. Fundamentals of Reservoir Engineering, Developments of Petroleum Science 8, Elsevier Scientific Publishing Company, 1978, Chapter 10, pg 384-388.

JONES, C. Stanley, 1988, SPE. Marathon Oil Co, Two-Point Determination of Permeability and PV vs. Net Confining Stress, SPE 15380, SPE Formation Evaluation, March 1988.

WYLLIE, M.R.J., and Rose, W.D., 1950. Some Theoretical Considerations Related to the Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock from Electrical Log Data: Jour. Petrol. Technol., 2, pg. 105-118.

TORRES CARREÑO, Fredy, 2002. Metodología Para La Realización De Una Interpretación Petrofísica Avanzada Dentro Del Marco De La Administración De Yacimientos De Hidrocarburo. Especialización en gerencia de hidrocarburos.

BENDECK, Olivilla Jorge, 1992. Perfiles Electricos, una herramienta para la evaluacion de formaciones.

FONSECA, Paola, 2002. Definición conceptual, experimental y aplicada de porosidad total, efectiva y microporosidad.

BARRAGAN, Mario F., 2007, LITHoil LTDA. Reporte Interno del Modelamiento Petrofísico Bloque Orquidea Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.

BARRAGAN, Mario F., 2007, LITHoil LTDA. Reporte Interno del Modelamiento Petrofísico de los pozos Las Pavas, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.

ASQUITH, G. B., 1982. Basic Well log Analysis for Geologist.

PICKETT, G. R., 1977. Practical Formation Evaluation Interpretation Methods.

COATES, G. R., 1982. An advanced computational log analysis, SPWLA, twenty third annual logging symposium.

ANEXO A

PRUEBAS DE LABORATORIO A CORAZONES

Debido a la escasez de información de cores, se vio la necesidad de realizar unas pruebas a los núcleos que estaban preservados en la Litoteca del Instituto Colombiano de Petróleos ICP, con el fin de determinar las propiedades petrofísicas básicas: porosidad y permeabilidad. La saturación de agua no fue posible determinarla debido a que las muestras estuvieron varios años expuestas al ambiente, por lo tanto, los valores de saturación resultarían erróneos. El proceso realizado fue el siguiente:

Selección y corte de plugs: La selección de las zonas para corte en la zona de interés (Formación Mugrosa), se realizó identificando las partes del núcleo que muestren una roca consolidada (para permitir el corte y soportar la prueba). La figura 1 muestra un núcleo del pozo Colorado 3 óptimo para realizar el corte.

Los plugs cortados para Colorado 3, se hicieron para las siguientes profundidades: 4060', 4062', 4064', 4065', 4066' y 4068'. En Colorado 27 se cortaron plugs para 4032' y 3780'. Plugs para C19 y C25

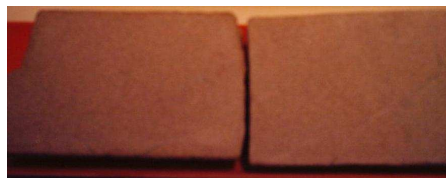


Figura 1. Núcleo del pozo Colorado 3

Dentro de los núcleos disponibles, también existen plugs o tapones, los cuales, fueron objetivo de la prueba. La labor realizada fue de observar si los plugs coincidían con el corte que se observaba en los núcleos. Por ejemplo, Colorado 27 cuenta con un plug a 4032', al observar el núcleo, a la misma profundidad, se encontró que no había ningún corte, de allí se concluyó, que los corazones no se encuentran en la profundidad indicada y que es necesario realizar una corrección por profundidad para los núcleos mediante un core gamma spectral (no disponible para ningún pozo de Colorado).

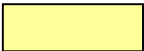


Con que fluido lo cortaron? Lodo del pozo?

Los plugs cortados se sometieron a secado utilizando el horno de humedad relativa controlada hasta llevarlos a peso constante. Según norma API RP40 de 1998: para areniscas con alto contenido de arcilla la Temperatura debe ser de 63°C 40% de humedad relativa.

Limpieza de plugs cortados: La limpieza se hizo utilizando tolueno metanol y elevando la temperatura con el fin de retirar todo rastro de hidrocarburo, para dejar el plug listo para la prueba. El equipo utilizado para el anterior procedimiento fue el Soxhlet.

Los resultados se presentan en las tablas 1, 2, 3, 4 para los pozos Colorado 3, 19, 25, 27 respectivamente.

Convenciones

	Plugs Antiguos horizontales / Año NNN
	Plug vertical que se encontró en el core
	Plugs nuevos horizontales /Año 2007

Nota: Los plugs verticales no se tuvieron en cuenta para el modelamiento de registros.

Las corrección por presión de confinamiento de Stanley Jones se presentan en las tablas 5-8.

Identificación	Profundidad		Presión de Confinamiento		Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Vol. Total (cm3)	Vol. Poroso (cm3)	Vol. de Granos (cm3)	Densidad de Granos (g/cm3)	Porosidad (%)	Permeabilidad Klinkenberg (md)	Permeabilidad al Aire (mm2)	Permeabilidad al Aire (md)	Permeabilidad al Aire (mm2)
	(ft)	(m)	(psi)	(MPa)											
COLO3985	3985	1214.6	800	5.516	3.577	2.528	17.954	1.854	15.581	2.742	10.6	1.73E-01	1.71E-04	2.97E-01	2.93E-04
COLO3985	3985	1214.6	1000	6.895	3.577	2.528	17.954	1.836	15.581	2.742	10.5	1.61E-01	1.59E-04	2.79E-01	2.76E-04
COLO3985	3985	1214.6	1300	8.963	3.577	2.528	17.954	1.825	15.581	2.742	10.5	1.52E-01	1.50E-04	2.64E-01	2.60E-04
COLO4060	4060	1237.5	800	5.516	3.821	2.527	19.164	2.692	15.777	2.694	14.6	7.7	7.65E-03	9.4	9.32E-03
COLO4060	4060	1237.5	1000	6.895	3.821	2.527	19.164	2.663	15.777	2.694	14.4	7.6	7.47E-03	9.2	9.12E-03
COLO4060	4060	1237.5	1300	8.963	3.821	2.527	19.164	2.642	15.777	2.694	14.4	7.4	7.30E-03	9.0	8.91E-03
COL4060A	4060.17	1237.5	800	5.516	5.808	3.800	65.850	9.840	54.696	2.673	15.3	8.9	8.74E-03	11	1.06E-02
COL4060A	4060.17	1237.5	1000	6.895	5.808	3.800	65.850	9.782	54.696	2.673	15.2	8.7	8.55E-03	10	1.03E-02
COL4060A	4060.17	1237.5	1300	8.963	5.808	3.800	65.850	9.716	54.696	2.673	15.1	8.4	8.32E-03	10	1.01E-02
COL4062V	4062.33	1238.2	800	5.516	4.487	2.418	20.604	2.896	17.173	2.632	14.4	4.6	4.57E-03	5.8	5.71E-03
COL4062V	4062.33	1238.2	1000	6.895	4.487	2.418	20.604	2.848	17.173	2.632	14.2	4.4	4.31E-03	5.5	5.40E-03
COL4062V	4062.33	1238.2	1300	8.963	4.487	2.418	20.604	2.810	17.173	2.632	14.1	4.1	4.06E-03	5.2	5.11E-03
COLO4062	4062.79	1238.3	800	5.516	5.939	3.783	66.762	10.531	54.524	2.683	16.2	18	1.76E-02	21	2.04E-02
COLO4062	4062.79	1238.3	1000	6.895	5.939	3.783	66.762	10.454	54.524	2.683	16.1	17	1.72E-02	20	2.00E-02
COLO4062	4062.79	1238.3	1300	8.963	5.939	3.783	66.762	10.379	54.524	2.683	16.0	17	1.68E-02	20	1.95E-02
COLO4064	4064.54	1238.9	800	5.516	5.035	3.798	57.049	7.409	49.941	2.629	12.9	2.5	2.50E-03	3.2	3.12E-03
COLO4064	4064.54	1238.9	1000	6.895	5.035	3.798	57.049	7.351	49.941	2.629	12.8	2.5	2.44E-03	3.1	3.05E-03
COLO4064	4064.54	1238.9	1300	8.963	5.035	3.798	57.049	7.289	49.941	2.629	12.7	2.4	2.38E-03	3.0	2.97E-03
COLO4065	4065.25	1239.1	800	5.516	5.496	3.801	62.368	4.131	58.307	2.664	6.6	4.85E-02	4.79E-05	8.64E-02	8.53E-05
COLO4065	4065.25	1239.1	1000	6.895	5.496	3.801	62.368	4.079	58.307	2.664	6.5	4.18E-02	4.13E-05	7.69E-02	7.59E-05
COLO4065	4065.25	1239.1	1300	8.963	5.496	3.801	62.368	4.017	58.307	2.664	6.4	3.96E-02	3.91E-05	6.94E-02	6.85E-05
COLO4066	4066.17	1239.4	800	5.516	5.351	3.801	60.708	6.589	53.747	2.679	10.9	8.85E-01	8.73E-04	1.3	1.26E-03
COLO4066	4066.17	1239.4	1000	6.895	5.351	3.801	60.708	6.534	53.747	2.679	10.8	8.48E-01	8.37E-04	1.2	1.21E-03
COLO4066	4066.17	1239.4	1300	8.963	5.351	3.801	60.708	6.486	53.747	2.679	10.8	8.00E-01	7.90E-04	1.2	1.15E-03
COLO4068	4068.08	1240.0	800	5.516	5.519	2.534	27.833	2.030	25.572	2.638	7.4	5.00E-02	4.93E-05	8.48E-02	8.37E-05
COLO4068	4068.08	1240.0	1000	6.895	5.519	2.534	27.833	2.006	25.572	2.638	7.3	3.02E-02	2.98E-05	6.50E-02	6.41E-05
COLO4068	4068.08	1240.0	1300	8.963	5.519	2.534	27.833	1.983	25.572	2.638	7.2	2.63E-02	2.60E-05	5.75E-02	5.67E-05
COLO4070	4070	1240.5	800	5.516	3.547	2.527	17.789	0.290	17.137	2.719	1.7	8.00E-04	7.90E-07	2.30E-03	2.27E-06

Tabla 1. Tabla de resultados de prueba de corazones de Colorado 3

Identificación	Profundidad		Presión de Confinamiento		Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Vol. Total (cm ³)	Vol. Poroso (cm ³)	Vol. de Granos (cm ³)	Densidad de Granos (g/cm ³)	Porosidad (%)	Permeabilidad Klinkenberg (md)	Permeabilidad al Aire (mm ²)	Permeabilidad al Aire (md)	Permeabilidad al Aire (mm ²)
	(ft)	(m)	(psi)	(MPa)											
COLO3255	3255	992.1	800	5.516	5.963	3.803	67.734	6.682	60.914	2.618	9.9	7.17E-02	7.08E-05	1.36E-01	1.34E-04
COLO3255	3255	992.1	900	6.205	5.963	3.803	67.734	6.649	60.914	2.618	9.8	7.18E-02	7.09E-05	1.32E-01	1.31E-04
COLO3255	3255	992.1	1000	6.895	5.963	3.803	67.734	6.626	60.914	2.618	9.8	6.69E-02	6.60E-05	1.27E-01	1.25E-04

Tabla 2. Tabla de resultados de prueba de corazones de Colorado 19

Identificación	Profundidad		Presión de Confinamiento		Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Vol. Total (cm ³)	Vol. Poroso (cm ³)	Vol. de Granos (cm ³)	Densidad de Granos (g/cm ³)	Porosidad (%)	Permeabilidad Klinkenberg (md)	Permeabilidad al Aire (mm ²)	Permeabilidad al Aire (md)	Permeabilidad al Aire (mm ²)
	(ft)	(m)	(psi)	(MPa)											
COL2067R	2067	630.0	800	5.516	4.572	3.795	51.715	1.884	50.119	2.569	3.6	2.31E-02	2.28E-05	4.32E-02	4.26E-05
COL2123V	2123	647.1	800	5.516	3.771	3.463	35.518	5.703	28.207	2.680	16.8	25	2.50E-02	29	2.86E-02
COL2282V	2282	695.6	800	5.516	3.600	3.610	36.847	1.792	33.355	2.625	5.1	1.33E-01	1.31E-04	1.64E-01	1.62E-04

Tabla 3. Tabla de resultados de prueba de corazones de Colorado 25

entificación	Profundidad		Presión de Confinamiento		Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Vol. Total (cm3)	Vol. Poroso (cm3)	Vol. de Granos (cm3)	Densidad de Granos (g/cm3)	Porosidad (%)	Permeabilidad Klinkenberg		Permeabilidad al Aire	
	(ft)	(m)	(psi)	(MPa)								(md)	(mm2)	(md)	(mm2)
COL3495R	3495	1065.3	800	5.516	3.387	3.801	38.433	3.640	34.211	2.642	9.6	5.79E-02	5.71E-05	1.12E-01	1.11E-04
COL3495R	3495	1065.3	1100	7.584	3.387	3.801	38.433	3.592	34.211	2.642	9.5	4.46E-02	4.40E-05	9.08E-02	8.96E-05
COL3495R	3495	1065.3	1400	9.653	3.387	3.801	38.433	3.563	34.211	2.642	9.4	3.81E-02	3.76E-05	7.92E-02	7.82E-05
COLO3780	3780	1152.1	800	5.516	3.517	2.532	17.709	1.080	16.614	2.596	6.1	4.10E-02	4.05E-05	6.58E-02	6.49E-05
COLO3780	3780	1152.1	1100	7.584	3.517	2.532	17.709	1.040	16.614	2.596	5.9	2.35E-02	2.32E-05	4.24E-02	4.18E-05
COLO3780	3780	1152.1	1400	9.653	3.517	2.532	17.709	1.015	16.614	2.596	5.8	1.63E-02	1.61E-05	3.14E-02	3.10E-05
COL3908R	3908	1191.2	800	5.516	4.860	3.803	55.205	8.548	46.570	2.617	15.5	19	1.92E-02	22	2.19E-02
COL3908R	3908	1191.2	1100	7.584	4.860	3.803	55.205	8.485	46.570	2.617	15.4	19	1.88E-02	22	2.16E-02
COL3908R	3908	1191.2	1400	9.653	4.860	3.803	55.205	8.431	46.570	2.617	15.3	19	1.86E-02	21	2.12E-02
COL4032R	4032	1229.0	800	5.516	3.065	3.801	34.779	4.278	31.109	2.627	12.1	8.7	8.54E-03	10	1.02E-02
COL4032R	4032	1229.0	1100	7.584	3.065	3.801	34.779	4.048	31.109	2.627	11.5	7.0	6.93E-03	8.2	8.07E-03
COL4032R	4032	1229.0	1400	9.653	3.065	3.801	34.779	3.981	31.109	2.627	11.3	5.6	5.54E-03	6.5	6.41E-03
COLO4032	4032.1	1229.0	800	5.516	5.689	2.527	28.532	3.331	25.036	2.647	11.7	1.6	1.58E-03	2.4	2.39E-03
COLO4032	4032.1	1229.0	1100	7.584	5.689	2.527	28.532	3.282	25.036	2.647	11.6	1.5	1.45E-03	2.2	2.18E-03
COLO4032	4032.1	1229.0	1400	9.653	5.689	2.527	28.532	3.246	25.036	2.647	11.5	1.3	1.32E-03	2.0	2.00E-03
COL4473R	4473	1363.4	800	5.516	4.926	3.802	55.925	2.169	53.752	2.688	3.9	3.90E-03	3.85E-06	8.00E-03	7.90E-06
COL4473R	4473	1363.4	1100	7.584	4.926	3.802	55.925	2.141	53.752	2.688	3.8	2.40E-03	2.37E-06	5.90E-03	5.82E-06
COL4473R	4473	1363.4	1400	9.653	4.926	3.802	55.925	2.095	53.752	2.688	3.8	2.10E-03	2.07E-06	4.90E-03	4.84E-06
COL4499R	4499	1371.3	800	5.516	5.219	3.803	59.283	3.610	56.040	2.661	6.1	1.50E-02	1.48E-05	2.24E-02	2.21E-05
COL4499R	4499	1371.3	1100	7.584	5.219	3.803	59.283	3.547	56.040	2.661	5.9	6.20E-03	6.12E-06	1.37E-02	1.35E-05
COL4499R	4499	1371.3	1400	9.653	5.219	3.803	59.283	3.482	56.040	2.661	5.8	5.30E-03	5.23E-06	1.20E-02	1.18E-05

Tabla 4. Tabla de resultados de prueba de corazones de Colorado 27

POZO	PROUNDIDAD (Pies)	PHI a Pconfinamiento=?	K	PHI_CORR a Pc =1300 psi	K_CORR
COLORADO 3	3985.000	10.600	0.173	10.361	0.423
	4060.000	14.600	7.747	14.362	8.328
	4060.170	15.300	8.858	15.062	9.487
	4062.790	16.200	17.831	15.962	18.852
	4064.540	12.900	2.531	12.662	2.884
	4065.250	6.600	0.049	6.360	0.293
	4066.170	10.900	0.885	10.661	1.166
	4068.080	7.400	0.050	7.161	0.295
	4070.000	1.700	0.001	1.459	0.243
	4063.000	16.200	51.000	15.962	53.471
	4073.000	14.600	1.000	14.362	1.286
COLORADO 19	3255.000	9.900	0.072	9.661	0.317
	3271.300	15.800	2.200	15.562	2.539
	3272.900	16.300	1.900	16.062	2.226
	3274.200	8.500	0.200	8.261	0.451
	3284.400	5.700	0.100	5.460	0.347
	3285.800	16.400	5.100	16.162	5.565
	3286.500	12.700	0.500	12.462	0.764
COLORADO 24	2141.000	6.000	0.030	5.760	0.274
	2149.000	9.500	0.030	9.261	0.274
	2152.000	8.500	0.090	8.261	0.336
	2527.000	6.100	0.070	5.860	0.316
	2531.000	5.900	0.010	5.660	0.253
	3978.000	4.700	0.010	4.460	0.253
	3981.000	7.500	0.040	7.261	0.284
	4016.000	2.700	0.010	2.460	0.253
	4025.000	3.800	0.030	3.560	0.274
COLORADO 25	1895.000	11.000	0.100	10.761	0.347
	1898.000	8.000	0.100	7.761	0.347
	1890.000	12.000	2.000	11.762	2.330
	1916.000	17.000	63.000	16.763	65.996
	1929.000	12.000	8.000	11.762	8.592
	1924.500	12.000	0.500	11.762	0.764
	1956.000	16.000	12.000	15.762	12.767
	1966.000	6.000	0.030	5.760	0.274
	1972.000	10.000	0.030	9.761	0.274
	1914.000	20.000	7.000	19.763	7.548
	1915.000	12.000	39.000	11.762	40.947
	1977.000	9.000	0.060	8.761	0.305
	1984.000	5.000	0.700	4.760	0.973

Tabla 5. Datos de corazones corregidos a presión de confinamiento por Stanley Jones para los pozos Colorado 3, 19 y 24

POZO	PROF	PHI	K	PHI CORR	K CORR
COLORADO 25	1991.000	9.000	0.300	8.761	0.556
	1995.000	12.000	1.200	11.762	1.495
	1998.000	19.000	69.000	18.763	72.258
	2125.000	7.000	13.000	6.761	13.811
	2126.000	14.000	13.000	13.762	13.811
	2129.000	16.000	14.000	15.762	14.854
	2277.000	13.000	1.400	12.762	1.704
	2278.000	9.000	1.000	8.761	1.286
	2279.000	15.000	27.000	14.762	28.422
	2286.000	18.000	78.000	17.763	81.651
	2286.000	18.000	65.000	17.763	68.083
	2286.000	16.000	40.000	15.762	41.991
	2351.000	11.000	0.400	10.761	0.660
	2376.000	18.000	44.000	17.763	46.165
	2381.000	18.000	111.000	17.763	116.093
	2383.000	17.000	103.000	16.763	107.744
	1917.000	17.000	51.000	16.763	53.471
	2067.000	3.600	0.023	3.360	0.267
	2123.000	16.800	25.294	16.562	26.641
2282.000	5.100	0.133	4.860	0.381	
COLORADO 26	3548.000	15.800	3.800	15.562	4.209
	3830.000	15.300	5.000	15.062	5.461
	3832.000	12.700	3.000	12.462	3.374
	3835.000	15.300	6.800	15.062	7.340
	3846.500	19.600	286.000	19.363	298.741
	3852.500	17.400	54.000	17.163	56.602
	4120.700	10.000	0.200	9.761	0.451
	4124.800	12.900	0.900	12.662	1.182
	4127.200	15.800	5.300	15.562	5.774
	4129.900	10.600	0.600	10.361	0.869
COLORADO 27	3495.000	10.800	0.220	10.561	0.472
	3496.200	12.200	0.100	11.962	0.347
	3496.900	13.800	0.200	13.562	0.451
	3498.500	12.900	0.300	12.662	0.556
	3499.900	14.000	1.000	13.762	1.286
	3780.000	6.700	0.140	6.460	0.389
	3780.000	6.100	0.041	5.860	0.285
	3783.600	14.400	0.400	14.162	0.660

	3785.100	6.500	0.400	6.260	0.660
	3821.800	6.600	0.100	6.360	0.347

Tabla 6. Datos de corazones corregidos a presión de confinamiento por Stanley Jones para los pozos Colorado 25, 26 y 27

POZO	PROF	PHI	K	PHI CORR	K CORR
COLORADO 27	3831.500	7.500	0.200	7.261	0.451
	3832.800	23.100	49.000	22.864	51.384
	3834.000	20.500	25.000	20.263	26.335
	3835.600	16.800	6.200	16.562	6.713
	3837.200	21.900	39.000	21.663	40.947
	3838.900	24.000	182.000	23.764	190.196
	3840.500	21.100	108.000	20.863	112.962
	3841.900	7.700	1.500	7.461	1.808
	3859.300	14.900	0.300	14.662	0.556
	3860.800	12.300	0.100	12.062	0.347
	3900.300	14.600	1.400	14.362	1.704
	3908.000	15.500	21.870	15.262	23.068
	3908.000	15.500	19.486	15.262	20.580
	3908.000	15.400	19.097	15.162	20.174
	3908.000	15.300	18.800	15.062	19.864
	3909.500	16.100	15.000	15.862	15.898
	3910.000	18.200	26.000	17.963	27.379
	3911.300	18.000	35.000	17.763	36.772
	3913.000	16.800	8.900	16.562	9.531
	3914.500	16.400	7.400	16.162	7.966
	3915.500	18.200	21.000	17.963	22.160
	3916.800	17.100	14.000	16.863	14.854
	3965.300	15.400	0.700	15.162	0.973
	3966.100	15.500	1.100	15.262	1.391
	3967.200	10.900	0.400	10.661	0.660
	4032.000	12.300	14.440	12.062	15.314
	4032.000	12.100	8.652	11.862	9.272
	4032.000	11.500	7.017	11.261	7.567
	4032.000	11.300	5.612	11.061	6.099
	4032.130	11.700	1.597	11.461	1.909
	4032.130	11.600	1.465	11.361	1.772
	4032.130	11.500	1.337	11.261	1.638
	4033.000	14.200	0.600	13.962	0.869
	4034.200	16.100	2.100	15.862	2.434

	4035.600	17.800	5.600	17.563	6.087
	4036.200	18.100	6.300	17.863	6.818
	4037.300	17.200	3.800	16.963	4.209
	4038.400	10.700	1.900	10.461	2.226
	4061.700	7.100	0.100	6.861	0.347
	4109.600	9.000	0.100	8.761	0.347
	4473.000	4.500	0.020	4.260	0.263
	4473.000	3.900	0.004	3.660	0.247
	4473.000	3.800	0.002	3.560	0.245

Tabla 7. Datos de corazones corregidos a presión de confinamiento por Stanley Jones para los pozos Colorado 27

POZO	PROF	PHI	K	PHI CORR	K CORR
COLORADO 27	4473.000	3.800	0.002	3.560	0.245
	4499.000	7.100	0.030	6.861	0.274
	4499.000	6.100	0.015	5.860	0.258
	4499.000	5.900	0.006	5.660	0.249
	4499.000	5.800	0.005	5.560	0.248
COLORADO 53	3691.000	10.400	5.640	10.161	6.129
	3691.000	14.380	33.400	14.142	35.102
	3691.000	14.700	28.400	14.462	29.884

Tabla 8. . Datos de corazones corregidos a presión de confinamiento por Stanley Jones para los pozos Colorado 27 y 53