

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA BASADA EN  
LITOTIPOS APLICADO A YACIMIENTOS CONVENCIONALES DE PETRÓLEO  
Y GAS**

**JULIÁN ANDRÉS HERNÁNDEZ PINTO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2014**

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA BASADA EN  
LITOTIPOS APLICADO A YACIMIENTOS CONVENCIONALES DE PETRÓLEO  
Y GAS**

**JULIÁN ANDRÉS HERNÁNDEZ PINTO**

**Trabajo de Grado para optar por el título de Geólogo**

**Director:**

**JORGE EDUARDO PINTO VALDERRAMA  
Geólogo, MSc.**

**Co-Director:**

**MARÍO FERNANDO BARRAGÁN ARIAS  
Geólogo, Petrofísico Sénior.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA**

**2014**

## DEDICATORIA

*A Dios  
En memoria de mi nona Elvia  
Y a mi familia*

## AGRADECIMIENTOS

El autor Julián Hernández Pinto agradece:

- A Dios por cada una de las bendiciones que ha puesto en mi camino y por haber otorgado la oportunidad de realizar este proyecto.
- A mi madre Adriana, hermanos Diego y Juan Pablo, mis tíos Claudia, Gabriel y Oscar, y mi familia en general por el apoyo diario en mi vida y por no dejar que desfalleciera.
- A mi compañera y amiga Jineth Castañeda y su familia por su apoyo y ayuda incondicional durante cada etapa de mi formación universitaria.
- Al Director del Proyecto Jorge Eduardo Pinto Valderrama por todo el seguimiento brindado durante el desarrollo de este proyecto.
- A la empresa Lithoil Ltda y mi codirector Mario Fernando Barragán Arias por todo su tiempo, paciencia, esfuerzo y voto de confianza para colaborar e instruirme en este proyecto.
- A el Ingeniero Aristóbulo Bejarano Wallens por su tiempo, consejos y enseñanzas.
- A Adrián Rueda, Maleja Joya, Sergio Jerez, Cristian Vecino, Crithiam Rodríguez y demás personas que ha dejado huella en mí durante este proceso.
- A la Universidad Industrial de Santander y la escuela de Geología por permitirme cumplir este sueño.
- A Canela por cada sonrisa y compañía en cualquier situación.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES	21
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	21
1.2 JUSTIFICACIÓN	21
2. OBJETIVOS	23
2.1 OBEJTIVO GENERAL	23
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	23
3. MARCO TEÓRICO	24
3.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS	24
3.1.1. Porosidad	24
3.1.3. Saturación	31
3.2 REGISTROS DE POZO	33
3.2.1. Registros de diámetro o de hueco	38
3.2.2. Registros litológicos	39
3.2.3. Registros de porosidad.	42
3.2.4. Registros eléctricos	53
3.3 NÚCLEOS DE PERFORACIÓN	62
3.3.1. Análisis básicos de laboratorio	62
3.3.2. Análisis especiales de laboratorio	63
3.3.3. Descripciones sedimentológicas y estratigráficas	63
3.3.4. Registros Core-Gamma	63
3.4 METODOLOGÍAS COMPUTACIONALES APLICADAS PARA LA INTERPRETACIÓN DE LITOTIPOS A PARTIR DE REGISTROS DE POZO.	64
3.5 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS	69
3.5.1 Arcillosidad	69

3.5.2 Porosidad Efectiva	73
3.5.3 Resistividad	77
3.5.4 Saturación	80
3.5.5 Permeabilidad	82
3.5.6 Determinación de la productividad empleando CUT-OFF	85
4. METODOLOGÍA	86
4.1. FASE I. RECOPIACIÓN, CARGA Y EDICIÓN DE LA INFORMACIÓN	86
4.2. FASE II. NÚCLEOS DE PERFORACIÓN	94
4.3. FASE III. MODELO PETROFÍSICO	94
4.4. FASE IV: DEFINICIÓN DE POSIBLES INTERVALOS PRODUCTORES	96
4.5. GENERACIÓN DE FLUJOGRAMAS	96
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ESTABLECIDA	97
5.1. FASE I: RECOPIACIÓN, CARGA Y EDICIÓN DE LA INFORMACIÓN.	97
5.1.1. Generación de la base de datos	97
5.1.2. Diagnóstico previo empleando la Matriz de Evaluación	103
5.1.3. Optimización de la información	106
5.2. FASE II: NÚCLEOS DE PERFORACIÓN.	114
5.3. FASE III: MODELO PETROFISICO	123
5.3.1. Amarre roca-registro	123
5.3.2. Estimación de las propiedades petrofísicas	127
5.4. FASE IV: DEFINICIÓN DE POSIBLES INTERVALOS PRODUCTORES	142
6. GENERACIÓN DE FLUJOGRAMAS	145
7. CONCLUSIONES	150
8. RECOMENDACIONES	151
BIBLIOGRAFIA	153

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Secciones mostrando los tipos de porosidad primaria, (A) Porosidad intergranular o interparticula, (B) Combinación entre porosidad interparticula e intraparticula.	28
Figura 2. Secciones mostrando los tipos de porosidad secundaria, (A) porosidad intercrystalina, (B) porosidad fenestral, (C) porosidad producida por lixiviación, (D) porosidad vuggy producida por soluciones irregulares, (E) porosidad producida por fracturas.	29
Figura 3. Visualización de un registro. LAS versión 2.0.	37
Figura 4. Presentación del registro Caliper.	38
Figura 5. Comportamiento del registro GR en litologías características.	39
Figura 6. Presentación del Registro Gamma Ray.	41
Figura 7. Comportamientos curvas de porosidad frente a litologías características.	42
Figura 8. Presentación del registro Sónico.	45
Figura 9. Comportamiento de la curva del registro Sónico cuando hay presencia de gas.	46
Figura 10. Presentación del registro Neutrón.	48
Figura 11. Presentación del registro Neutrón.	51
Figura 12. Comportamiento de las curvas NPHI y RHOB al encontrar una capa de gas.	52
Figura 13. Comportamiento de un perfil SP en una secuencia de arenas y lutitas.	54
Figura 14. Presentación del registro SP.	55

Figura 15. Presentación de los registros resistivos. RS, registro resistivo de investigación somera. RESM, registro resistivo de investigación media. RESD, registro resistivo de investigación profunda.	60
Figura 16. Presentación del Registro Core-Gamma.	64
Figura 17. Modelo de una neurona.	67
Figura 18. Gráfica Pickett para la determinación de $R_w$ .	79
Figura 19. Muestra gráfica de las tablas master con la información inventariada, (A) Inventario de la información geológica general, (B) Inventario de la información existente de registros de pozo.	88
Figura 20. Muestra gráfica de la matriz de evaluación.	90
Figura 21. Corrección de la línea base de lutitas para el registro SP.	93
Figura 22. Representación gráfica de la tabla master correspondiente al inventario de la información geológica general perteneciente a los campos muestra, (A) inventario de la información geológica general para el Campo-1, (B) inventario de la información geológica general para el Campo-2.	98
Figura 23. Representación gráfica del Inventario Well Log para los pozos pertenecientes al campo muestra, Campo-1, (A) representación gráfica para el inventario Well Log para el pozo ESC-1, (B) representación gráfica para el inventario Well Log para el pozo ESC-2.	99
Figura 24. Representación gráfica del Inventario Well Log para los pozos pertenecientes al campo muestra, Campo-2, (A) representación gráfica del inventario Well Log para el pozo VSS-1, (B) representación gráfica del inventario Well Log para el pozo VSS-2.	101
Figura 25. Muestra gráfica de la matriz de evaluación perteneciente al Campo-1.	104
Figura 26. Muestra gráfica de la matriz de evaluación perteneciente al Campo-2.	105
Figura 27. Muestra gráfica de la carga y visualización de curvas de registros para el pozo ESC-1, en la plataforma de interpretación, para la identificación de zonas para edición. En el track-1 se muestra en rojo la curva GR, en el track-2 se	

muestra en rojo la curva RHOB y en azul la curva NPHI, en el track-3 se muestra en negro la curva RESM y en rojo la curva RESD, en el track-4 se muestra en fucsia la curva PEF. 107

Figura 28. Muestra gráfica de la carga y visualización de curvas de registros para el pozo ESC-2, en la plataforma de interpretación, para la identificación de zonas para edición. En el track-1 se muestra en rojo la curva GR y en azul la curva SP, en el track-2 se muestra en rojo la curva RHOB y en azul la curva NPHI, en el track-3 se muestra en negro la curva RESM y en rojo la curva RESD, en el track-4 se muestra en fucsia la curva PEF. 108

Figura 29. Muestra gráfica de la carga y edición de curvas en la plataforma de interpretación. Para el caso se muestra la corrección de los desfases en profundidad de la curva CGR teniendo como referencia la curva GR de la corrida. En el track-1 se muestra en amarillo la curva CGR sin editar, en el track-2 se muestra la curva GR de referencia, en el track-3 se superponen las dos curvas en contraste, la curva CGR corregida en profundidad y la curva GR de referencia y en el track-4 se muestra el desplazamiento de la curva CGR, en el pozo ESC-1. 109

Figura 30. Muestra gráfica de la carga y edición de curvas en la plataforma de interpretación. Para el caso se muestra la corrección de los desfases en profundidad de la curva CGR teniendo como referencia la curva GR de la corrida. En el track-1 se muestra en amarillo la curva CGR sin editar, en el track-2 se muestra la curva GR de referencia, en el track-3 se superponen las dos curvas en contraste, la curva CGR corregida en profundidad y la curva GR de referencia y en el track-4 se muestra el desplazamiento de la curva CGR, en el pozo ESC-2. 110

Figura 31. Muestra gráfica de la carga y visualización de curvas de registros para el pozo VSS-1, en la plataforma de interpretación, para la identificación de zonas para edición. En el track-1 se muestra en rojo la curva GR, en el track-2 se muestra en rojo la curva RHOB y en azul la curva NPHI, en el track-3 se muestra en azul la curva RS, en negro la curva RESM y en rojo la curva RESD, en el track-4 se muestra en fucsia la curva PEF. 111

Figura 32. Muestra gráfica de la carga y visualización de curvas de registros para el pozo VSS-2, en la plataforma de interpretación, para la identificación de zonas para edición. En el track-1 se muestra en rojo la curva GR y en azul la curva SP, en el track-2 se muestra en rojo la curva RHOB y en azul la curva NPHI, en el track-3 se muestra en azul la curva RS, en negro la curva RESM y en rojo la curva RESD, en el track-4 se muestra en fucsia la curva PEF. 112

Figura 33. Muestra gráfica de la carga y edición de curvas en la plataforma de interpretación. Para el caso se muestra la corrección de los desfases en profundidad de la curva CGR teniendo como referencia la curva GR de la corrida. En el track-1 se muestra en amarillo la curva CGR sin editar, en el track-2 se muestra la curva GR de referencia, en el track-3 se superponen las dos curvas en contraste, la curva CGR corregida en profundidad y la curva GR de referencia y en el track-4 se muestra el desplazamiento de la curva CGR, en el pozo VSS-1. 113

Figura 34. Muestra gráfica de la carga y edición de curvas en la plataforma de interpretación. Para el caso se muestra la corrección de los desfases en profundidad de la curva CGR teniendo como referencia la curva GR de la corrida. En el track-1 se muestra en amarillo la curva CGR sin editar, en el track-2 se muestra la curva GR de referencia, en el track-3 se superponen las dos curvas en contraste, la curva CGR corregida en profundidad y la curva GR de referencia y en el track-4 se muestra el desplazamiento de la curva CGR, en el pozo VSS-2. 114

Figura 35. Asociación de los litotipos descritos en núcleos con calidad de roca reservorio, empleando la clasificación de Winland. Para el pozo ESC-1. 120

Figura 36. Asociación de los litotipos descritos en núcleos con calidad de roca reservorio, empleando la clasificación de Winland. Para el pozo ESC-2. 120

Figura 37. Asociación de los litotipos descritos en núcleos con calidad de roca reservorio, empleando la clasificación de Winland. Para el pozo VSS-1. 122

Figura 38. Asociación de los litotipos descritos en núcleos con calidad de roca reservorio, empleando la clasificación de Winland. Para el pozo VSS-2. 122

Figura 39. Cross-plot (multi-well) NPHI – RHOB, para la interpretación de litotipos en el Campo1. 124

Figura 40. Litotipos obtenidos de la interpretación del grafico RHOB-NPHI. A, litotipos finales para el pozo ESC-1. B, litotipos finales para el pozo ESC-2.	124
Figura 41. Litotipos obtenidos por el árbol de decisión para los pozos pertenecientes al Campo-2. A, litotipos finales para el pozo VSS-1. B, litotipos finales para el pozo VSS-2.	126
Figura 42. Metodología para el cálculo de volumen de arcilla mediante el análisis de registros de pozo. Para el pozo ESC-1.	128
Figura 43. Metodología para el cálculo de volumen de arcilla mediante el análisis de registros de pozo. Para el pozo ESC-2.	129
Figura 44. Metodología para el cálculo de volumen de arcilla mediante el análisis de registros de pozo. Para el pozo VSS-1.	130
Figura 45. Metodología para el cálculo de volumen de arcilla mediante el análisis de registros de pozo. Para el pozo VSS-2.	131
Figura 46. Muestra gráfica del cálculo de porosidad efectiva. A, Distribución generalizada de la porosidad (PHIEF) por litotipos. B, Visualización del modelo de porosidad efectiva (PHIEF) junto con los datos provenientes de núcleos de perforación (corePHIEc). Para el pozo ESC-1.	133
Figura 47. Muestra gráfica del cálculo de porosidad efectiva. A, Distribución generalizada de la porosidad (PHIEF) por litotipos. B, Visualización del modelo de porosidad efectiva (PHIEF) junto con los datos provenientes de núcleos de perforación (corePHIEc). Para el pozo ESC-2.	134
Figura 48. Muestra gráfica del cálculo de porosidad efectiva. A, Distribución generalizada de la porosidad (PHIEF) por litotipos. B, Visualización del modelo de porosidad efectiva (PHIEF) junto con los datos provenientes de núcleos de perforación (corePHIEc). Para el pozo VSS-1.	135
Figura 49. Muestra gráfica del cálculo de porosidad efectiva. A, Distribución generalizada de la porosidad (PHIEF) por litotipos. B, Visualización del modelo de porosidad efectiva (PHIEF) junto con los datos provenientes de núcleos de perforación (corePHIEc). Para el pozo VSS-2.	136

Figura 50. Representación gráfica para el modelo de permeabilidad implementado el método de Coates, ajustado con los datos de permeabilidad provenientes de núcleos de perforación (coreKHc). A, Modelo de permeabilidad K_COAT para el pozo ESC-1. B, Modelo de permeabilidad K_COAT para el pozo ESC-2.	137
Figura 51. Relación porosidad de núcleo-permeabilidad núcleo y ecuaciones para el cálculo de la permeabilidad por litotipo empleando el método de regresión. Para el Campo-2	138
Figura 52. Representación gráfica para el cálculo de la permeabilidad mediante el método de regresión por litotipo, ajustado con los datos de permeabilidad provenientes de núcleos de perforación (coreKHc). A, Modelo de permeabilidad K para el pozo VSS-1. B, Modelo de permeabilidad K para el pozo VSS-2.	138
Figura 53. Cálculo de Sw para el Campo-1, aplicando el método de Archie a partir de las curvas de resistividad profunda (RESD) y porosidad efectiva (PHIEF). A, modelo de saturación de agua para el pozo ESC-1. B, modelo de saturación de agua para el pozo ESC-2.	140
Figura 54. Cálculo de Rw para el pozo VSS-1, aplicando el método de Pickett a partir de las curvas de porosidad efectiva y resistividad profunda.	141
Figura 55. Cálculo de Sw para el Campo-2, aplicando el método de Archie a partir de las curvas de resistividad profunda (RESD) y porosidad efectiva (PHIEF). A, modelo de saturación de agua para el pozo VSS-1. B, modelo de saturación de agua para el pozo VSS-2.	142
Figura 56. Determinación del intervalo neto productor. Pozo ESC-2.	144
Figura 57. Flujo de trabajo generalizado para el proceso de evaluación petrofísica.	145
Figura 58. Diagrama de flujo para la construcción de la base de datos.	146
Figura 59. Diagrama de flujo para la edición de la información.	147
Figura 60. Núcleos de perforación	148
Figura 61. Diagrama de flujo para la generación de los litotipos finales "LITH".	149
Figura 62. Diagrama de flujo para el cálculo de propiedades petrofísicas por litotipo.	150

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Calidad de la roca en función de la porosidad.	27
Tabla 2. Calidad de la roca como función de la permeabilidad	31
Tabla 3. Principales aplicaciones de los registros litológicos.	41
Tabla 4. Valores de $\Delta t_{ma}$ y $\Delta t_{fl}$ para la ecuación de porosidad.	44
Tabla 5. Valores comunes para la densidad de matriz y densidad de fluido. Halliburton (1991).	50
Tabla 6. Aplicaciones de los registros de porosidad.	53
Tabla 7. Valores de resistividad para distintos sustratos.	57
Tabla 8. Radio de investigación de las herramientas resistivas.	61
Tabla 9. Aplicaciones de los Registros Eléctricos.	61
Tabla 10. Nemónicos empleados para los principales perfiles por la compañía Lithoil Ltda.	91
Tabla 11. Datos antes y después de corregidos a presión de confinamiento. Fragmento de la tabla original para el pozo ESC-1.	115
Tabla 12. Datos antes y después de corregidos a presión de confinamiento. Fragmento de la tabla original para el pozo ESC-2.	116
Tabla 13. Datos antes y después de corregidos a presión de confinamiento. Fragmento de la tabla original para el pozo VSS-1.	116
Tabla 14. Datos antes y después de corregidos a presión de confinamiento. Fragmento de la tabla original para el pozo VSS-2.	117
Tabla 15. Tipo de poro y su rango de tamaño, según Winland.	118
Tabla 16. Nomenclatura de las litofacies y los litotipos descritos a partir de núcleos de perforación. Para el Campo-1.	118
Tabla 17. Nomenclatura de las litofacies y los litotipos descritos a partir de núcleos de perforación. Para el Campo-2.	121

Tabla 18. Descripción de los litotipos (LITH) generados a partir del amarre núcleo-registro. Para el Campo-1.	125
Tabla 19. Descripción de los litotipos (LITH) generados a partir del amarre núcleo-registro. Para el Campo-2.	126
Tabla 20. Cálculos obtenidos para las propiedades petrofísicas y el Net-Pay. Para el pozo ESC-2.	143

## **LISTA DE ANEXOS**

Los siguientes anexos se encuentran en carpeta adjunta.

ANEXO A. Formatos usados durante la Fase I del proyecto. (Medio Magnético).

ANEXO B. Datos corregidos a condiciones de yacimiento. (Medio Magnético).

ANEXO C. Resultados Net-Pay. (Medio Magnético).

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA BASADA EN LITOTIPOS APLICADA A YACIMIENTOS CONVENCIONALES DE PETRÓLEO Y GAS.\*

**AUTOR:** HERNÁNDEZ PINTO JULIÁN ANDRÉS\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Modelo Petrofísico, Caracterización de Yacimiento, Litotipos, Propiedades Petrofísicas, Registros de Pozo, Hidrocarburos.

Uno de los aspectos de mayor importancia durante el proceso de explotación de hidrocarburos corresponde a la caracterización petrofísica de las formaciones que conforman al yacimiento, ya que por medio del cálculo de las propiedades que esta involucra es posible estimar la cantidad de hidrocarburos presente en el mismo, y estos resultados ayudan a la elaboración de la estrategia para desarrollar el yacimiento.

El proceso de evaluación petrofísica integra el análisis de pruebas de laboratorio hechas sobre núcleos de perforación junto con la interpretación de registros de pozo. Estos análisis involucran el manejo de una gran densidad de datos y empleo de una gran cantidad de fórmulas matemáticas para encontrar cada una de las propiedades petrofísicas del yacimiento, de igual forma también se requieren de la elaboración y visualización de tablas y esquemas de los resultados obtenidos que permitan evaluar de manera más confiable.

El presente proyecto se ha enfocado en la elaboración de una metodología la cual permita generar y establecer los flujos de trabajo para el desarrollo del proceso de evaluación petrofísica basada en litotipos para yacimientos convencionales de crudo y gas, la cual abarca el proceso de caracterización petrofísica desde la recepción, organización, análisis hasta la entrega de resultados (identificación de posibles zonas productoras).

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Jorge Eduardo Pinto Valderrama, Geólogo Co-Director: Mario Fernando Barragán Arias, Geólogo LITHoil Ltda.

## ABSTRACT

**TITLE:** METHODOLOGY FOR PETROPHYSICAL EVALUATION BASED IN LITHOTYPES APPLIED INTO OIL AND GAS CONVETIONAL RESERVORIS.

**AUTHORS:** HERNÁNDEZ PINTO JULIÁN ANDRÉS\*\*

**KEY WORDS:** Petrophysical Model, Reservoir Characterization, lithotypes, Petrophysical Properties, Well Logs, Hydrocarbons.

One of the most important aspect during the hydrocarbon exploitation process, correspond to the petrophysical characterization of the formations that conform the reservoir, because by the calculation of the properties that involves, it's possible to estimate the quantity of hydrocarbon present in the reservoir, and the results may help to the elaboration of the strategy to develop the reservoir.

The process of petrophysical evaluation integrates the sample analysis of the laboratory done on drilling cores with the interpretations of the well logs. This analysis involves the handling of an intensive data and the use of math formulas to find each one of the properties of the reservoir, likewise also require the development and display of tables and diagrams of the results obtained that makes the evaluation more trusted.

This proyest consist in the elaboration of a methodology that permits to generate and establish workflows to the development of the process of the petrophysical evaluation based on lithotypes for oil and gas conventional reservoirs, which covers the process of the petrophysical characterization from the reception, organization and analysis to the delivery of results (identification of possible productive zones).

---

\* Degree work

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering, School of Geology. Directed by Jorge Pinto Eduardo Valderrama, Geologist Co-Directed by Mario Fernando Barragan Arias, Geologist LITHoil Ltd.

## INTRODUCCIÓN

La evaluación petrofísica es un proceso fundamental para efectuar el cálculo de reservas de hidrocarburos en un yacimiento, debido a que durante el desarrollo de esta son calculadas propiedades tales como la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua, con las cuales es posible efectuar una caracterización del yacimiento a estudiar.

La dificultad al determinar estas propiedades petrofísicas viene del hecho de que es posible que estas varíen de forma significativa dentro de la totalidad del yacimiento, y por lo general se cuentan con datos puntuales correspondientes a donde se hayan corrido sets de registros y tomado muestras de roca (corazonamiento). La descripción petrofísica es basada esencialmente en la interpretación de registros controladas o calibradas con las pruebas hechas sobre los núcleos. Esta interpretación requiere el manejo de una alta densidad de información, además del empleo de distintas herramientas para la visualización y trabajo de los archivos, por esta razón es necesario la construcción de una metodología en la cual se definan los pasos a tener en cuenta durante el desarrollo de un modelo petrofísico, incluyendo las distintas opciones que se puedan presentar durante el proceso según las características propias del proyecto.

El presente proyecto nace a partir de la necesidad de establecer flujos de trabajo para el desarrollo del modelamiento petrofísico basado en litotipos para la caracterización de yacimientos convencionales de petróleo y gas de la empresa LITHoil Ltda., buscando optimizar el proceso y haciéndolo accesible para cualquier persona perteneciente a la compañía.

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El modelamiento petrofísico es indispensable para determinar si es viable el desarrollo de un proyecto de explotación de hidrocarburos, ya que por medio de este se puede calcular una estimación tanto de la cantidad de hidrocarburo existente en el yacimiento como de la cantidad que se puede extraer de este.

Con la finalidad de mejorar el proceso de caracterización y evaluación de yacimientos convencionales de petróleo y gas para la compañía Lithoil Ltda, se plantea normalizar los procesos metodológicos lo cual permita definir una serie de pautas a seguir durante el proceso de evaluación petrofísica basada en litotipos. También se pretende la generación de una matriz de completitud la cual permita calificar la calidad de la información para así dar un diagnóstico previo al inicio del modelamiento petrofísico y de esta forma tener una idea de lo que es posible determinar con la información disponible para el desarrollo del estudio.

Por medio de la información bibliográfica proveniente de distintos proyectos en los cuales se desarrollan modelos petrofísicos se pretende encontrar un apoyo y guía para el presente proyecto.

### **1.2 JUSTIFICACIÓN**

La evaluación de formaciones es uno de los aspectos de mayor importancia dentro del proceso de extracción de hidrocarburos, debido a que permiten determinar ciertas propiedades que ayudan a estimar la cantidad de hidrocarburos existentes en el yacimiento.

Es posible desarrollar una evaluación de formaciones dentro de un yacimiento integrando los análisis de pruebas hechos en núcleos de perforación, con la interpretación de registros de pozo. Este proceso involucra el manejo de una gran cantidad de información y fórmulas matemáticas para efectuar el cálculo de las propiedades de interés petrofísico.

En el presente documento se busca normalizar los procedimientos metodológicos desarrollados por la compañía Lithoil Ltda durante su trayectoria y experiencia en el proceso de caracterización de yacimientos. Se busca plantear una serie de pautas a seguir para mejorar el desarrollo del proceso de evaluación petrofísica por medio del implemento de flujos de trabajo, abarcando el proceso desde la fase de recopilación de la información hasta la culminación de la evaluación.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 OBEJTIVO GENERAL**

Desarrollar el manual de modelamiento petrofísico basado en litotipos aplicado a yacimientos convencionales de petróleo y gas para la compañía Lithoil Ltda.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

Desarrollar una matriz de completitud la cual permita generar un diagnóstico previo al inicio del proceso de evaluación petrofísica calificando la calidad de la información disponible para ejecutar el proyecto.

Identificar y definir la información mínima necesaria para el desarrollo de un proceso de evaluación petrofísica.

Definir los flujos de trabajo a seguir durante cada una de las etapas dentro del proceso de evaluación petrofísica en yacimientos convencionales de petróleo y gas.

Aplicar la metodología y mostrar resultados para 2 campos ejemplos seleccionados.

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS

Se reconocen como las características de la roca de mayor importancia para la petrofísica como su composición, densidad, tipo de grano y la distribución de tamaño del poro, presión capilar, porosidad, permeabilidad, saturación de los fluidos, entre otras. La importancia de estas propiedades radica en que influyen de forma directa en la existencia de hidrocarburos en el yacimiento. En este libro se analizarán las que afectan de forma directa la acumulación primaria como lo son la porosidad, la permeabilidad y la saturación. (Paris de Ferrer, M. 2009).

**3.1.1. Porosidad.** Desde la perspectiva de la petrofísica, la porosidad se define como el espacio en la roca no ocupado por un material sólido, lo que va a permitir el almacenamiento de los fluidos. Es definida a razón de:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (1).$$

Dónde:

$\emptyset$  = Porosidad

$V_p$  = Volumen que ocupan los poros

$V_t$  = Volumen total de la roca.

La porosidad es una fracción que varía entre 0 y 1, aunque es representada también como porcentaje. Los espacios porosos dentro de la roca dependen principalmente del tamaño y empaquetamiento de los granos que la conforman, de esta manera la porosidad será mayor en los sedimentos poco consolidados como arena o gravas, que en aquellos sometidos a litificación como areniscas y

conglomerados, debido a que durante la transformación de sedimentos a roca se produce una pérdida de porosidad producto de la compactación y la cementación que se estás generando. Otro factor de gran importancia que influye de forma directa en la porosidad y por ende en la calidad de la roca reservorio es el tiempo de posicionamiento.

Es posible realizar la clasificación de la porosidad según la comunicación de los poros y según el origen de la porosidad.

Teniendo en cuenta primer aspecto lo referente a la comunicación de los poros, el cual tiene que ver con el aislamiento que experimentan algunos poros durante la litificación debido a la excesiva cementación, mientras que otros quedaron interconectados. Entonces según la comunicación de los poros se obtendrán dos tipos de porosidades:

- Porosidad absoluta
- Porosidad efectiva

En donde la porosidad efectiva hace referencia a la porosidad continua e interconectada, la porosidad no efectiva a porosidad discontinua o aislada, y la porosidad absoluta es la suma de todas las porosidades. Según esto es posible definir las matemáticamente con las siguientes ecuaciones.

$$\emptyset = \emptyset_{efectiva} + \emptyset_{no\ efectiva} \quad (2).$$

Dónde:

$\emptyset$  = Porosidad absoluta

$\emptyset_{efectiva}$  = Porosidad efectiva

$\emptyset_{no\ efectiva}$  = Porosidad no efectiva

**Porosidad absoluta:** hace referencia a la razón entre el espacio poroso total en la roca y volumen bruto. Es determinada matemáticamente con la siguiente ecuación:

$$\emptyset = \frac{Vp}{Vt} = \frac{Vt - Vg}{Vt} \quad (3).$$

Dónde:

$\emptyset$  = Porosidad absoluta

$Vt$  = Volumen total de la roca

$Vg$  = Volumen de los granos

$Vp$  = Volumen poroso

**Porosidad efectiva:** espacio de porcentaje poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca, entonces:

$$\emptyset = \frac{\text{volumen poroso interconectado}}{\text{volumen total de la roca}} \quad (4).$$

Dónde:

$\emptyset$  = Porosidad efectiva

La porosidad efectiva es medida con la mayoría de porosímetros, y en realidad es la de interés para estimaciones de hidrocarburos in situ, debido a que únicamente los volúmenes de hidrocarburos contenidos en poros interconectados pueden ser extraídos del yacimiento. Por lo general esta porosidad va a representar entre un 90 a 95% de la porosidad total. En un yacimiento la porosidad puede variar tanto de forma lateral como vertical, encontrándose en el rango entre 5 al 20%. La porosidad como medida de la capacidad de almacenamiento de la roca, puede clasificar la calidad de la roca en función de la porosidad, así:

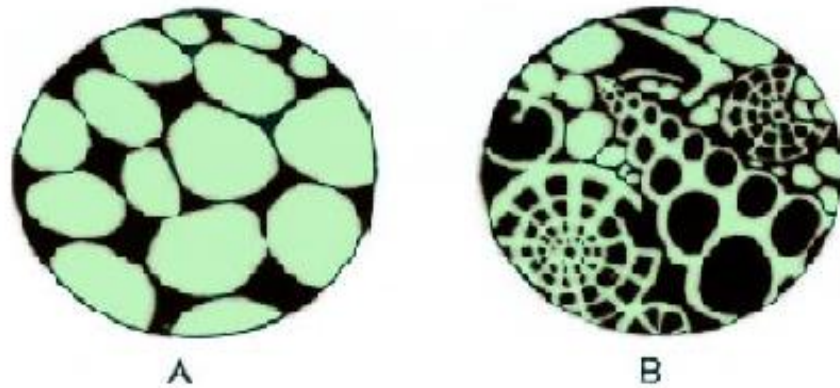
**Tabla 1. Calidad de la roca en función de la porosidad.**

CALIDAD	POROSIDAD (%)
Muy buena	> 20
Buena	15 – 20
Moderada	10 – 15
Pobre	5 – 10
Muy pobre	< 5

Como se mencionó anteriormente la porosidad también se puede clasificar según su origen, teniendo en cuenta el tiempo en el cual se depositaron los estratos, de esta forma se tendrá porosidad primaria y porosidad secundaria.

**Porosidad primaria:** se asocia a aquellos poros que se formaron al tiempo que se depositaron los sedimentos, entonces estará conformada por los espacios vacíos que quedan entre los granos posteriormente a la acumulación como sedimentos. Los parámetros micro estructurales que afectan a la porosidad primaria de un sedimento no consolidado son: el tamaño, la geometría y la selección de los granos. La medida de porosidad es inversamente proporcional al diámetro de grano, entonces al aumentar el tamaño de grano la porosidad será menor. Aunque no es claro la relación de la porosidad con la geometría de los granos, si es considerado un sedimento no consolidado, formado por granos de igual tamaño, se espera que la porosidad en granos alargados y tabulares sea mayor, que en granos esféricos. Otro factor importante sería la selección, ya que una roca con buena selección, es decir con tamaños de granos similares, presentarán mayor porosidad que en rocas con mala selección.

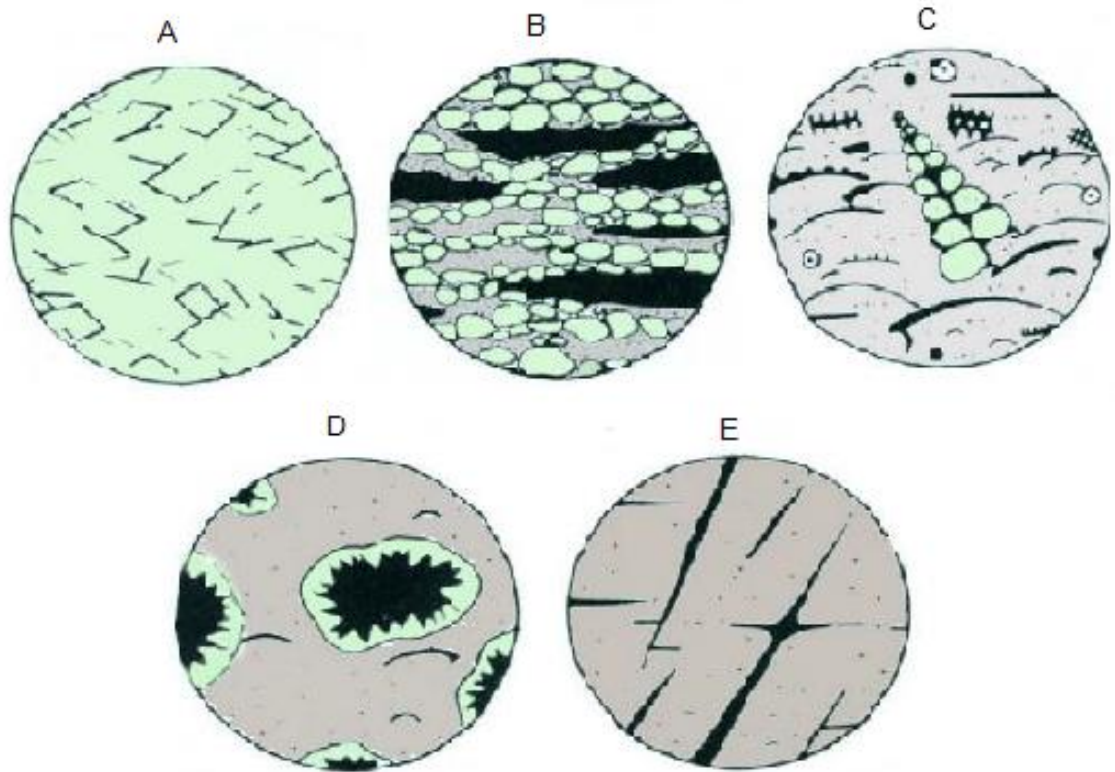
**Figura 1. Secciones mostrando los tipos de porosidad primaria, (A) Porosidad intergranular o interparticula, (B) Combinación entre porosidad interparticula e intraparticula.**



Fuente: Tomado y modificado de Cruz Guevara. L.E. Caballero. V.M. descripción y clasificación de rocas terrígenas por su textura. UIS.2007.

**Porosidad secundaria:** es producto de procesos geológicos posteriores a cuando fueron depositados los sedimentos, que incluyen a la totalidad de los procesos físicos, químicos y biológicos que alteran al sedimento no consolidado desde el inicio de su depositación y los procesos de metamorfismo y meteorización. Entre estos procesos se distinguen la compactación mecánica, la disolución y precipitación de minerales, la recristalización de minerales y el fracturamiento de minerales y de la roca.

**Figura 2. Secciones mostrando los tipos de porosidad secundaria, (A) porosidad intercrystalina, (B) porosidad fenestral, (C) porosidad producida por lixiviación, (D) porosidad vuggy producida por soluciones irregulares, (E) porosidad producida por fracturas.**



Fuente: Tomado y modificado de Cruz Guevara. L.E. Caballero. V.M. descripción y clasificación de rocas terrígenas por su textura. UIS.2007.

Los valores típicos promedios de porosidad en areniscas se encuentran en un 18%, y alrededor de un 95% de porosidad en areniscas es efectiva. Los carbonatos tienen valores típicos promedios de 8%, y cerca del 90% de porosidad en carbonatos es efectiva.

**3.1.2. Permeabilidad.** Es indispensable para la existencia de hidrocarburos en el yacimiento, ya que esta característica de la roca permite que los hidrocarburos y el agua puedan fluir, migrar desde la roca generadora, hasta depositarse en el yacimiento.

Es denotada por  $k$ , es definida como la propiedad que tiene la roca de permitir el tránsito de fluidos a través del medio poroso, por esto es controlada por el tamaño de las gargantas de poro. Entonces la permeabilidad al depender de la porosidad efectiva de la roca, se verá afectada por el tamaño de grano de la roca, la forma de los granos, la distribución de los tamaños de grano, por el empaquetamiento, y por el grado de consolidación y cementación. El material cementante entre los granos de la matriz también afectará a la permeabilidad, esencialmente en donde exista agua fresca.

Para realizar el cálculo de permeabilidad se emplea la expresión matemática dada por la Ley de Darcy, que enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. Adicional es considerada como una medida de la conductividad de los fluidos, debido a que por su analogía con los conductores de electricidad, también es definida como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos.

$$u = \frac{q}{Ac} = - \frac{K}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (5).$$

Dónde:

$u$  = Velocidad de fluidos en cm/s

$q$  = Tasa de flujo en cm<sup>3</sup>/s

$k$  = Permeabilidad del medio poroso en darcys

$Ac$  = Área transversal al flujo en cm<sup>2</sup>

$\mu$  = Viscosidad de flujo en centiposises

$dp/dl$  = Gradiente de presión en atm/cm

Un Darcy equivale a una permeabilidad alta. Los valores de permeabilidad que se encuentran generalmente en los yacimientos son menores a un Darcy. Por esto la unidad empleada en la industria es el milidarcy (md).

En los yacimientos petrolíferos se puede encontrar permeabilidad primaria o permeabilidad secundaria, en donde la permeabilidad primaria o de matriz es originada durante la litificación, y la permeabilidad secundaria va a ser el resultado de la alteración de matriz por cementación, compactación, fracturamiento o disolución.

La porosidad en los yacimientos puede variar entre 0.1 y 1000 md o más. La calidad del yacimiento está condicionada a la permeabilidad en md, entonces puede ser pobre o muy buena según su valor, como es mostrado en la Tabla 2.

**Tabla 2. Calidad de la roca como función de la permeabilidad**

CALIDAD	PERMEABILIDAD (md)
Pobre	$K < 1$
Regular	$50 < K < 250$
Muy buena	$K > 250$

**3.1.3. Saturación.** Habiendo definido anteriormente a la porosidad como una medida de la capacidad de almacenamiento de un yacimiento. Entonces para calcular el total de volumen de hidrocarburos presentes es necesario determinar la fracción de volumen poroso ocupado por los diferentes fluidos presentes, esta fracción es la denominada fracción de fluido. Es determinada matemáticamente con la siguiente ecuación:

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{volumen total de fluido}}{\text{volumen poroso}} \quad (6).$$

Al aplicar esta definición se tendrá para cada fluido en el yacimiento:

$$S_o = \frac{\text{volumen de aceite}}{\text{volumen poroso}} \quad (7).$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}} \quad (8).$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso}} \quad (9).$$

Dónde:

$S_o$  = Saturación de aceite

$S_w$  = Saturación de agua

$S_g$  = Saturación de gas.

La sumatoria de las saturaciones de los fluidos que se encuentran en el medio poroso de una roca, debe ser igual a 1.0, considerando un espacio poroso saturado por petróleo, agua y gas. Según esto tendremos la siguiente expresión matemática.

$$S_o + S_w + S_g = 1.0 \quad (10).$$

Dónde:

$S_o$  = Saturación de aceite

$S_w$  = Saturación de agua

$S_g$  = Saturación de gas.

Vale aclarar que todas estas saturaciones están basadas en el volumen de poros y no en el volumen bruto del yacimiento.

Según el tipo de fluido es posible realizar una clasificación de la saturación, teniendo de esta manera:

**Saturación de agua connata (Swc):** se refiere a la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, será el agua que en principio fue depositada con la formación y por efecto de la fuerza capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando estos migraron al yacimiento.

Por lo general la saturación de agua connata es inmóvil, pero es desplazada con la inyección de agua en el yacimiento.

**Saturación residual de una fase (Sxr):** en donde la fase “x” puede ser agua, petróleo o gas, corresponde a la saturación de la fase que queda en la zona barrida del yacimiento, posterior a un proceso de desplazamiento.

**Saturación crítica de una fase (Sxc):** en donde la fase “x” corresponde a la fase agua, petróleo o gas, hace referencia a la mínima saturación necesaria para que una fase pueda moverse en el yacimiento.

### **3.2 REGISTROS DE POZO**

Los registros de pozo son parte fundamental para el desarrollo del proceso de evaluación petrofísica, debido a que en ellos contienen una alta densidad de datos acerca de las características de las formaciones que pertenecen al yacimiento objetivo del estudio, y en conjunto con una buena interpretación son de vital utilidad para el proceso de evaluación. Dependiendo del tipo de registro que se haya corrido se obtendrán ciertas mediciones, dadas por las propiedades específicas de los cuerpos de roca existentes. Existen varios tipos de registros de

pozo los cuales se implementaran dependiendo de la información que se pretende conocer por parte de la compañía interesada. De esta manera en el presente libro se realiza una clasificación general subdividiéndolos en registros de diámetro de hueco, registros litológicos, registros de porosidad y registros de resistividad.

**Formato de presentación:** se emplea un formato ASCII estándar para datos de registros de pozos conocido como LAS (Log ASCII Standard). El formato LAS comprende archivos de datos individuales escritos en ASCII, representa el encabezado del registro de pozo y las curvas ópticas en forma digital. Presenta una estructura simple con columnas semejantes a la de una hoja de cálculo donde los datos se encuentran ordenados según su profundidad. Una de las principales características que presenta el formato es la posibilidad de abrir el archivo con cualquier editor de textos y así extraer la información de pozo en forma visual.

El archivo LAS se estructura por secciones, teniendo de esta forma:

**Versión (~V):** datos de la versión del archivo, identifica el número de la versión del formato, y define si los datos están en modo wrapped o modo un wrapped. Ejemplo:

```
~Version Information Block
VERS.          2.00:    CWLS LOG ASCII STANDARD - VERSION 2.000000
WRAP.          NO:     One Line Per Depth Step
#
```

**Well (~W):** datos de la identificación del pozo, contiene información del nombre, localización y el inicio y parada de los valores de los datos contenidos en el archivo. Ejemplo:

~Well Information Block		
#MNMN.UNIT	Data	Information
STRT.F	7274.5000:	START DEPTH
STOP.F	7280.0000:	STOP DEPTH
STEP.F	0.5000:	STEP LENGTH OR LOG DEPTH INCREMENT
NULL.	-999.2500:	NO VALUE
CN.	:	COMPANY
WELL.	1:	WELL
FLD.	WILDCAT:	FIELD
FL.	:	FIELD LOCATION
PROV.	:	PROVINCE
STAT.	:	STATE
CTRY.	:	COUNTRY
LCC.	:	SERVICE COMPANY
DATE.	11-SEP-99:	LOG DATE
WN.	1:	WELL_NAME
UWID.	:	UNIQUE WELL ID

**Curve (~C):** identificación de los distintos perfiles registrados, contiene los mnemónicos de las curvas y su definición en el orden en que aparecen en la sección de datos, además de las unidades en que se encuentran registrados los valores. Ejemplo:

~CURVE INFORMATION BLOCK		
#MNMN.UNIT	API CODE	Curve Description
DEPT.F		: 1 Depth
CALI.IN	70 280 01 01	: 2 Caliper
LLD.OHMM	10 220 10 01	: 3 Latero-Log Deep (Resistivity)
LLS.OHMM	10 220 09 01	: 4 Latero-Log Shallow (Resistivity)
MSFL.OHMM		: 5 Msfl Resistivity
GR.GAPI	35 310 01 01	: 6 Gamma Ray

**Parameter (~P):** contiene información sobre los parámetros y constantes relevantes al pozo. Ejemplo:

-PARAMETER INFORMATION BLOCK		
#MNEM.UNIT	value	Description
#-----		-----
EKB.F	625.0000:	Elevation of Kelly Bushing
GL.F	599.0000:	Elevation of Ground Level
LMF.		K.B.: Log Measured From
PDAT.		G.L.: Permanent Datum
EPD.F	599.0000:	Elevation Of Permanent Datum
APD.F	26.0000:	Feet Above Permanent Datum
DMF.		K.B.: Drilling Measured From
X_COOR.M	9306.2700:	X - Coordinate (Cartesian)
Y_COOR.M	9869.4100:	Y - coordinate (Cartesian)
FTYP.		DLL-MSFL: Log File Type
RUN.		2: Run Number
DD.F	11255.0000:	Depth Driller
DL.F	11248.0000:	Depth Logger
BLI.F	11246.0000:	Bottom Log Interval
TLI.F	7279.0000:	Top Log Interval
C10D.IN	13.375:	Casing Size 1
C20D.IN	12.25:	Casing Size 2
CBDR.F	7281.0000:	Casing Bottom (Driller)
CBLO.F	7279.0000:	Casing Bottom (Logger)
BS.IN	12.25:	Current Bit Size
DFT.		SALT SATURATED MUD: Drilling Fluid Type
FD.G/CC	1.7800:	Drilling Fluid Density
MUO.S	75.0000:	Drilling Fluid viscosity
DFPH.	10.5000:	Drilling Fluid pH
DFL.ML	12.0000:	Drilling Fluid Loss
TCON.S	2:	Time Constant
RMS.OHMM	0.0687:	Resistivity Of Mud Sample
MST.DEGF	95.0000:	Mud Sample Temperature
RMFS.OHMM	0.0448:	Mud Filtrate Resistivity
MFST.DEGF	86.0000:	Mud Filtrate Sample Temperature
MFSS.		MEAS.: Mud Filtrate Sample Source
RMCS.OHMM	0.1570:	Mud Cake Resistivity
MCST.DEGF	86.0000:	Mud Cake Sample Temperature
MCSS.		MEAS.: Mud Cake Sample Source
RMB.OHMM	0.0380:	Mud Resistivity At Bht
BHT.DEGF	155.0000:	Temperature At Bht
TCS.HR	23:00HR:	Time Circulation Stopped
MRT.DEGF	156.0000:	Maximum Recorded Temperature
STYP.	756:	Sonde Type
PAN.	771:	Control Panel
CNC.	895:	Cartridge Number
LUN.	5829:	Logging Unit Number
LUL.		SGU: Logging Unit Location
ENGI.		E. HUBAULT: Engineers's Name
WITN.		E SAN JULIAN/R. MEDEVIELLE: Witness's Name

**Other (~O):** otra información de importancia. Es una sección opcional. Ejemplo:

-OTHER INFORMATION BLOCK	
#	CALIPER RECORDED 2' TOO DEEP

**ASCII (~A):** contiene los datos de las lecturas de los registros de cada intervalo. El índice de los datos de las columnas es profundidad o tiempo, los valores de índice siempre aparecen en la primera columna. Todos los valores en la sección de datos son puntos flotantes o valores enteros. Ejemplo:

-A	DEPT	CAL	LLD	LLS	MSFL	GR
	7274.5000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000
	7275.0000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000
	7275.5000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000
	7276.0000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000
	7276.5000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000
	7277.0000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000
	7277.5000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000
	7278.0000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000
	7278.5000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000
	7279.0000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000
	7279.5000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000
	7280.0000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000	-999.25000000

Figura 3. Visualización de un registro. LAS versión 2.0.

```

~Version Information Block
VERS.          2.00:      CWLS LOG ASCII STANDARD - VERSION 2.000000
WRAP.          NO:      One Line Per Depth Step
#
~Well Information Block
#MNEM.UNIT      Data      Information
#-----
STRT.F          7274.5000:  START DEPTH
STOP.F          7280.0000:  STOP DEPTH
STEP.F          0.5000:    STEP LENGTH OR LOG DEPTH INCREMENT
NULL.          -999.2500:    NO VALUE
CN.             :      COMPANY
WELL.          1:      WELL
FLD.           WILDCAT:  FIELD
FL.            :      FIELD LOCATION
PROV.          :      PROVINCE
STAT.          :      STATE
CTRY.         :      COUNTRY
LCC.           :      SERVICE COMPANY
DATE.         11-SEP-99:  LOG DATE
WN.           1:      WELL_NAME
UWID.         :      UNIQUE WELL ID
#
~CURVE INFORMATION BLOCK
#MNEM.UNIT      API CODE      Curve Description
#-----
DEPT.F          :      1 Depth
CALI.IN        70 280 01 01      :      2 Caliper
LLD.OHMM       10 220 10 01      :      3 Latero-Log Deep (Resistivity)
LLS.OHMM       10 220 09 01      :      4 Latero-Log Shallow (Resistivity)
MSFL.OHMM      35 310 01 01      :      5 Msfl Resistivity
GR.GAPI        :      6 Gamma Ray
~PARAMETER INFORMATION BLOCK
#MNEM.UNIT      Value      Description
#-----
EKB.F          625.0000:  Elevation of Kelly Bushing
GL.F          599.0000:  Elevation of Ground Level
LMF.          K.B.:    Log Measured From
PDAT.         G.L.:    Permanent Datum
EPD.F         599.0000:  Elevation of Permanent Datum
APD.F         26.0000:    Feet Above Permanent Datum
DMF.          K.B.:    Drilling Measured From
X_COOR.M      9306.2700:  X - Coordinate (Cartesian)
Y_COOR.M      9869.4100:  Y - coordinate (Cartesian)
FTYP.         DLL-MSFL:  Log File Type
RUN.          2:      Run Number
DD.F          11255.0000:  Depth Driller
DL.F          11248.0000:  Depth Logger
BLI.F         11246.0000:  Bottom Log Interval
TLI.F         7279.0000:  Top Log Interval
C1OD.IN       13.375:    Casing Size 1
C2OD.IN       12.25:    Casing Size 2
CBDR.F        7281.0000:  Casing Bottom (Driller)
CBLO.F        7279.0000:  Casing Bottom (Logger)
BS.IN         12.25:    Current Bit Size
DFT.          SALT SATURATED MUD:  Drilling Fluid Type
FD.G/CC       1.7800:    Drilling Fluid Density
MUO.S         75.0000:    Drilling Fluid Viscosity
DFPH.         10.5000:    Drilling Fluid pH
DFL.ML        12.0000:    Drilling Fluid Loss
TCON.S        2:      Time Constant
RMS.OHMM      0.0687:    Resistivity of Mud Sample
MST.DEGF     95.0000:    Mud Sample Temperature
RMFS.OHMM     0.0448:    Mud Filtrate Resistivity
MFST.DEGF    86.0000:    Mud Filtrate Sample Temperature
MFSS.        MEAS.:    Mud Filtrate sample source
RMCS.OHMM     0.1570:    Mud Cake Resistivity
MCST.DEGF    86.0000:    Mud Cake Sample Temperature
MCSS.        MEAS.:    Mud Cake Sample Source
RMB.OHMM      0.0380:    Mud Resistivity At Bht
BHT.DEGF     155.0000:  Temperature At Bht
TCS.HR       23:00HR:  Time Circulation Stopped
MRT.DEGF     156.0000:  Maximum Recorded Temperature
STYP.         756:    Sonde Type
PAN.          771:    Control Panel
CNC.          895:    Cartridge Number
LUN.          5829:   Logging Unit Number
LUL.          SGU:    Logging Unit Location
ENGI.         E. HUBAULT:  Engineers's Name
WITN.         E SAN JULIAN/R. MEDEVIELLE:  Witness's Name
~OTHER INFORMATION BLOCK
CALIPER RORCORDED 2' TOO DEEP
#
~A DEPT          CALI          LLD          LLS          MSFL          GR
7274.5000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000
7275.0000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000
7275.5000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000
7276.0000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000
7276.5000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000
7277.0000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000
7277.5000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000
7278.0000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000
7278.5000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000
7279.0000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000
7279.5000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000
7280.0000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000      -999.25000000

```

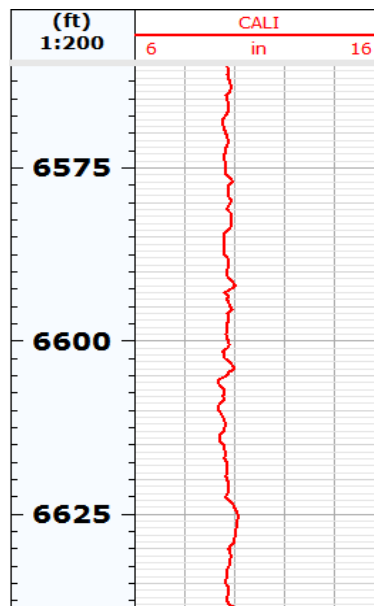
**3.2.1. Registros de diámetro o de hueco.** Hace referencia a los registros que brindan información relacionada con las condiciones del hoyo, son usados para registrar el diámetro del hoyo y el diámetro de la broca con la cual se desarrolló la perforación, y es también indicador de derrumbes dentro del pozo.

**3.2.1.1. Registro Caliper:** es empleado para determinar la medida del diámetro y la forma del pozo en función de la profundidad. La herramienta presenta brazos que se mueven hacia dentro o hacia fuera de la misma a medida que va recorriendo al pozo, este movimiento se transforma en una señal eléctrica la cual determina las variaciones de diámetro en el pozo.

El registro Caliper es ploteado junto con el diámetro de la roca, con la finalidad de comparar las variaciones en el diámetro con el valor esperado. Las unidades del registro son presentadas generalmente en pulgadas (6 a 16 pulgadas).

La figura 4 evidencia un ejemplo de este registro.

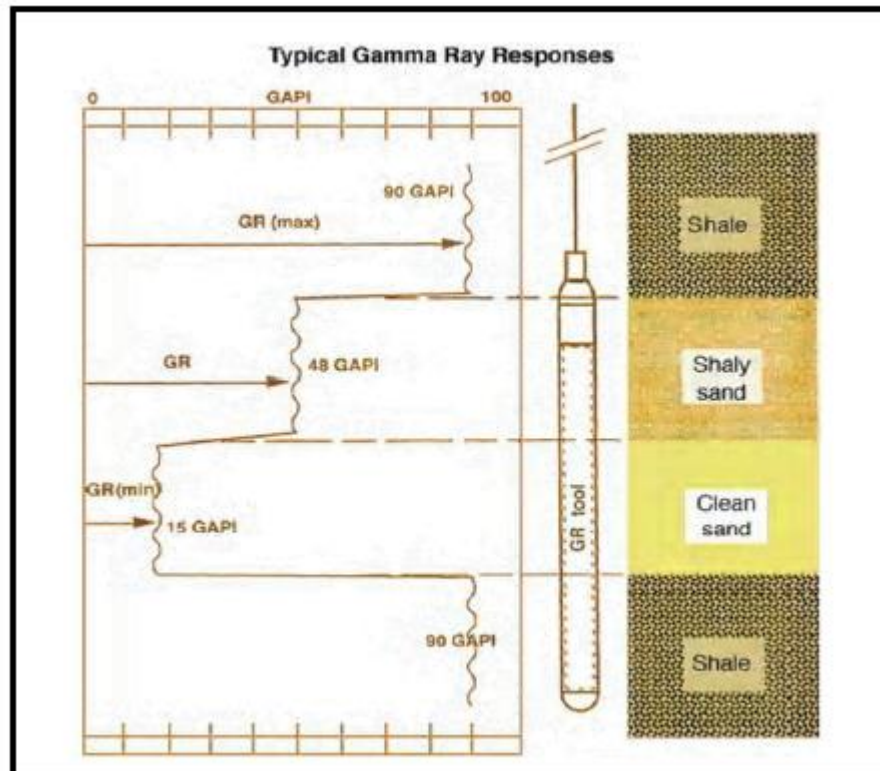
**Figura 4. Presentación del registro Caliper.**



**3.2.2. Registros litológicos.** Hace referencia a aquellos registros que ayudan a identificar los cuerpos de roca y sus límites. Entre estos encontramos el registro gamma ray y el registro de potencial espontáneo.

**3.2.2.1. Registro Gamma Ray:** son diseñados para registrar el nivel de radioactividad contenido por la roca, los tres elementos que emiten rayos gamma son: torio, uranio y potasio. Las arcillas y el carbón presentan alta radiación de rayos gamma, por el contrario las arenas y carbonatos muestran baja radiación gamma. Las mediciones de los registros de rayos gamma están dadas en grados API, este perfil presenta generalmente una escala de 0 a 150 a 200 unidades API según se requiera.

**Figura 5. Comportamiento del registro GR en litologías características.**



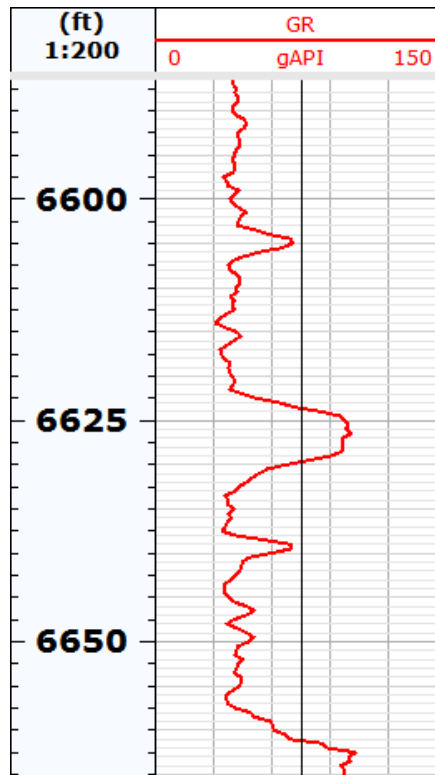
Fuente: Tomado de Mier U. Ricardo. Presentaciones de la asignatura geología de hidrocarburos. Tema: registros de pozo. Escuela de geología. UIS.

La medida del perfil de GR puede verse afectada por el peso y tipo de lodo de perforación, ya que los lodos de alta densidad atenúan más los rayos Gamma, lodos con contenido de Barita son muy eficientes atenuando a los rayos Gamma y darán lecturas anómalas bajas. Por el contrario lodos con contenido de cloruro de potasio tienen asociados una radioactividad natural relacionada con el K-40, entonces la radiación de estos lodos de perforación con KCl contribuye considerablemente con la cantidad de radioactividad total medida, por ende se esperan valores de GR un poco más altos que los usuales. El diámetro del pozo puede contribuir a las medidas anómalas, variando la cantidad de lodo entre la formación y el sensor con respecto a la profundidad.

El registro GR es empleado generalmente para determinar la arcillosidad en las formaciones permeables, debido a que los elementos radioactivos se encuentran generalmente en las arcillas. Lo que se hace es desarrollar una interpolación lineal entre las lecturas de GR en formaciones limpias y arcillosas, en el capítulo 2.5.1.3. será explicado más a fondo la relación existente entre el registro gama ray y el cálculo de arcillosidad.

La figura 6 evidencia un ejemplo de este registro.

**Figura 6. Presentación del Registro Gamma Ray.**



En la Tabla 3 se muestran las principales aplicaciones de los registros litológicos.

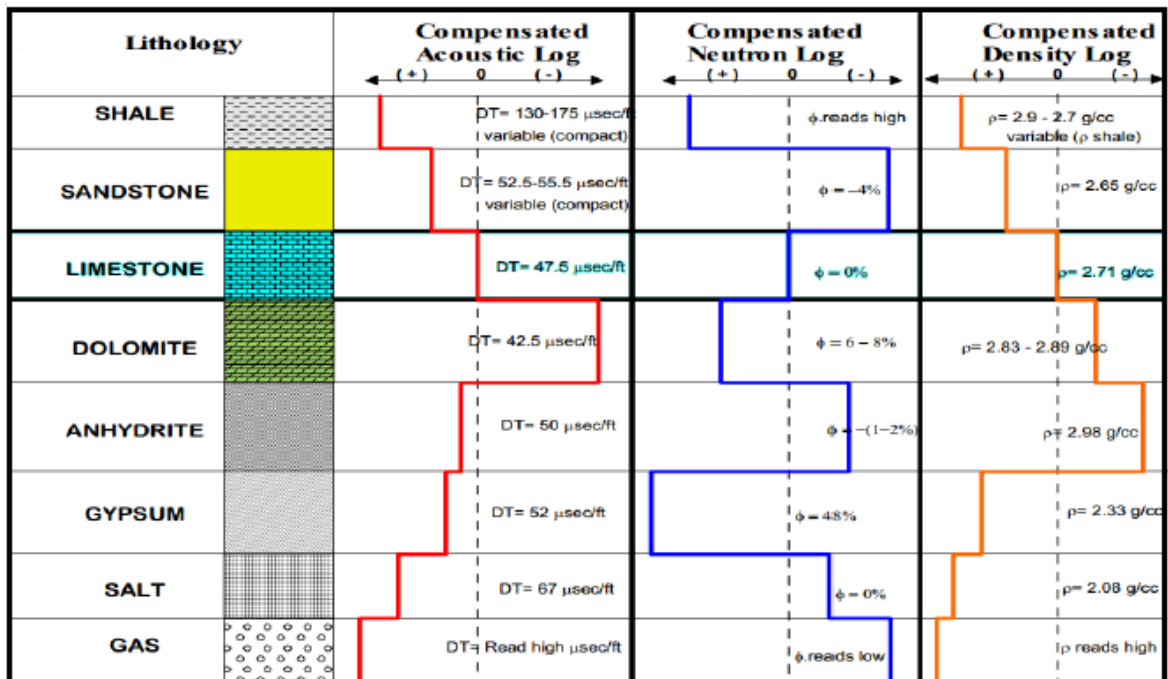
**Tabla 3. Principales aplicaciones de los registros litológicos.**

APLICACIONES DE LOS REGISTROS LITOLÓGICOS	
APLICACIÓN	GR
Determinar la arcillosidad de las capas	•
Identificar capas permeables e impermeables	•
Evaluar minerales radioactivos	•
Control de profundidad	•
Indicador de litología	•
Correlación entre pozos	•

**3.2.3. Registros de porosidad.** Hace referencia a aquellos registros que ayudan a determinar la porosidad de la roca, estos registros son de vital importancia para identificar el estado del hidrocarburo (aceite o gas), así como la saturación del mismo. Entre estos registros encontramos el registro sísmico, registro neutrón y el registro de densidad.

En la figura 7 se muestran las respuestas de los registros de porosidad para litologías características.

**Figura 7. Comportamientos curvas de porosidad frente a litologías características.'**



Fuente: Tomado de <http://geojager.tripod.com/loginter.pdf>.

**3.2.3.1. Registro Sísmico:** también llamado registro acústico, mide el tiempo que tarda una onda comprimida en viajar a través de la formación, el viaje del sísmico es posible relacionarlo con la porosidad cuando la litología es conocida.

El perfil sónico por lo general presenta una recepción excelente al pasar dos veces por el mismo intervalo, eliminando prácticamente la incertidumbre del valor del dt en la formación. Es posible determinar el dt en función de porosidad por el uso de dos ecuaciones empíricas, esto significa que habrá una incertidumbre sobre la relación existente entre el dt medido y la porosidad de la formación.

Ecuación de Wyllie (1956) para el cálculo de porosidad:

$$\emptyset_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (11)$$

Dónde:

$\emptyset_s$  = Porosidad de la formación

$\Delta t_{log}$  = Tiempo de transito medido por el registro sónico en s/ft

$\Delta t_{fl}$  = Tiempo de transito del fluido contenido

$\Delta t_{ma}$  = Tiempo de transito de la matriz. Valores preestablecidos para esta variable en la tabla 4.

La ecuación de Wyllie es válida para formaciones acuíferas, formaciones sin lutitas, formaciones compactadas, con porosidad intergranular uniforme.

Ecuación de Raymer-Hunt:

$$\frac{1}{\Delta t_{log}} = \frac{\emptyset_s}{\Delta t_{fl}} + \frac{(1 - \emptyset_s)^2}{\Delta t_{ma}} \quad (12)$$

Dónde:

$\emptyset_s$  = Porosidad de la formación

$\Delta t_{log}$  = Tiempo de transito medido por el registro sónico en s/ft

$\Delta t_{fl}$  = Tiempo de transito del fluido contenido

$\Delta t_{ma}$  = Tiempo de transito de la matriz. Valores preestablecidos para esta variable en la Tabla 4.

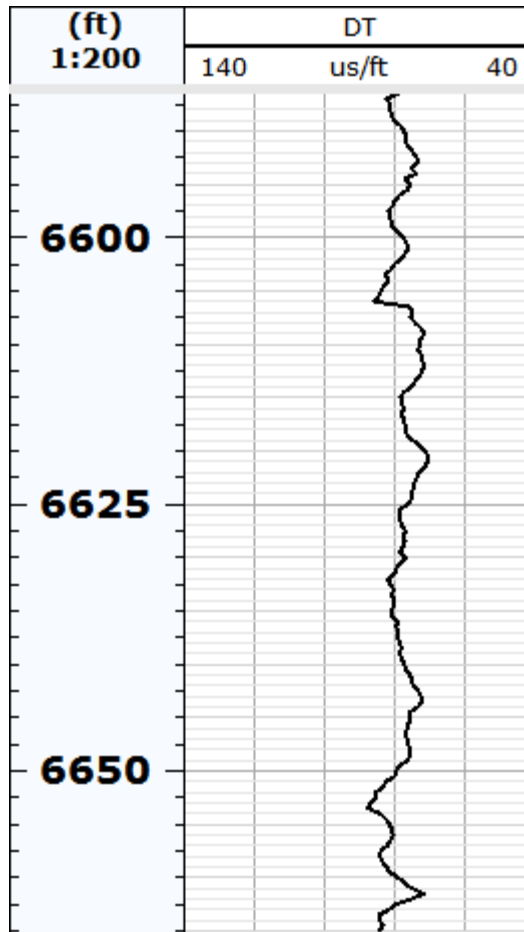
**Tabla 4. Valores de  $\Delta t_{ma}$  y  $\Delta t_{fl}$  para le ecuación de porosidad.**

Material	delta T (us/ft)
Areniscas compactadas	55.6-51.3
Calizas	47.6-43.5
Dolomitas	43.5-38.5
Anhidrita	50.0
Halita	66.7
Arcilla	170.0-60.0
Carbón bituminoso	140-100
Agua 200000 ppm	180.5
Agua 150000 ppm	186.0
Agua 100000 ppm	192.3
Aceite	238
Metano (15psi)	626
Casing	57.1

Fuente: Tomado de Glover (2000).

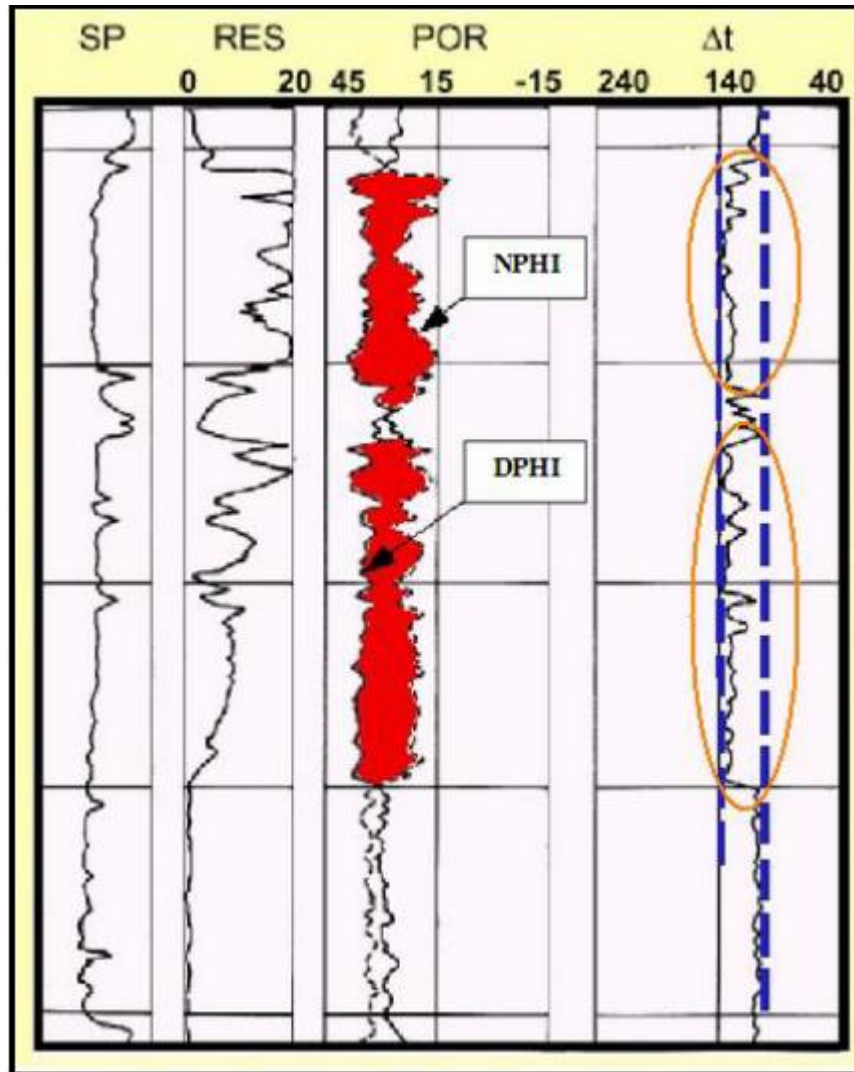
La Figura 8 evidencia un ejemplo de este registro.

Figura 8. Presentación del registro Sónico.



El registro sónico puede ser de gran utilidad para identificar intervalos que presenten contenido de gas, en la figura 9 se ilustra el comportamiento de este perfil en dicha situación.

Figura 9. Comportamiento de la curva del registro Sónico cuando hay presencia de gas.



■ → CAPA DE GAS

Fuente: Tomado de <http://es.scribd.com/doc/26228291/Registro-o-Perfilaje-de-Pozos>.

**3.2.3.2. Registro Neutrón:** esta herramienta consiste en bombardear la formación con neutrones de baja energía, los cuales al dispersarse darán lugar a radiación gamma de alta energía. La medida se basa en el contenido de hidrogeno por parte de la formación, entonces yacimientos con bajos contenidos de hidrogeno o limpios de hidrogeno pueden representar presencia de agua o hidrocarburo. La

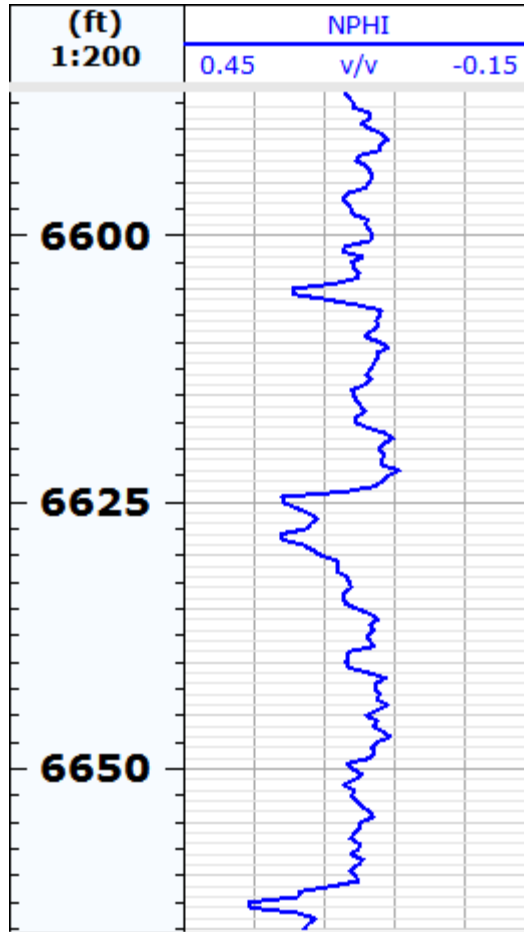
cantidad de neutrones y de rayos gamma que se registran serán altas en rocas poco porosas, y altas en rocas porosas.

La profundidad de investigación de la herramienta va a depender de forma directa de la contenida de hidrogeno en las formaciones. Entonces para formaciones porosas que contienen agua habrá mucha dispersión y absorción de neutrones, por ende la profundidad de investigación es corta. Para formaciones de baja porosidad que contienen agua o hidrocarburos, habrá menor cantidad de hidrógenos y la profundidad de investigación será mayor. La presencia de gas en la formación debido a su baja densidad y a pesar de que tiene una cantidad elevada de hidrógenos su IH es pequeño. La presencia de arcilla disminuye el radio de investigación.

Por lo general se obtiene al registro neutrón expresado en matriz caliza, es decir que en calizas limpias y acuíferas, la porosidad aparente de neutrón corresponde a la porosidad de la formación. En cambio en areniscas limpias y acuíferas, la porosidad aparente de neutrón es menor que la verdadera porosidad de la formación. De esta forma, en dolomitas limpias y acuíferas, la porosidad aparente de neutrón será mayor que la verdadera porosidad de formación.

La Figura 10 evidencia un ejemplo de este registro.

**Figura 10. Presentación del registro Neutrón.**



El registro puede ser afectado por diversos factores, entonces se debe tener en cuenta la presencia de elementos como el hidrógeno y el cloro, los cuales contribuyen de forma significativa a la absorción de neutrones, aunque la presencia de hidrógeno no representa algún problema ya que la presencia de hidrógeno es lo que se quiere medir. Pero el filtrado de lodo, y los fluidos de formación contienen cantidades significativas de iones de cloro disueltos, provocando que se sobreestime la porosidad de la formación. Otro efecto que afecta la medición es el contenido de arcillas ya que estas presentan cantidades significativas de agua absorbida superficialmente, por ende presentan una cantidad considerable de hidrógenos a pesar de su baja porosidad. Entonces la

porosidad aparente leída por el registro neutrón en formaciones de arcilla se muestra más alta de lo que realmente es. La calidad del hueco también influye en la medida ya que las herramientas se corren presionadas en la pared del pozo lo que las hace sensibles a este efecto, entonces al haber un aumento en el diámetro del pozo no habrá presión y registrarán valores anómalos.

**3.2.3.3. Registro de Densidad de la formación:** son empleados para determinar la densidad promedio de la formación, de tal manera que posteriormente se determine la porosidad total de la misma. La densidad promedio de la formación es obtenida por medio del bombardeo de rayos gamma hacia la roca para luego medir que tanta radiación retorna hacia la herramienta. También es útil definiendo litologías, detectando zonas de gas y reconociendo rocas evaporitas.

La profundidad de investigación de esta herramienta es muy somera, por esto la herramienta es muy sensible a la calidad de cara al fondo del pozo y se hace necesario interpretar esta curva de la mano de la curva caliper, para así asegurar que los valores medidos no son producto de las malas condiciones del pozo. Este radio de investigación somero también implica que en formaciones porosas y permeables en donde se aplica su principal uso, las herramientas solo miden en la zona invadida, esto debe tenerse en cuenta al determinar la densidad del fluido contenido en el medio poroso, que será el filtrado de lodo más una mínima cantidad de aceite residual. Debido a esto el registro presenta poca utilidad al diferenciar aceite y agua. Sin embargo el gas puede ser diferenciado debido a la gran diferencia de densidad con respecto al aceite y al agua, y porque la invasión del filtrado de lodo en zonas de gas no es completa, y deja cantidades considerables de gas en la zona invadida. La combinación con la curva NPHI es la mejor forma de determinar litologías en el fondo de pozo, esto se mostrará en el siguiente capítulo al desarrollar la metodología.

Es posible determinar la porosidad de la formación empleando la ecuación 13.

$$\emptyset D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (13)$$

Dónde:

$\emptyset D$  = Porosidad derivada de la densidad

$\rho_{ma}$  = Densidad de la matriz. Ver tabla 5.

$\rho_b$  = Densidad aparente de la formación. Lectura del registro.

$\rho_{fl}$  = Densidad del fluido. Ver tabla 5.

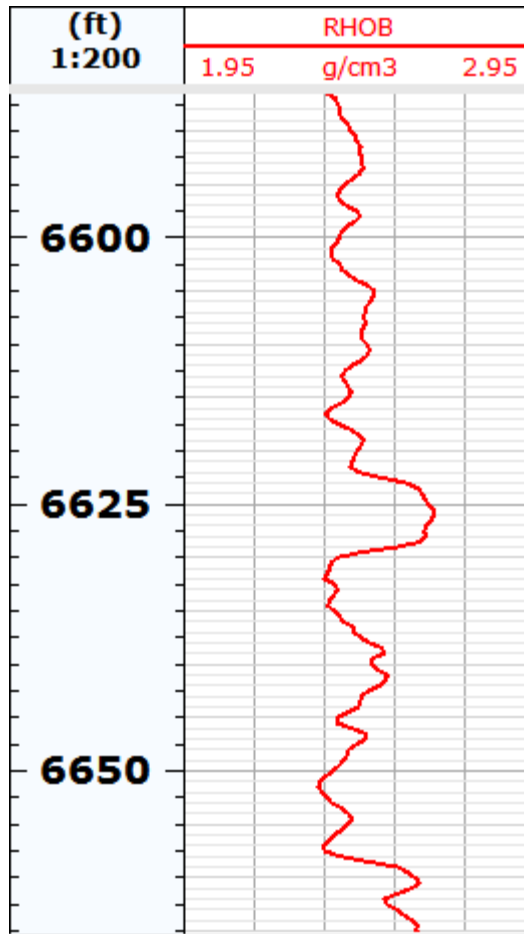
**Tabla 5. Valores comunes para la densidad de matriz y densidad de fluido. Halliburton (1991).**

Litología/Fluido	$\rho_{ma}$ o $\rho_{fl}$ g/cm <sup>3</sup>
Arenisca	2.644
Caliza	2.710
Dolomita	2.877
Anhidrita	2.960
Sal	2.040
Agua fresca	1.0
Agua salada	1.15

Fuente: Tomado y modificado de Asquith G. & Krygowsky D. 2004. Porosity Logs.

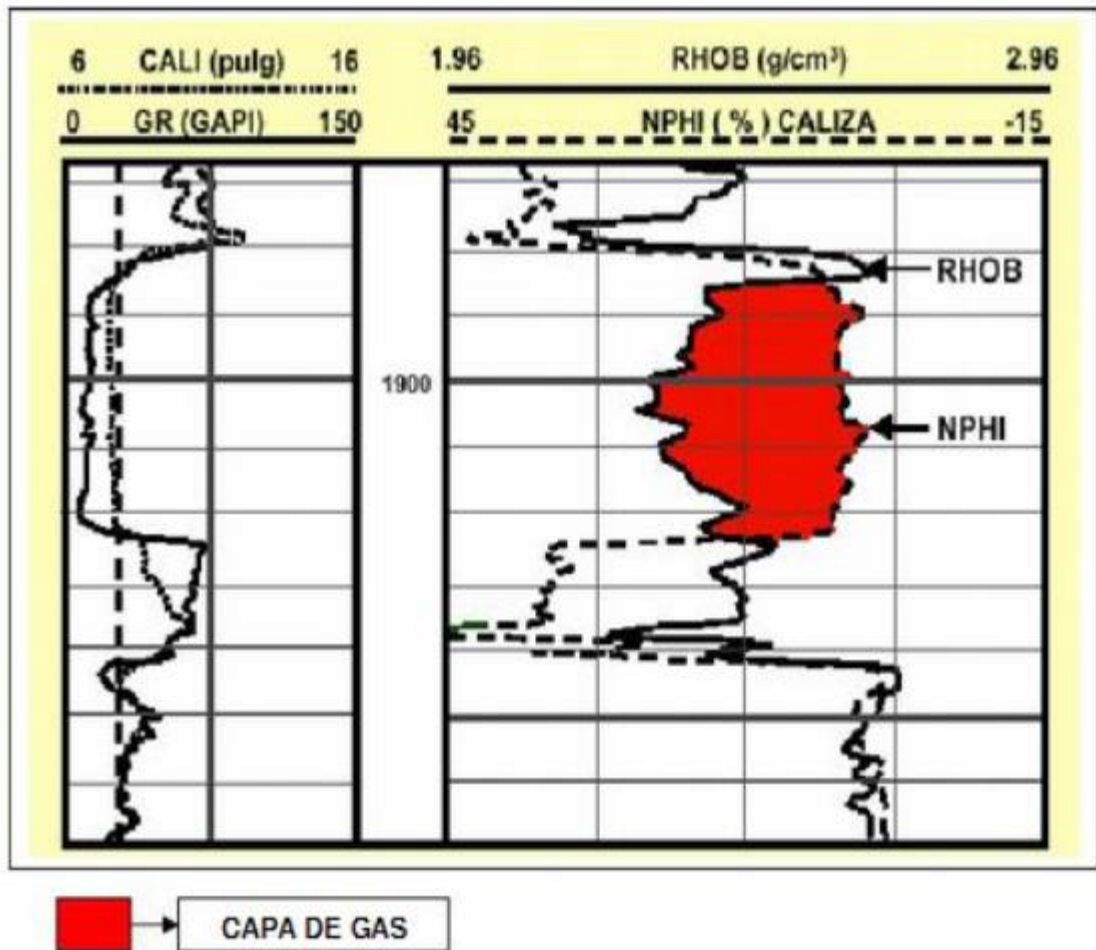
La Figura 11 evidencia un ejemplo de este registro.

Figura 11. Presentación del registro Neutrón.



Por medio de la unión de las curvas dadas por el registro Neutrón (NPHI) y Densidad (RHOB), es posible discriminar intervalos con presencia de hidrocarburo gaseoso, en la figura 12 se ilustra esta situación.

Figura 12. Comportamiento de las curvas NPHI y RHOB al encontrar una capa de gas.



Fuente: <http://es.scribd.com/doc/26228291/Registro-o-Perfilaje-de-Pozos>.

En la Tabla 6 se muestran las principales aplicaciones de los registros de porosidad.

**Tabla 6. Aplicaciones de los registro de porosidad.**

APLICACIONES DE LOS REGISTROS DE POROSIDAD			
APLICACIÓN	SÓNICO	DENSIDAD	NEUTRÓN
Cálculos de porosidad de la formación	•	•	•
Calibración de datos sísmicos	•		
Desarrollar correlaciones estratigráficas	•		
Identificar litologías	•	•	•
Identificar facies	•		
Identificar fracturas	•	•	•
Identificar sobrepresión y compactación	•		
Detectar zonas de gas		•	
Reconocer rocas evaporíticas		•	
Identificar minerales		•	
Identificar fluidos			•

**3.2.4. Registros eléctricos.** Estos registros proporcionan un valor de la resistividad de la formación, aplicando conceptos básicos de electricidad, ayudando así a determinar el espesor del cuerpo de roca, el tipo, estado y contenido de hidrocarburo (si lo hay). De igual manera es usado como punto de partida o control para la correlación y corrección de otros registros. Hay una gran variedad de este tipo de registros entre los cuales se encuentran: registro de potencial espontáneo, registros resistivos normales, registros de inducción eléctrica, laterologs, registros microresistivos.

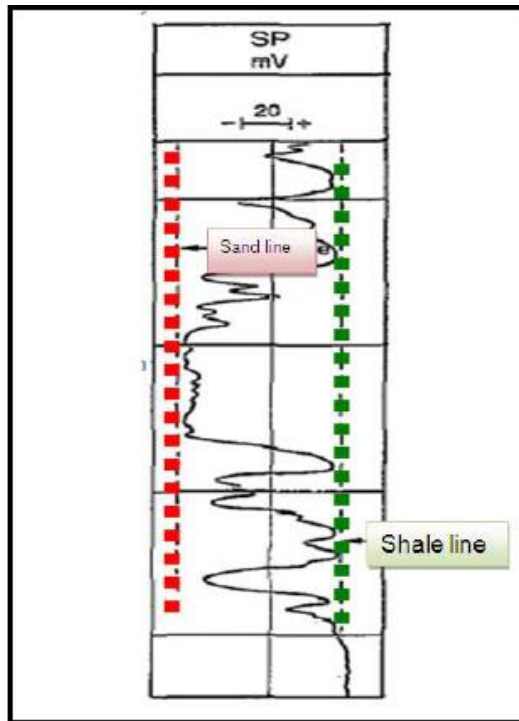
**3.2.4.1. Registro de Potencial Espontáneo:** corresponde a registro eléctrico, por lo que se hace necesario el uso de un fluido conductor dentro del pozo al correr la herramienta. La curva dada por estos registros representan la diferencia de potencial eléctrico existente entre un electrodo fijo en la superficie y otro móvil dentro del pozo, las unidades de respuesta están dadas en mili voltios (mv).

Para poder generar la curva SP existen tres requisitos:

- Un fluido conductivo en el agua (por ejemplo un lodo base agua).
- Una intercalación de una formación porosa y permeable dentro de dos no permeables.
- Una diferencia en la salinidad entre el fluido del pozo y el fluido de la formación, al cual en la mayoría de los casos lo conforman el filtrado del lodo y los fluidos originales. Sin embargo, se debe aclarar que en algunos casos especiales una corriente de SP es posible generarla cuando no hay diferencia en salinidad, pero si una diferencia en la presión de los fluidos.

Las formas y amplitudes de las curvas del SP son utilizadas para diferenciar las capas permeables de las capas arcillosas o shale. Los cambios de pendiente entre las curvas evidencian los límites entre las capas.

**Figura 13. Comportamiento de un perfil SP en una secuencia de arenas y lutitas.**

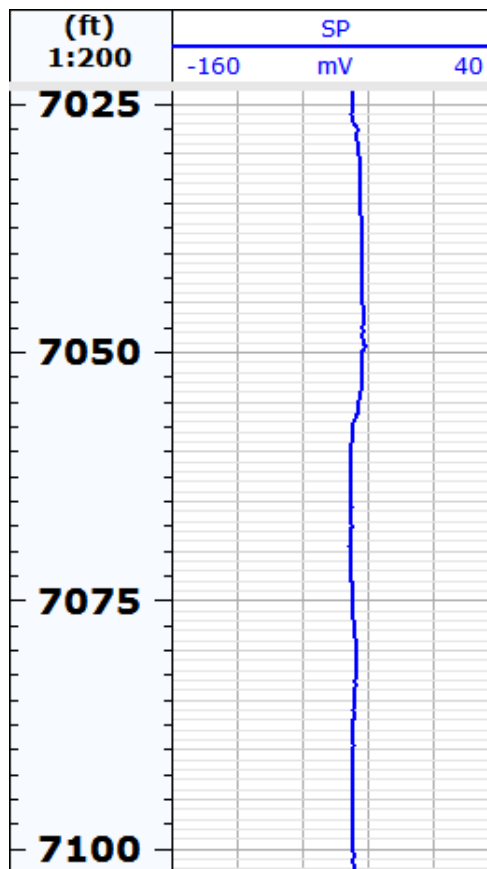


Fuente: Marín. A., Plata. A., Suarez F. La curva de potencial espontáneo. UIS.

Frecuentemente, en zonas permeables, el agua de formación es más salada que el filtrado; la curva de SP se separa de la línea base de lutitas se separa hacia los valores más negativos de SP, generando la SP negativa. Si el agua de formación es más dulce que el filtrado, la curva de SP se separa de la línea base de lutitas hacia los valores más positivos del filtrado, generando la SP positiva. Cuando en formaciones limpias y permeables la curva SP no se separa de la línea base de lutitas, puede representar que las salinidades del filtrado y del agua de formación son similares; especialmente si existe evidencia de la formación de retorta. Tomado de (GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000).

La Figura 14 evidencia un ejemplo de este registro.

**Figura 14. Presentación del registro SP.**



En areniscas acuíferas de resistividad baja a moderada con lutitas laminadas, se puede calcular la arcillosidad con la siguiente ecuación:

$$V_{shsp} = \frac{SP_{log} - SP_{min}}{SP_{max} - SP_{min}} \quad (14)$$

Dónde:

$V_{shsp}$  = Volumen de arcilla en fracción

$SP_{log}$  = Lectura del SP

$SP_{min}$  = Mínimo valor del SP en toda la zona de intercalaciones

$SP_{max}$  = Máximo valor del SP en toda la zona de intercalaciones.

**3.2.4.2. Registros Resistivos:** son usados principalmente para determinar las posibles zonas que presentan contenido de agua o hidrocarburos, ya que la que la matriz de la roca o granos no son conductores, y cualquier hidrocarburo lo es. Entonces a medida que la saturación de hidrocarburos en los poros aumenta (a medida que va disminuyendo la saturación de agua), la resistividad de la formación va en aumento. A medida que la saturación de agua en los poros disminuye (a medida que aumenta el  $R_w$ ), la resistividad de la roca también aumentará. Un geólogo (o intérprete) conociendo o determinando varios parámetros ( $a$ ,  $m$ ,  $n$  y  $R_w$ ), y mediante la determinación hecha por los registros de porosidad y densidad de la formación, o resistividad verdadera ( $R_t$ ), se puede determinar la saturación de agua en la formación ( $S_w$ ), empleando la ecuación de Archie:

$$S_w = \frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \quad (15)$$

Dónde:

$S_w$  = Saturación de agua

a = Factor de tortuosidad

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

$R_w$  = Resistividad del agua de formación

$\emptyset$  = Porosidad

$R_t$  = Resistividad verdadera de la formación (Lectura registro resistivo profundo).

**Tabla 7. Valores de resistividad para distintos sustratos.**

Formación	Resistividad
	Ohm-m
Formación Compactada	1000 - 10000
Areniscas y calizas conteniendo agua	50 - 500
Areniscas y gravas conteniendo agua dulce	30 - 300
Agua potable	4 - 30
Arcillas, lutitas	2 - 10
Lodo de perforación	1 - 10
Areniscas y gravas conteniendo agua salada	0.1 - 4

Fuente: [www.univalle.edu.co/~naturambiente/pregrado/aguas/CAP%CDTULO%20VI.doc](http://www.univalle.edu.co/~naturambiente/pregrado/aguas/CAP%CDTULO%20VI.doc).

A continuación se describen algunos de los perfiles de resistividad más usados.

**I. Perfiles convencionales de resistividad:** los dispositivos empleados para medir la resistividad de la formación, utilizan corriente continua conmutada, pulsatoria, o corriente alterna para así evitar la polarización de los electrodos. La herramienta se corre en huecos con lodo base-agua, para establecer la relación entre la roca y la herramienta, además estos equipos cuentan con dispositivos que pueden medir tanto en la zona lavada, como en la zona virgen, por esta razón en la columna de resistividad por lo general aparecen dos curvas con las diferentes lecturas ya que cada una pertenece a zonas diferentes de la formación.

En este tipo de perfil se envía corriente a la formación a través de electrodos y se miden los potenciales eléctricos en otros. La medición de los potenciales permite la determinar los valores de resistividad, que indican la presencia o no de hidrocarburos.

De acuerdo a la manera como se dispongan los electrodos existen dos clases de arreglos llamados normal y lateral.

➤ **Registros Resistivos Normales:** estos registros proporcionan un valor de la resistividad de la formación usando energía eléctrica, por esta razón va a ser indispensable el uso de un fluido conductor para la corrida del registro. La curva normal se divide en la normal larga y la normal corta. Para la normal corta el objetivo corresponde a la resistividad de la zona invadida. Para la normal larga es la resistividad de una zona intermedia, la cual se encuentra entre la zona virgen y la zona invadida. El grado de conductividad del agua de formación va a ser mayor o menor dependiendo de su salinidad, teniendo entonces que a mayor salinidad, mayor conductividad y a menor salinidad, menor conductividad. Las unidades de estas medidas de resistividad están dadas en ohmios metro (ohm.m).

**II. Perfiles con electrodos enfocados o lateroperfiles:** la curva lateral fue diseñada para efectuar una investigación profunda de las formaciones y por esta razón su objetivo será determinar la resistividad real de la formación. Junto con las curvas normales, se implementa para determinar la resistividad de la zona invadida (Rxo) y el diámetro de invasión. Las unidades de medida de la respuesta están dadas en ohmio metro (ohm.m).

Entre los que se encuentran:

➤ Lateroperfil-3

- Lateroperfil-7
- Lateroperfil-8
- Doble lateroperfil
- Perfil de enfoque esférico

**3.2.4.3. Perfiles de inducción:** son empleados para determinar la resistividad de la formación. El registro de inducción se adecua para fluidos de perforación no conductores, debido a que se ve más influenciado por la zona de mayor conducción. Este perfil determina la conductividad de la formación, la cual es posible relacionar con la resistividad empleando la siguiente ecuación:

$$C = \frac{1000}{R} \quad (16)$$

Dónde:

C = Conductividad en millimohm/m

R = Resistividad en ohm-m

Entre los perfiles de inducción se encuentran:

- Perfil inductivo eléctrico.
- Perfil de doble inducción.

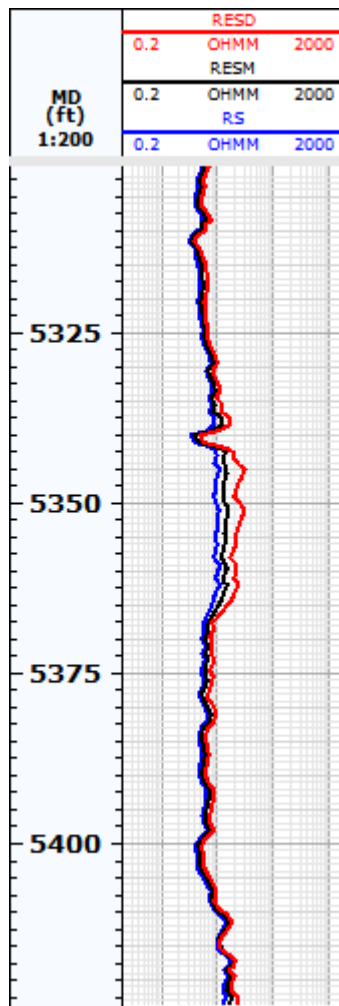
- **Perfiles de investigación somera:** corresponden a los perfiles microresistivos, son empleados para realizar las mediciones de resistividad en la zona lavada (Rxo), presentan buena resolución vertical.

Entre estos se encuentran:

- Microperfil
- Microinversa

- Micronormal
- Microlaterolog
- Perfil de proximidad
- Perfil de enfoque microesferico

**Figura 15. Presentación de los registros resistivos. RS, registro resistivo de investigación somera. RESM, registro resistivo de investigación media. RESD, registro resistivo de investigación profunda.**



El radio de investigación y la resolución de cada una de las herramientas resistivas van a variar dependiendo a la compañía, en la tabla 8 se muestran estas medidas para algunas herramientas.

**Tabla 8. Radio de investigación de las herramientas resistivas.**

Herramientas	Abreviaturas	Radio de Investigación	Resolución Vertical
		in	ft
Inducción Profunda	ILD	40	6-8
Inducción Media	ILM	28	3-6
Registro enfocado esférico	SFL	8	1
Normal corto	SN	8-12	16
Normal largo	64in	20	6
Lateral Normal	18ft Lat	60	18
Laterolog Profundo	LLD	60-90	14
Laterolog corto	LLS	30	24
AT10	AT10	10	2
AT20	AT20	20	3
AT30	AT30	30	4
AT60	AT40	60	5
AT90	AT50	90	6

Fuente: Tomado y modificado de Schlumberger (2000).

En la Tabla 9 se muestran las principales aplicaciones de los registros eléctricos.

**Tabla 9. Aplicaciones de los Registros Eléctricos.**

APLICACIONES DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS			
APLICACIÓN	SP	DISPOSITIVOS DE ESPACIAMIENTO LARGO	DISPOSITIVOS DE ESPACIAMIENTO CORTO
Saturación de agua		•	
Saturación de hidrocarburo		•	
Definir tipo de fluido		•	
Definir tipo de hidrocarburo		•	
Geometría de los poros		•	

APLICACIONES DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS			
APLICACIÓN	SP	DISPOSITIVOS DE ESPACIAMIENTO LARGO	DISPOSITIVOS DE ESPACIAMIENTO CORTO
Definir ambientes de depositación		•	
Definir radio de invasión			•
Saturación de agua en la zona lavada			•
Saturación de aceite móvil			•
Permeabilidad		•	•
Diámetro del pozo			•
Definir el espesor de las capas		•	•
Determinar arcillosidad de las capas	•		
Correlación entre pozos	•		
Determinar la resistividad del agua de formación	•	•	

### 3.3 NÚCLEOS DE PERFORACIÓN

La información que se debe tener en cuenta para el desarrollo de un estudio de evaluación y caracterización petrofísica de yacimientos perteneciente a los núcleos de perforación debe contener principalmente: análisis petrofísicos básicos, análisis petrofísicos especiales, descripciones sedimentológicas, descripciones estratigráficas y el análisis de registros core-gamma.

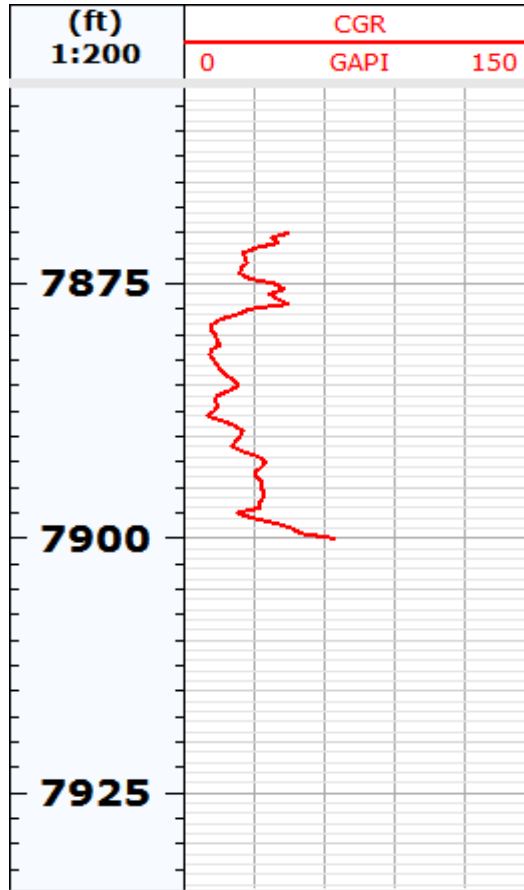
**3.3.1. Análisis básicos de laboratorio.** Hace referencia al cálculo de las propiedades petrofísicas principales por medio de técnicas básicas de laboratorio tales como análisis básicos de porosidad y permeabilidad, determinar la densidad de grano, cálculo de la saturación de agua y cálculo de la saturación de aceite, son destacados como los de mayor importancia.

**3.3.2. Análisis especiales de laboratorio.** Consisten en determinar las propiedades de la roca empleando técnicas especializadas tales como el cálculo de presiones capilares, determinar permeabilidades relativas, descripción mineralógica por DRX, entre otros.

**3.3.3. Descripciones sedimentológicas y estratigráficas.** Se realizan con la finalidad de identificar las distintas litologías presentes en la muestra de roca, para que con esto se pueda desarrollar una agrupación de roca que presente propiedades similares y sea posible generar las litofacies.

**3.3.4. Registros Core-Gamma.** Son tomados con la finalidad de conocer el nivel de radioactividad de la muestra de roca de forma más puntual, identificando elementos como torio, uranio y potasio. Posiblemente es la información de mayor utilidad proveniente de las muestras de núcleo ya que permiten efectuar una correlación entre la muestra de roca y los registros de pozo, llevando así la roca a profundidad, permitiendo desarrollar el amarre roca-registro.

Figura 16. Presentación del Registro Core-Gamma.



### 3.4 METODOLOGÍAS COMPUTACIONALES APLICADAS PARA LA INTERPRETACIÓN DE LITOTIPOS A PARTIR DE REGISTROS DE POZO.

En el presente capítulo se definen las diferentes metodologías a nivel computacional empleadas para la extrapolación de propiedades a lo largo del pozo partiendo de los registros de pozo.

**3.4.1 Análisis Clúster:** Se define básicamente como un conjunto de técnicas multivariantes empleada para clasificar un grupo de individuos en grupos homogéneos.

Entonces el objetivo principal de este tipo de análisis será la clasificación de individuos. Este tipo de análisis tiene la particularidad de que los grupos a generar son desconocidos a priori, ya que son precisamente lo que se busca determinar.

Entonces consiste fundamentalmente, en resolver el siguiente dilema: teniendo un conjunto de individuos ( $N$  número de elementos) caracterizados por la información de  $n$  variables  $X_j$ , ( $j = 1, 2, 3, \dots, n$ ), se plantea el reto de poder clasificarlos de tal forma que los individuos pertenecientes a un grupo (clúster) sean tan similares entre sí como sea posible, siendo los diferentes grupos entre ellos lo más distintos posible.

Con el análisis clúster se pretende encontrar un conjunto de grupos a los que ir asignando individuos por algún criterio de homogeneidad. Por esto, se hace imprescindible la definición de alguna medida de similitud para efectuar la clasificación de los individuos en alguno de los grupos.

Además hay algunas consideraciones que se pueden tener en cuenta antes de iniciar el análisis:

Así, se debe plantear si se dará inicio a la agrupación partiendo de algunos grupos preestablecidos o si, por el contrario, se iniciará por considerar cada elemento individual como un clúster inicial al cual posteriormente se irán agrupando hasta obtener los clúster finales. También se debe plantear la reasignación durante el proceso. Igualmente se deben establecer criterios tanto como para detener la agrupación como para llevarla a cabo.

Básicamente, el análisis constará de un algoritmo de clasificación que permitirá la obtención de una o varias particiones, de acuerdo con los criterios definidos.

Entonces, el proceso completo se puede estructurar de la siguiente manera:

- Se inicia con un conjunto de N individuos de los que se dispone de una información cifrada por un conjunto de n variables (matriz de datos de N individuos x n variables).
- Se establecen criterios de similaridad para poder determinar: una matriz de similaridades que permita relacionar las semejanzas de los individuos entre si (matriz de N individuos x N individuos).

Se elige un algoritmo de clasificación para definir la estructura de agrupación de los individuos.

De esta manera, la clave de una buena clasificación pasará por:

- Una buena selección de las variables que describirán a los individuos.
- Poner buen cuidado en el criterio de similaridad a emplear.
- Seleccionar adecuadamente el algoritmo de clasificación

En petrofísica el análisis tipo Clúster permite realizar un análisis estadístico automático de facies en registros utilizando algoritmos de agrupamiento.

Entre los análisis tipo clúster más frecuentemente usados para la caracterización litológica se encuentran:

- RHOB vs. NPHI
- RHOB vs. DT
- RHOB vs. PEF
- NPHI vs. DT
- RHOMAA vs. UMAA
- GR vs. RS

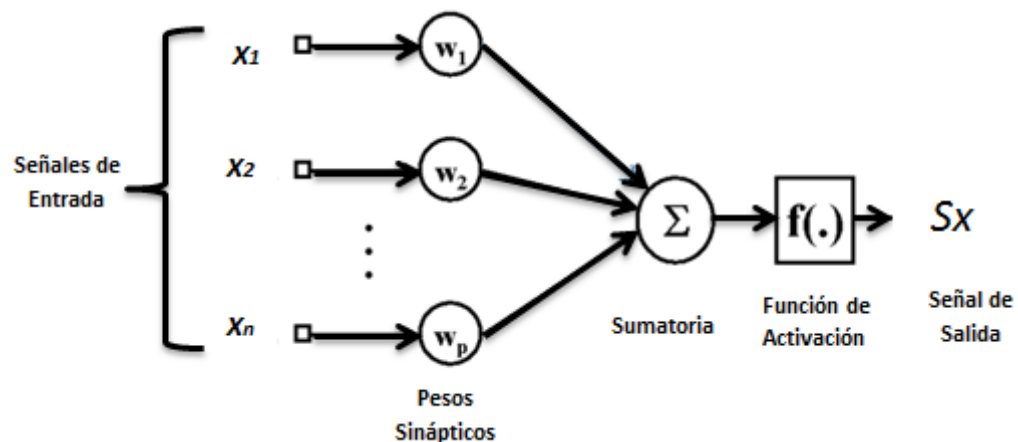
**3.4.2 Redes Neuronales:** Se puede considerar que una red neuronal artificial (RNA) como un sistema de procesamiento de información que tiene ciertas características de comportamiento en común con las redes neuronales biológicas.

Una red neuronal artificial emula el comportamiento del cerebro humano de forma aproximada, efectuando la ejecución de un proceso de aprendizaje de acuerdo a estímulos externos (Patniyot & Romero).

Las neuronas son las unidades de procesamiento encargadas de procesar la información. En la figura 17 se muestra el modelo básico de una neurona, dentro de ella es posible clasificar 3 procesos básicos para su funcionamiento:

- Cada una de las señales de entrada  $X_i$  se multiplican por el correspondiente peso sináptico.
- Sumatoria de las señales de entrada (Input) ponderadas.
- Aplicación de una función no lineal (función de activación), a la sumatoria.

**Figura 17. Modelo de una neurona.**



Fuente: Tomado de Todorov, T., et al 1998.

La cual se puede escribir de forma matemática como:

$$\text{Dato de salida de la neurona} = f \left( \sum_{j=1}^n X_j W_j \right) \quad (17).$$

Dónde:

$W_j$  = Peso Sináptico

$X_j$  = Neuronas de entrada

$f(.)$  = Función de Activación.

La red neuronal se define por el número de capas, las neuronas que hay dentro de cada capa y los pesos de conexión. El proceso mediante el cual se encuentran los pesos óptimos entre los nodos se denomina aprendizaje o entrenamiento.

En la estimación de los pesos se puede considerar un problema de optimización no lineal, donde el objetivo es reducir al mínimo el error cuadrático medio entre los valores reales del registro objetivo y los valores predichos del mismo (registro objetivo). Una solución a esta problemática es la retro propagación, el cual busca una forma de descender el gradiente entre los dos valores del registro objetivo. Un método moderno empleando es el gradiente conjugado el cual optimiza la convergencia de los datos evitando los mínimos locales generados (Masters, 1994).

**3.4.3 Árboles de decisión:** Corresponden a una técnica que permite el análisis de decisiones secuenciales basada en el uso de resultados y probabilidades asociadas.

Lo árboles de decisión se emplean durante cualquier proceso que implique toma de decisiones, algunos ejemplos de estos procesos son:

- Búsqueda Binaria
- Sistemas Expertos

- Árboles de Juego

A continuación se explica el principio de funcionamiento de los árboles de decisión aplicados en sistemas expertos, los cuales son los más usados a la hora de definir tipos de roca (litotipos) presentes a partir de la interpretación de registros de pozo, en los campos a ser estudiados.

**Árboles de decisión en sistemas expertos:** son empleados en sistemas expertos ya que presentan mayor precisión que el hombre al momento de efectuar un diagnóstico con respecto a algo, ya que el hombre sin intención de hacerlo puede dejar pasar algún detalle, en cambio la máquina por medio de un sistema experto con un árbol de decisión puede arrojar un resultado exacto.

Una deficiencia de este es que puede llegar a ser más lento, ya que analiza todas las posibilidades pero esto a su vez es lo que le da la precisión al proceso.

### **3.5 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS**

En el presente capítulo se explicará cómo es posible determinar las propiedades petrofísicas a partir de registros de pozo. Siendo así se mostrará con qué curva se pueden desarrollar estos cálculos y la formulación matemática correspondiente.

**3.5.1 Arcillosidad.** La arcillosidad denominada también como el contenido de arcilla o shale en la roca, va a afectar la roca reservorio de diferentes formas según si la arcilla o shale es laminada, dispersa o estructural. La arcillosidad generalmente se asocia a la disminución de la permeabilidad y la porosidad efectiva en la roca reservorio.

El volumen de arcilla en la formación ( $V_{sh}$ ) abarca a la arcilla, así como a los silicatos de aluminio del limo; los granos de cuarzo del limo no son arcilla, por lo

que parte del limo en la formación va a ser incluido en la arcilla mientras que la otra parte se incluirá en la roca reservorio. El  $V_{sh}$  se expresa como fracción del volumen de la roca, con valores entre 0 y 1, de esta forma se utiliza en la totalidad de los cálculos. En la práctica se multiplica por 100 y se expone como porcentaje. Entonces tendremos,  $V_{sh} = 1 = 100\%$ .

Los indicadores de arcillosidad corresponden a las expresiones utilizadas para determinar el  $V_{sh}$  en la formación. Todos los registros pueden ser empleados como indicadores de arcillosidad en el yacimiento. Pero para cuantificar con precisión la arcillosidad a partir de un determinado registro se hace indispensable que las condiciones sean favorables para ese registro en especial. Cuando la arcillosidad es calculada por medio de varios indicadores de arcillosidad de se debe utilizar el que exponga el menor valor entre los obtenidos en un intervalo para así tener una mejor aproximación del volumen de arcilla en el intervalo considerado.

Los indicadores independientes de arcillosidad empleados más comúnmente son:

**3.5.1.1. Indicador de arcillosidad a partir de la resistividad profunda:** La ecuación general para el cálculo de la arcillosidad por medio de la resistividad profunda corresponde a:

$$V_{sh} = \sqrt{\frac{1}{b} \frac{R_{tsh}}{R_t} \times \frac{R_{tmax} - R_{tlog}}{R_{tmax} - R_{tsh}}} \quad (18).$$

Dónde:

$V_{sh}$  = Arcillosidad

$R_t$  = Resistividad de la formación arcillosa, obtenida del registro en ohm-m

$R_{tsh}$  = Resistividad de la arcilla adyacente ohm-m

Rtmax = Mayor lectura registrada en la zona a analizar en ohm-m

b = coeficiente que depende de la relación Rtsh/Rt, con valores  $1 < b < 2$

Este índice de arcillosidad será más confiable cuando la roca presente poco contenido de agua, por ejemplo en formaciones con baja porosidad o altas porosidades con altos contenidos de hidrocarburos.

### **3.5.1.2. Indicador de arcillosidad a partir del registro de potencial espontáneo:**

El método del SP para determinar el volumen de arcilla corresponde al segundo método más popular después del método del gamma ray. El SP se ve reducido por la alta resistividad, asociada en ocasiones a la presencia de hidrocarburos o formaciones apretadas, por esto en este registro se pueden dar resultados más altos de lo normal. Cabe resaltar que el método presenta poca resolución en zonas de agua de formación dulce, y en pozos perforados con lodos salados. Este método aplica para arenas radioactivas pero no para carbonatos.

En areniscas acuíferas de moderada a baja resistividad con laminaciones de arcilla, es posible determinar la arcillosidad con la siguiente expresión:

$$V_{shsp} = \frac{SP_{log} - SP_{clean}}{SP_{shale} - SP_{clean}} \quad (19)$$

Dónde:

Vshsp = Arcillosidad

Splog = separación indicada por la curva de SP, en mv

Spclean = separación máxima de la curva de SP en formaciones limpias de espesores grandes, en mv

La ecuación 19 interpreta la separación de la curva SP con respecto a la línea base de arcillas para zonas permeables en términos de arcillosidad.

El volumen de arcilla determinado por esta expresión será mayor que el verdadero (volumen de arcilla) en formaciones que contengan hidrocarburo, donde la separación respecto a la línea base de arcillas es menor que lo calculado por la ecuación 19, además las arcillas dispersas también producen una separación menor a la real.

**3.5.1.3. Indicador de arcillosidad a partir del registro gamma ray:** El registro de gamma ray es el más empleado para determinar el volumen de arcilla de las formaciones, sin embargo no da buenos resultados en zonas de dolomitas, arenas radioactivas o en formaciones con alto contenido de feldespatos, en todos estos casos, el análisis con el registro gamma ray espectral sule estas diferencias.

El cálculo del índice de rayos gamma es el primer paso para determinar el volumen de arcilla a partir del registro gamma ray. El índice de gamma ray se ve expresado de la siguiente manera:

$$IGR = \frac{GRlog - GRmin}{GRmax - GRmin} \quad (20)$$

Dónde:

IGR = índice de arcillosidad en la formación

GRlog = lectura del registro de GR en la zona de interés en unidades API

GRmin = lectura del registro de GR en zonas limpias o carbonatos en unidades API

GRmax = lectura del registro de GR en lutitas en unidades API.

A diferencia del registro SP, que se utiliza en una única relación lineal entre la respuesta del registro y el volumen de arcilla, el registro gamma ray presenta varias respuestas empíricas no lineales. Esta respuesta no lineal se basa según el área geográfica o la edad de la formación. En comparación con la respuesta lineal, todas las relaciones lineales tienden a ser más optimistas; es decir, que calculan

un valor para el volumen de arcilla menor que la de la ecuación lineal. Para una estimación de primer orden para el volumen de arcilla, la respuesta lineal será en donde el volumen de arcilla es igual al índice de gamma ray.

Las respuestas no lineales, son:

Larionov (1969) para rocas del Terciario:

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7 \cdot IGR} - 1) \quad (21)$$

Steiber (1970):

$$V_{sh} = \frac{IGR}{3 - 2 \times IGR} \quad (22)$$

Clavier (1971):

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (IGR - 0.7)^2]^{1/2} \quad (23)$$

Larionov (1969) para rocas más antiguas:

$$V_{sh} = 0.33 \times (2^{2 \cdot IGR} - 1) \quad (24)$$

**3.5.2 Porosidad Efectiva.** En el presente capítulo se explicara el cálculo de la porosidad efectiva, es decir la porosidad que no tiene en cuenta la porosidad no conectada, como sucede en la porosidad de las arcillas. A continuación se explican algunos métodos para determinar la porosidad efectiva.

**3.5.2.1. Cálculo de la porosidad efectiva por medio del registro sísmico:** La lectura del registro de tiempo de las ondas acústicas proporciona una lectura general de esta medida en la formación, esto indicará que la medida se verá afectada por la totalidad de los componentes dentro de la formación. Luego el valor registrado será igual a:

$$\Delta t_{log} = V_{max} \times \Delta t_{ma} + \emptyset \Delta t_{fl} + V_{sh} \times \Delta t_{sh} \quad (24)$$

Entonces, la porosidad efectiva por medio de este registro se puede calcular como:

$$\emptyset_{eS} = \frac{(\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}) - V_{sh} \times (\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma})}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (25)$$

Dónde:

$\emptyset_{eS}$  = Porosidad efectiva, en fracción

$\Delta t_{log}$  = Tiempo de tránsito medido por el registro, en  $\mu s/ft$

$V_{sh}$  = Volumen de arcilla, en fracción

$\Delta t_{sh}$  = Tiempo de tránsito en arcillas contenidas, en  $\mu s/ft$

$\Delta t_{ma}$  = Tiempo de tránsito en la matriz, en  $\mu s/ft$

$\Delta t_{log}$  = Tiempo de tránsito en el fluido por lo general la del filtrado de lodo (en el caso de presentarse hidrocarburo debe ser corregida haciendo que sea menor o más representativo del fluido verdadero), en  $\mu s/ft$

**3.5.2.2. Cálculo de la porosidad efectiva por medio del registro neutrón:** La ecuación del cálculo de porosidad efectiva empleando el registro neutrón, se modifica corrigiendo a partir del volumen de arcilla, entonces se tendrá:

$$\emptyset_{eN} = \emptyset_{log} - V_{sh} \times \emptyset_{sh} \quad (26)$$

Dónde:

$\emptyset_{eN}$  = Porosidad efectiva, en fracción

$\emptyset_{log}$  = Porosidad medida por el registro

$V_{sh}$  = Volumen de arcilla, en fracción

$\emptyset_{sh}$  = Porosidad neutrón registrada en las arcillas contenidas

También es posible determinar la porosidad efectiva combinando dos curvas diferentes, el método de mayor aceptación y por ende el más empleado es el que integra las curvas Neutrón y Densidad, el cual se explicará a continuación tanto en su forma analítica, como su forma gráfica.

**3.5.2.3. Crossplot Neutrón-Densidad:** Corresponde al método más empleado para determinar la porosidad efectiva. Sin embargo para poder hacer uso de este las condiciones del pozo durante las tomas de los registros debieron ser buenas, de igual forma se debe tener en cuenta el efecto del gas, estos métodos no dan resultados confiables en zonas de gas. A continuación se mencionan algunos efectos de los hidrocarburos livianos sobre la media:

- En el registro neutrón hace que la porosidad sea menor que la real
- En el registro densidad hace que la porosidad sea mayor que la real

**Forma analítica:** existen métodos efectivos y sencillos para determinar la porosidad efectiva haciendo uso de las lecturas del registro neutrón y el del registro densidad. Cuando la determinación de la litología dé como resultado una matriz caliza, se deben utilizar las siguientes ecuaciones determinar la porosidad efectiva:

$$PHIE = \frac{PHIdec + PHIEnec}{2} \quad (27)$$

Para zonas con contenido de gas, o cuando  $PHInec < PHIdec$  la porosidad efectiva se define como:

$$PHIE = \frac{(PHIdec^2 + PHInec^2)^{1/2}}{2} \quad (28)$$

Dónde:

PHIE = Porosidad efectiva

PHIdec = Porosidad calculada a partir del registro densidad, a partir de un valor de densidad de matriz correspondiente a la calcita.

PHInec = Porosidad calculada a partir del registro neutrón

Para arenas arcillosas la ecuación se vería modificada de la siguiente manera:

$$\emptyset_e = \frac{(\emptyset_{Nsh} \times \emptyset_{eD}) - (\emptyset_{Dsh} \times \emptyset_{eN})}{(\emptyset_{Nsh} \times \emptyset_{Dsh})} \quad (29)$$

Dónde:

$\emptyset_e$  = Porosidad efectiva

$\emptyset_{eD}$  = Porosidad calculada a partir del registro densidad, con matriz cuarzo

$\emptyset_{Dsh}$  = Respuesta del registro densidad en zona de arcillas

$\emptyset_{eN}$  = Porosidad registrada por la curva neutrón

$\emptyset_{Nsh}$  = Respuesta del registro neutrón en zonas de arcillas

**Forma gráfica:** la forma gráfica para determinar la porosidad mediante la unión de las curvas neutrón y densidad consiste en la sobre posición de puntos en una gráfica prediseñada con curvas preestablecidas para cada litología. En esta gráfica, la nube de puntos se sobrepone a la línea que indica una litología de areniscas, estas líneas se encuentran divididas en unidades de porosidad. Estas graficas también se construyen para las combinaciones Neutrón-Sónico y Sónico-Densidad.

### 3.5.3 Resistividad

A continuación se explicaran algunas de las metodologías de mayor aceptación usadas para determinar la resistividad en un intervalo de interés.

**3.5.3.1 Determinación de la resistividad de agua de formación:** Los cálculos de saturación de agua se ven relacionados de forma directa con las resistividades, tanto del agua de formación, como del crudo y del lodo. Existen varios métodos para determinar el valor de resistividad del agua de formación en lodos base agua. A continuación se presentan algunos de estos métodos.

**Determinación del valor de  $R_w$  por medio del registro de SP:** cuando no se conoce el valor de la resistividad  $R_w$  del agua de formación, este valor puede ser calculado por medio del registro SP; si se conoce el valor de  $R_w$ , el registro SP puede ser validado verificando el valor de  $R_w$  ya conocido. Para ello, en zonas permeables, limpias y acuíferas, se inicia de la separación de la línea base de arcillas (medida en mv), que se produce en estas zonas y del valor de la resistividad del filtrado de lodo ( $R_{mf}$ ), convertido a la temperatura de la zona en estudio, para calcular el valor de  $R_w$ , entonces según esto:

Si,  $R_{we} > 0.12$

$$R_w = \frac{(77 \times R_{we} + 5)}{(146 - 337 \times R_{we})} \quad (30)$$

Si,  $R_w < 0 = 0.12$

$$R_w = -(0.58 - 10^{0.69 \times R_{we} - 0.24}) \quad (31)$$

En dónde  $R_{we}$  esta expresado por:

$$R_{we} = \frac{(146 \times R_{mf} + FT - 5)}{(77 \times R_{mf@FT} + 77) \times 10^{\left(\frac{-SP_{clean}}{60 + 0.1222 \times FT}\right)}} \quad (32)$$

Dónde:

R<sub>w</sub> = Resistividad del agua a temperatura de formación, en ohm-m

R<sub>we</sub> = resistividad del agua equivalente, en ohm-m

R<sub>mf@FT</sub> = Resistividad del filtrado de lodo corregida a la temperatura de formación, en ohm-m

FT = Temperatura de formación, en °F

SP<sub>clean</sub> = Lectura del registro SP en la zona más limpia, en mv

**Determinación del valor de R<sub>w</sub> por medio de la gráfica de Pickett:** por medio de la modificación de la ecuación de Archie para el cálculo de la saturación de agua en arenas limpias, se puede encontrar el parámetro de cementación y la resistividad del agua de formación, contando con el registro de resistividad profunda y el cálculo de la porosidad, se cuenta con la siguiente expresión:

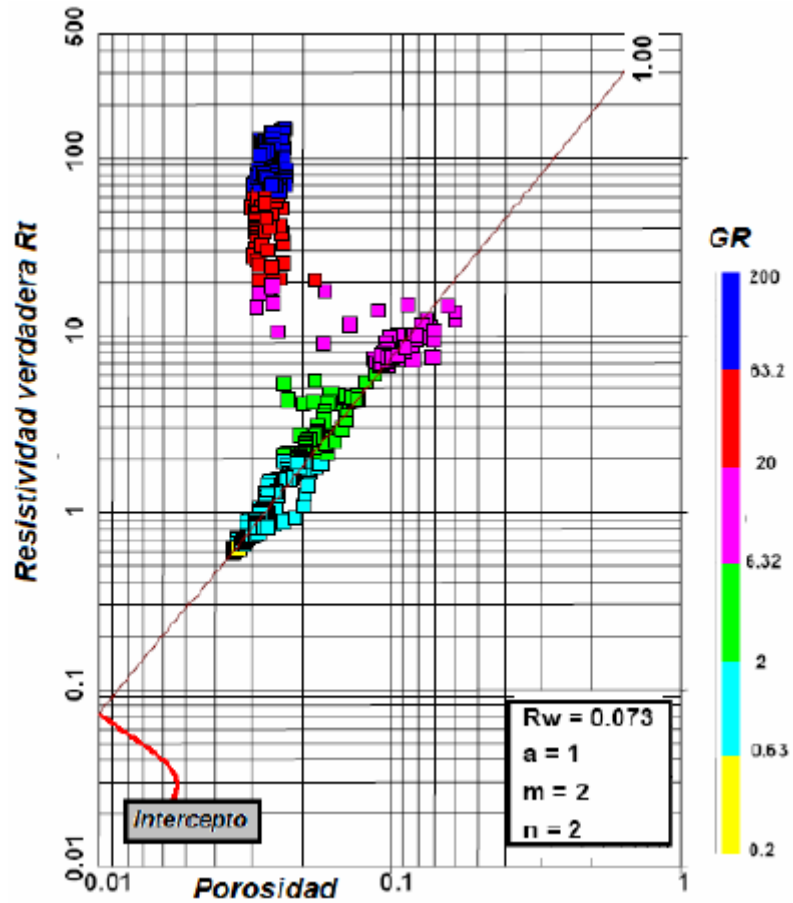
$$\text{Log}(R_t) = -m \times \log(\emptyset) + \log(a \times R_w) - n \times \log(S_w) \quad (33)$$

En formaciones saturadas 100% con agua, S<sub>w</sub> = 1 entonces se elimina el ultimo termino y quedaría:

$$\frac{\text{Log}(R_t)}{Y} = \frac{-m \times \log(\emptyset)}{\text{pendiente} \times X} + \frac{\log(a \times R_w)}{\text{intercepto}} \quad (33b)$$

A continuación en la figura 18 se muestra un ejemplo gráfico de este método. En la figura se gráfica Resistividad profunda contra Porosidad efectiva, en escala logarítmica.

Figura 18. Gráfica Pickett para la determinación de  $R_w$ .



Fuente: Tomado y modificado de Soto Becerra (2001).

**Determinación del valor de  $R_w$  por medio del cálculo de la resistividad aparente del agua:** el valor de la resistividad  $R_w$  puede ser determinado por medio de la resistividad aparente del agua  $R_{wa}$ , la cual se obtiene dividiendo en cada nivel los valores de la resistividad profunda por el factor de formación  $F$ , determinado a partir de la porosidad en cada nivel. En zonas limpias y acuíferas ocurren valores mínimos de  $R_{wa}$  y da como resultado que  $R_w = R_{wamin}$ , mientras que en zonas con hidrocarburos resulta  $R_{wa} > R_w$ .

**Determinación del valor de  $R_w$  por medio de análisis de agua de producción:** es el método más seguro para calcular el valor de  $R_w$ , se obtiene a partir de muestras de agua de producción. Para poder determinar el valor de  $R_w$  por medio de este método los valores provenientes de las muestras de agua de producción deben ser corregidos a BHT.

### 3.5.4 Saturación

**Ecuación de Archie:** establece la relación entre la resistividad de la roca y su saturación de agua.

Un gran número de pruebas de laboratorio muestran que es posible expresar la saturación de agua a través de la ecuación de Archie, en función del contraste de resistividades  $R_o$  y  $R_t$  según la ecuación 34.

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} \quad (34)$$

Dónde:

$R_o$  = Resistividad que la roca de porosidad  $\emptyset$  y resistividad de agua  $R_w$  tendría si  $S_w=100\%$

$R_t$  = Resistividad verdadera de la roca, debiendo cumplirse que  $R_t \geq R_o$

$n$  = Exponente de saturación, por lo general se adopta  $n=2$

Las ecuaciones que permiten determinar la saturación de agua de la roca ( $S_w$ ) en cada zona de interés, utilizando la porosidad efectiva, la resistividad del agua de formación y la resistividad medida en la roca se denominan "ecuaciones de saturación".

**Combinación de las ecuaciones de Archie y de Humble.** Al sustituir en la ecuación 34 la resistividad  $R_o$  por  $F \cdot R_w$  y el factor de formación por  $a/\phi^m$ , resulta la ecuación comúnmente denominada de Archie para determinar la saturación de agua en la zona virgen de formaciones limpias:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a * R_w}{\phi^m * R_t}} \quad (35)$$

La ecuación anterior considera la formación limpia, sin arcillosidad.

Existen otras ecuaciones que permiten la determinación la saturación de agua en formaciones arcillosas.

#### **Ecuación de Indonesia**

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

#### **Ecuación de Nigeria**

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left( \frac{V_{sh}^2}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a * R_w}} \right) * S_w^{n/2} \quad (36)$$

#### **Ecuación de Simandoux**

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{sh}^2 * S_w^{n/2}}{R_{sh}} + \frac{\phi^m * S_w^n}{a * R_w * (1 - V_{sh})^2} \quad (37)$$

Para determinar la saturación de aceite ( $S_o$ ) se hace por medio de la relación con la saturación de agua expresada en la ecuación 38.

$$S_o = 1 - S_w \quad (38)$$

**3.5.5 Permeabilidad.** Existen varias formulaciones empíricas que permiten el cálculo de la permeabilidad a través de la relación entre la porosidad y la permeabilidad. A continuación se enunciarán algunas de las más empleadas.

**Wyllie and Rose (1950).** Establecieron una formulación que define a la permeabilidad de la siguiente forma:

$$K^a = \frac{C * \emptyset^b}{S_{wi}} \quad (39)$$

Dónde:

K = Permeabilidad, en md

$\emptyset$  = Porosidad, en fracción

$S_{wi}$  = Saturación de agua irreducible

a, b y c = Son parámetros que dependen de factores como el tamaño de grano, la selección, saturación de fluidos y procesos diagenéticos

**Timur (1968).** Plantea en forma general que para cierto tipo de formaciones la permeabilidad incrementa a razón de la porosidad. Sin embargo, también será dependiente de otros factores como el tipo de grano.

La relación que presenta la saturación de agua irreducible con el área de superficie ha llevado a que se generen relaciones empíricas para determinar la permeabilidad. Basándose en dicha relación Timur desarrolló ciertas correlaciones

lo que le permitió establecer la siguiente relación para el cálculo de la permeabilidad.

$$K = \left( \frac{93 * \emptyset^{2.2}}{S_{wi}} \right)^2 \quad (40)$$

Dónde:

K = Permeabilidad, en md

$\emptyset$  = Porosidad, en fracción

$S_{wi}$  = Saturación de agua irreducible

**Coates y Dumanoir (1973).** Un método de mayor complejidad para el cálculo de la permeabilidad es la fórmula de Coates y Dumanoir. A diferencia de la fórmula propuesta por Wyllie y Rose (ecuación 39), la densidad del hidrocarburo es una parte explícita de la ecuación, en lugar de ser representado de forma indirecta por el cambio de una constante. Los siguientes datos son requeridos para calcular la permeabilidad por la fórmula de Coates y Dumanoir.

$R_w$  = Resistividad del agua a temperatura de formación

$R_{ti}$  = Verdadera resistividad de la formación de una formación con saturación de agua irreducible

$P_h$  = Densidad del hidrocarburo, en  $g/cm^3$

$\emptyset$  = Porosidad

El primer paso en la fórmula de Coates y Dumanoir para la permeabilidad es el cálculo de las dos constantes: C y W.

$$C = 23 + 465\rho_h - 188\rho^2 \quad (41)$$

Dónde:

C = Constante en la fórmula de permeabilidad de Coates y Dumanoir

$\rho_h$  = Densidad del hidrocarburo, en  $\text{g/cm}^3$

$$W = \left\{ (3.75 - \emptyset) + \left[ \frac{(\log(Rw/Rti) + 2.2)^2}{2.0} \right] \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (41a)$$

Dónde:

W = Constante en la fórmula de permeabilidad de Coates y Dumanoir

$\emptyset$  = Porosidad

Rw = Resistividad del agua a temperatura de formación

Rti = Verdadera resistividad de la formación de una formación con saturación de agua irreducible

Una vez determinadas las constantes C y W se puede desarrollar el cálculo de la permeabilidad.

$$K = \left[ \frac{C \times \emptyset^{2W}}{W^4 \times (Rw/Rti)} \right]^2 \quad (41b)$$

Dónde:

K = Permeabilidad

C = Constante basada en la densidad del hidrocarburo

W = Constante

$\emptyset$  = Porosidad

Rti = Resistividad profunda para la zona en la saturación de agua irreducible

Rw = Resistividad del agua de formación a temperaturas de formación

**3.5.6 Determinación de la productividad empleando CUT-OFF.** Posterior a haber desarrollado el cálculo de las propiedades petrofísicas: arcillosidad, porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad, y a haber determinado en una zona existencia de hidrocarburos, se procede a definir en qué zonas se pueden producir los hidrocarburos. Estas zonas se destacan por su calidad de productoras, la cual está dada por los valores que tenga de  $V_{sh}$ ,  $\phi_e$ ,  $S_w$  y  $K$ .

La suma de espesores de estas zonas se les conoce como intervalo neto productor (net Pay). Para saber que zonas son productoras dentro del pozo, se deben definir unos límites para cada propiedad (cut-off), que de estar por debajo o por encima la formación será no productora. Por lo general el cut-off de saturación de agua suele ser del 4%, es decir, que las rocas que contengan un contenido mayor de agua se tendrán en cuenta como intervalo neto productor. El cut off del volumen de arcilla por lo general es del 60%, es decir, que si la zona presenta una arcillosidad mayor, no será productora. En cuanto a la porosidad y a la permeabilidad no hay algún valor que se emplee como regla general, la selección de cut-off para estos pozos dependerá de la experiencia regional, es decir de las condiciones a las cuales han producido pozos de la zona.

## **4. METODOLOGÍA**

La metodología a implementar en el presente proyecto se divide en cuatro fases generales, en las cuales se abarca el proceso desde la captación de la información hasta la generación de diferentes modelos que involucran el presente estudio. Además se adiciona la creación de flujogramas de trabajo que grafican paso a paso los procedimientos aplicados a la información inicial (proveniente de registros de pozo y núcleos de perforación), los cuales funcionaran como herramientas para establecer una estructura metodológica confiable.

- FASE I: Recopilación, carga y edición de la información.
- FASE II: Núcleos de perforación.
- FASE III: Modelo Petrofísico.
- FASE IV: Evaluación del potencial de hidrocarburos.
- Generación de flujogramas de trabajo.

A continuación se describen las fases a desarrollar en el proyecto.

### **4.1. FASE I. RECOPIACIÓN, CARGA Y EDICIÓN DE LA INFORMACIÓN**

El objetivo principal de esta fase es dejar en óptimas condiciones la información que se va a emplear durante el proceso de evaluación petrofísica, entonces se dividirá en dos etapas. La etapa inicial que involucra a los procesos para la construcción de la base de datos necesaria para el modelamiento petrofísico y la segunda etapa en la cual se desarrolla la edición de la información previamente filtrada.

**Elaboración de la base de datos.** La elaboración de la base de datos involucra los procesos de recopilación, selección y clasificación de la información. Al generar la base de datos se debe desarrollar la estandarización de los archivos, empleando según sea el tipo de documento los formatos y nemónicos establecidos por Lithoil limitada.


Lo que se busca en esta fase es la generación de una base de datos confiable la cual permita dar inicio a los procesos de interpretación y modelamiento. Según esto se han establecidos tres formatos básicos para organizar la información inicial.

Figura 19. Muestra gráfica de las tablas master con la información inventariada, (A) Inventario de la información geológica general, (B) Inventario de la información existente de registros de pozo.

**A**

		MASTER WELL INFO													
COUNTRY															
BASIN															
FIELD															
COMPANY															
WELL	GEOLOGIA														
	SEDIMENTOLOGIA							TOPES			CORTES ESTURCTURALES ESTRATIGRAFICOS			FLUIDOS	
	LAB. NUCLEOS				LAB. RIPIOS										
	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	ARCHIVO	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	FORMATO	No. De Archivos	OBSERVACIONES	FORMATO	No. De Archivos	OBSERVACIONES	FORMATO	No. DE ARCHIVOS

**B**

		INVENTARIO WELL LOG													
		POZO:													
COUNTRY															
BASIN															
FIELD															
COMPANY															
# FILES	FILES			DATE	START (ft)	STOP (ft)	STEP (ft)	NULL	MD	TVD	CURVE INFORMATION			COMENTARIO DE CARGA	EDICIÓN
	LOG FILE TYPE	NAME									Nom.	Units.	Descripción		

Esta fase es de gran importancia ya que permite cuantificar la información disponible.

Al haber desarrollado el inventario de la información y de esta manera conocer los archivos con los que se puede contar para el inicio del estudio, se procede a realizar un análisis previo al inicio del proceso de evaluación petrofísica, para el desarrollo de este diagnóstico inicial se creó una matriz de completitud (Figura 18) la cual contiene la información básica necesaria con la cual se debe contar para el desarrollo del proceso de evaluación petrofísica, y según la información que presente cada pozo arrojará un diagnóstico sobre la posible calidad de resultados que se obtendrán al realizar el estudio sobre el mismo.

Para la construcción de la matriz de evaluación se tuvo en cuenta la información que intervine durante el proceso de evaluación petrofísica, destacando la información existente de registros de pozo, núcleos de perforación y la correspondiente a otros documentos adicionales con los que se pudieran contar. Habiendo definido los archivos necesarios para el proceso de evaluación petrofísica se procede a clasificar dicha información discriminándola como crítica, necesaria y deseable, y se le da un peso dentro de la matriz según la importancia que tiene el archivo para con el estudio. Siendo así la información crítica representada con el color rojo, hace referencia a los archivos indispensables para desarrollar el estudio, los cuales no pueden ser sustituidos. La información necesaria, representada con el color azul, se refiere a archivos que son importantes durante el proceso, sin embargo la evaluación se puede efectuar con su ausencia o pueden ser sustituidos por otros que proporcionen dicha información. Por último se tiene la información deseable, la cual se representa con el color verde, esta hace referencia a información que no es indispensable durante la evaluación petrofísica pero que darían un plus adicional al proceso si se cuenta con esta.

Figura 20. Muestra gráfica de la matriz de evaluación.

Nombre del Pozo	Nombre del documento																					% de Criticidad de cada pozo	% de existencia de documentos críticos (sobre la fila 12)	Descripción			
	Registros											Nucleos						Otros									
	Registro SP (Spontaneous Potential)	Registro Gamma Ray	Registro Sísmico	Registro de Densidad	Registro Resistivo Somero	Registros Resistivo Profundo	Registro de Resonancia	Registro de Laterologs	Registros de Inducción	Registro de Neutrón	Registro Flushed Zone	Resistivity Logs	Porosidad y permeabilidad	Core Gamma	Densidad de grano	Presiones capilares	Saturación de aceite	Saturación de agua	DRX	Topes de las formaciones	Pruebas de perforación	Informes de Zanja	Informes de Perforación	Ingormes Geológicos			
Pozo 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100.00%	78.00%	Pozo óptimo y Archivos mínimos COMPLETOS
Pozo 2	1	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0	1	0	0	1	1	1	0	0	1	1	0	0	1	53.43%	42.00%	Pozo NO óptimo y Archivos mínimos INCOMPLETOS
Pozo 3	1	1	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	58.07%	51.00%	Pozo NO óptimo y Archivos mínimos INCOMPLETOS	
Pozo 4	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	31.67%	27.00%	Pozo NO óptimo y Archivos mínimos INCOMPLETOS	
Pozo 5	1	0	1	1	0	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	56.23%	45.00%	Pozo NO óptimo y Archivos mínimos INCOMPLETOS	
% de Criticidad de cada documento critico	15%	15%	15%	15%	15%	15%	2%	2%	2%	2%	2%	30%	30%	15%	15%	3%	3%	3%	30%	30%	13%	13%	13%				

60.00%	30.00%	10.00%
100.00%	100.00%	100.00%
100% distribuidos entre los registros criticos	100% distribuido entre los nucleos criticos	100% distribuido entre los otros documentos criticos
60% distribuidos entre el total de documentos	30% distribuido entre el total de documentos	10% distribuido entre el total de documentos

DOCUMENTOS	CRITICOS
	NECESARIOS DESEABLES

Luego de haber inventariado, organizado y dado un diagnóstico de la información se da inicio a la segunda etapa de esta fase y se procede a editar y desarrollar las correcciones pertinentes sobre los perfiles de pozo, los cuales para ser trabajados deben encontrarse en formato tipo LAS (formato estándar utilizado en la industria), de igual manera se deben estandarizar los nombres de los perfiles, renombrando a las curvas generadas por diferentes herramientas y compañías de registros, con los nemónicos empleados por Lithoil Ltda.

**Tabla 10. Nemónicos empleados para los principales perfiles por la compañía Lithoil Ltda.**

PERFIL	NEMÓNICO
Caliper	CALI
Gamma Ray	GR
Potencial Espontáneo	SP
Neutrón	NPHI
Densidad	RHOB
Sónico	DT
Resistivo somero	RS
Resistivo medio	RESM
Resistivo profundo	RESD
Core Gamma Ray	CGR

**Edición de la información recopilada.** Una vez que se hay generado al base de datos y se tenga a consideración los primeros resultados de la información disponible, se hace indispensable desarrollar una revisión y control de calidad de estos mismos, esta etapa es fundamental para evitar inconsistencias en los modelos que se deriven de ellos. El control de calidad debe realizarse en donde se determine que la información obtenida este desviada de los datos reales.

A continuación se enuncian algunas de las actividades que se emplean para realizar la edición de la información obtenida por los registros, en paralelo con la información de núcleo.

**Unión de curvas (MERGE/SPLICE).** Durante la perforación de pozos, este es registrado varias veces, por esta razón se pueden generar diversas versiones de una misma curva, y es necesario unir las para generar una curva final y representativa de cada tipo de registro.

**Correlación de profundidad:** antes de realizar cualquier tipo de interpretación es necesario ajustar todas las fuentes de datos (registros) a una misma referencia de profundidad. Un registro base define las profundidades, por lo general es el de resistividad, y los otros deben ser ajustados a este registro base, lo que se desarrolla de manera fácil por el empleo de software.

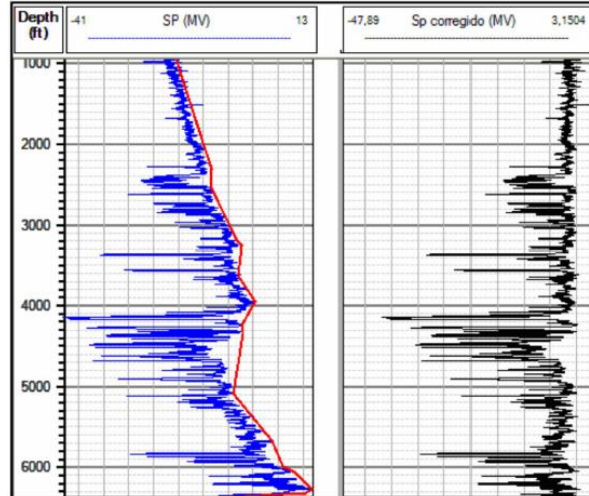
**Generación de pseudo curvas.** En casos en los que los pozos presenten registros con información perdida, es recomendable y necesario generar pseudo curvas en estos intervalos. Para llevar a cabo esta actividad es necesario generar correlaciones multivariadas (lineales o no lineales) entre las curvas existentes y la curva que se pretende reproducir. A consideración de la interpretación apropiada, los datos que no sean representativos de la formación serán eventualmente tomados como nulos y no harán parte del estudio posterior de propiedades petrofísicas.

**Correcciones Ambientales.** Estas correcciones mejoran la señal recibida de las herramientas debido a múltiples errores presentados dentro del pozo y condiciones de superficie. Ya que las herramientas vienen calibradas para determinar información a ciertas condiciones del pozo, generalmente el pozo no presenta las condiciones ideales a la respuesta de las herramientas. La principal fuente de error ambiental es el ruido, y se puede presentar por mal control del lodo en el hueco. También se presentan anomalías ambientales como lo son la temperatura, la presión, la salinidad, tamaño del pozo, peso del lodo y espesor de las formaciones. Principalmente las curvas de densidad, gamma ray y resistividad

(a altas profundidades) son las que frecuentemente deben hacerse ajustes por este tipo de efecto.

**Corrección de la línea base de SP.** En algunas ocasiones se puede presentar una tendencia que se superpone con la tendencia real de la formación, creando alguna anomalía en la lectura que más se acerca a la verdadera. Este efecto se genera principalmente por el efecto ambiental en la lectura del registro SP y/o mal manejo de la herramienta de lectura. Estas anomalías afectan las líneas bases de lutitas y de arenas limpias. En la figura 19 se observa la corrección de la línea de las lutitas del registro SP por tendencia errónea de la línea base. La línea azul del track 1 se evidencia que la línea de tendencia tiene un desplazamiento de su eje central (valor de cero). En el track-2 se observa la curva negra, donde el registro SP está corregido por la línea base de lutitas.

**Figura 21. Corrección de la línea base de lutitas para el registro SP.**



Fuente: Tomado de Glover, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000.

Entre las correcciones que se pueden encontrar en los registros de pozo están:  
Para el cálculo de desfases en profundidad se toma como referencia la curva de resistividad de la primera corrida, para cada pozo que se vaya a trabajar.

## 4.2. FASE II. NÚCLEOS DE PERFORACIÓN

En esta fase se busca la apropiación del modelo geológico, consiste en desarrollar la caracterización del yacimiento partiendo de la información proveniente de núcleos de perforación, la cual corresponde principalmente a análisis de laboratorio, descripciones sedimentológicas y descripciones estratigráficas y sedimentológicas. La información a tener en cuenta dentro de esta fase corresponde a:

- Análisis petrofísicos básicos (análisis básicos de porosidad y permeabilidad, densidad de grano, saturación de aceite y saturación de agua).
- Análisis petrofísicos especiales (presiones capilares, permeabilidades relativas, DRX, entre otros).
- Registros Core-Gamma.
- Descripción sedimentológica y estratigráficas (análisis de facies).

Entre más datos de los mencionados anteriormente existan los cálculos para la definición de litotipos serán más acertados, lo que permitirá un mejor conocimiento de los intervalos de interés.

El objetivo fundamental de esta fase es la generación de los litotipos provenientes de la interpretación de núcleos (coreLITH).

## 4.3. FASE III. MODELO PETROFÍSICO

Esta fase se divide en dos etapas las cuales se desarrollan de manera simultánea:

**Amarre roca-registro:** el objetivo de esta etapa es llevar los litotipos definidos en la FASE II a escala de registros de pozos, además de la interpretación a partir de la respuesta de los registros de pozo para los intervalos no corazonados.

Siendo así en esta fase se busca la definición del número ideal y tipo de litotipos en los núcleos de perforación, integrando información proveniente de las descripciones sedimentológicas, estratigráficas de los núcleos de perforación, las propiedades del yacimiento evaluadas en el laboratorio y las respuestas de los registros de pozo. El número ideal de litotipos dependerá de la complejidad del yacimiento, pero va a rondar entre 4 a 7 litotipos.

Al ya tener los primeros litotipos definidos se procede a hacer la interpretación de estos usando registros de pozo, se emplean distintos métodos para escalar la información proveniente de núcleos de perforación y llevarla a escala de registros de pozo, con la finalidad de mejorar los procesos de estimación de propiedades a partir de registros de pozo.

Durante esta fase se ven involucrados diferentes sistemas basados en inteligencia computacional, tales como análisis tipo clúster, redes neuronales y/o árboles de decisión, en configuraciones supervisadas y no supervisadas, con la finalidad de implementar el método que aporte una mayor correlación de interpretación automatizada de litotipos, partiendo de la respuesta de registros de pozo. Como resultado se obtiene la definición de los litotipos descritos de núcleos, con el amarre de datos puntuales de sus propiedades críticas, provenientes de laboratorios.

El resultado final para esta fase será la curva final de litotipos (LITH) a lo largo del perfil de pozo.

**Estimación de las propiedades petrofísicas:** el objetivo de esta etapa es la asignación de las propiedades petrofísicas en la caracterización del yacimiento, para cada uno de los litotipos definidos. El proceso involucra cálculos y algoritmos asociados a modelos determinísticos basados en registros de pozos, así como

procesos basados en técnicas de inteligencia computacional, en zonas por donde la complejidad del yacimiento no permita una buena correlación entre las propiedades de los litotipos definidas a partir de núcleos y las propiedades interpretadas a partir de registros de pozo.

Como resultado final en esta fase se obtiene el modelamiento de las propiedades petrofísicas del yacimiento en una curva a lo largo del perfil de pozo, controlada por los litotipos.

#### **4.4. FASE IV: DEFINICIÓN DE POSIBLES INTERVALOS PRODUCTORES**

Esta fase busca la definición de propiedades y cortes apropiados (cut-off), para la generación de los resúmenes de propiedades por unidad, los cuales serán el material de entrega para el cálculo de volúmenes en sitio (POES/GOES) empleando métodos volumétricos y/o paramétricos de modelamiento y control de métodos volumétricos usando geoestadística.

#### **4.5. GENERACIÓN DE FLUJOGRAMAS**

En esta etapa se estampan de manera gráfica los procedimientos desarrollados durante cada una de las fases del proceso de evaluación petrofísica descritas en el presente proyecto, mostrando una estructura a seguir para el desarrollo de cada una de ellas.

## **5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ESTABLECIDA**

En el presente capítulo se muestra la información de registros de pozo y núcleos de perforación de cuatro (4) pozos, pertenecientes a dos (2) campos distintos, en los cuales se aplica la metodología establecida por el presente proyecto, abarcando cada una de las fases descritas en el capítulo tres, las cuales serán descritas de nuevo con la finalidad de mostrar los procesos aplicados a la información disponible en cada una de las fases.

### **5.1. FASE I: RECOPIACIÓN, CARGA Y EDICIÓN DE LA INFORMACIÓN.**

Esta fase integra la recolección, control de calidad, carga y evaluación de la información disponible de núcleos de perforación, registros de pozo y demás documentos pertenecientes al (a los) yacimiento(s) a estudiar.

**5.1.1. Generación de la base de datos.** A continuación se muestra el inventario de la información disponible perteneciente a los dos campos en estudio.

Figura 22. Representación gráfica de la tabla master correspondiente al inventario de la información geológica general perteneciente a los campos muestra, (A) inventario de la información geológica general para el Campo-1, (B) inventario de la información geológica general para el Campo-2.

A

LITHOIL		MASTER WELL INFO															
COUNTRY																	
BASIN																	
FIELD		CAMPO-1															
COMPANY																	
WELL	GEOLOGIA																
	SEDIMENTOLOGIA								TOPES			CORTES ESTURCTURALES ESTRATIGRAFICOS			FLUIDOS		
	LAB. NUCLEOS				LAB. RIPIOS												
	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	ARCHIVO	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	
ESC-1	LAS	1					LAS	1									
ESC-2	LAS	1					LAS	1									

B

LITHOIL		MASTER WELL INFO															
COUNTRY																	
BASIN																	
FIELD		CAMPO-2															
COMPANY																	
WELL	GEOLOGIA																
	SEDIMENTOLOGIA								TOPES			CORTES ESTURCTURALES ESTRATIGRAFICOS			FLUIDOS		
	LAB. NUCLEOS				LAB. RIPIOS												
	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	ARCHIVO	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	FORMATO	No. DE ARCHIVOS	OBSERVACIONES	
VSS-1	EXCEL	4					EXCEL	1									
VSS-2	EXCEL	4					EXCEL	1									

Figura 23. Representación gráfica del Inventario Well Log para los pozos pertenecientes al campo muestra, Campo-1, (A) representación gráfica para el inventario Well Log para el pozo ESC-1, (B) representación gráfica para el inventario Well Log para el pozo ESC-2.

A

LITHOIL															
INVENTARIO WELL LOG															
POZO: ESC-1															
COUNTRY															
BASIN															
FIELD															
CAMPO-1															
COMPANY															
# FILES	FILES			DATE	START (ft)	STOP (ft)	STEP (ft)	NULL	MD	TYD	CURVE INFORMATION			COMENTARIO DE CARGA	EDICIÓN
	LOG FILE TYPE	NAME									Nom.	Units.	Description		
1	1	ESC-LLAS		7850	7950	0.25	-9999	OK			DEPT	ft	Depth		
			AHT10								ohm.m	Array Induction Two Foot Resistivity A10			
			AHT20								ohm.m	Array Induction Two Foot Resistivity A20			
			AHT30								ohm.m	Array Induction Two Foot Resistivity A30			
			AHT60								ohm.m	Array Induction Two Foot Resistivity A60			
			AHT90								ohm.m	Array Induction Two Foot Resistivity A90			
			AHTRT								ohm.m	Array Induction Two Foot Rt			
			BS								in	Bit size			
			DTCO								us/ft	Delta T			
			GR								gAPI	Gamma Ray			
			HCAL								in	HRCC Caliper Calibrated			
			HMIN								ohm.m	HIP Micro Inverse Resistivity			
			HMNO								ohm.m	HIP Micro Normal Resistivity			
			NPHI								w/v	Thermal Neutron Porosity			
			PEFZ									HRDD Standard Resolution Formation Photoelectric Factor			
RHOB	g/cm3	Formation Density													
SP	mV	Spontaneous Potential													

B

LITTOIL		INVENTARIO WELL LOG													
COUNTRY		POZO: ESC-2													
BASIN															
FIELD		CAMPO-1													
COMPANY															
# FILES	LOG FILE TYPE	FILES			START (ft)	STOP (ft)	STEP (ft)	NULL	MD	TYD	CURVE INFORMATION			COMENTARIO DE CARGA	EDICIÓN
		NAME	DATE								Nom.	Units.	Description		
1	1	ESC-2_LAS			7569.5	7529.5	0.5	-9999	OK		DEPT	ft	Depth		
											AHT10	ohm.m	Array Induction Two Foot Resistivity A10		
											AHT20	ohm.m	Array Induction Two Foot Resistivity A20		
											AHT30	ohm.m	Array Induction Two Foot Resistivity A30		
											AHT60	ohm.m	Array Induction Two Foot Resistivity A60		
											AHT90	ohm.m	Array Induction Two Foot Resistivity A90		
											AHTRT	ohm.m	Array Induction Two Foot Rt		
											AHTRX	ohm.m	Array Induction Two Foot Rx		
											DT	us/f	Delta-T Long Spacing Near		
											DTLF	us/f	Delta-T Long Spacing Far		
											DTLN	us/f	Delta-T Long Spacing Near		
											GR	gAPI	Gamma Ray		
											HCAL	in	HRCC Caliper Calibrated		
											HMIN	ohm	HIP Micro Inverse Resistivity		
											HMNO	ohm	HIP Micro Normal Resistivity		
											NPHI	V/V	Thermal Neutron Porosity		
											PEF2		HRDD Standard Resolution Formation Photoelectric Factor		
											RHOB	g/cm3	Formation Density		
RXD8	ohm	Resistivity filtered at 8 inches													
SP	mV	Spontaneous Potential													

Figura 24. Representación gráfica del Inventario Well Log para los pozos pertenecientes al campo muestra, Campo-2, (A) representación gráfica del inventario Well Log para el pozo VSS-1, (B) representación gráfica del inventario Well Log para el pozo VSS-2.

**A**

LITHOIL														INVENTARIO WELL LOG													
COUNTRY														POZO: VSS-1													
BASIN																											
FIELD														CAMPO-2													
COMPANY																											
FILES	LOG FILE TYPE	FILES		DATE	START (ft)	STOP (ft)	STEP (ft)	NULL	MD	TYD	CURVE INFORMATION			COMENTARIO DE CARGA	EDICIÓN												
		NAME										Nom.	Units.			Description											
1	1	VSS-LLAS			2805	10143.5	0.5	-9999	OK		CAL	in	2 HRCC Cal. Caliper														
											DTC	us/ft	4 Delta-T Compressional, Receiver Array - Monopole P&S														
											DTS	us/ft	2 Delta-T Shear, Receiver Array - Lower Dipole														
											GR	gAPI	Gamma Ray														
											NPHI	FRAC	7 Thermal Neutron Porosity														
											PEF	b/elec	2 HRDD High Resolution Formation Photoelectric Factor														
											RD	ohm.m	4 HRLT Borehole Corrected Resistivity 5														
											RHOB	g/cm3	2 HRDD High Resolution Formation Density														
											RM	ohm.m	6 HRLT Borehole Corrected Resistivity 3														
											RS	ohm.m	9 HRLT Borehole Corrected Resistivity 1														
											SP	mV	17 POTENCIAL ESPONTANEOS														

B

INVENTARIO WELL LOG														
POZO: VSS-2														
CAMPO-2														
LITHOIL														
COUNTRY														
BASIN														
FIELD														
COMPANY														
# FILES	FILES		DATE	START (ft)	STOP (ft)	STEP (ft)	NULL	MD	TYD	CURVE INFORMATION			COMENTARIO DE CARGA	EDICIÓN
	LOG FILE TYPE	NAME								Nom.	Units.	Description		
1	1	VSS-2_LAS		2903.5	9619.5	0.5	-9999	OK		BS	in	2 Bit Size		
										CAL	in	2 CALIPER RUN_1		
										DT	us/f	2 Delta-T Compressional		
										DTS_E	us/f	3 Delta-T Shear, Receiver Array - Upper Dipole		
										GR	gAPI	Gamma Ray		
										NPHI	FRAC	3 NPOR RUN_1		
										PEF	b/elec	10 HRDD High Resolution Formation Photoelectric Factor		
										RD	ohm.m	3 Deep Resistivity		
										RHOB	g/cm3	2 HRDD Standard Resolution Formation Density		
										RM	ohm.m	8 Medium Resistivity		
										RS	ohm.m	15 Shallow Resistivity		

**5.1.2. Diagnóstico previo empleando la Matriz de Evaluación.** Posterior a la optimización de la base de datos se procede a evaluar la información por cantidad de archivos empleando la matriz de completitud diseñada para el presente proyecto, el proceso busca dar un diagnóstico hipotético previo al inicio de la evaluación petrofísica basándose en la presencia o ausencia de los diferentes archivos que involucra dicho proceso, según esto se da un veredicto para los dos campos muestra que se encuentran en estudio.

Según los resultados mostrados por la matriz en la figura 23 sobre el Campo-1, se puede afirmar que se cuenta con la información necesaria para el desarrollo de la evaluación petrofísica, ya que tanto el pozo ESC-1 como el pozo ESC-2 cuentan con la misma cantidad de documentos y presentan el número necesario de archivos considerados críticos para el desarrollo del proyecto, lo que conlleva a que se puede estimar de manera óptima las variables petrofísicas básicas del yacimiento.

Según los resultados mostrados por la matriz en la figura 24 sobre el Campo-2, se puede afirmar que se cuenta con la información necesaria para el desarrollo de la evaluación petrofísica, a pesar de que el pozo VSS-1 presenta menor cantidad de archivos que el pozo VSS-2 y por esto es señalado en rojo como el pozo con menor cantidad de archivos, sin embargo cuenta con información suficiente para el desarrollo de la evaluación petrofísica.

**Figura 25. Muestra gráfica de la matriz de evaluación perteneciente al Campo-1.**

Nombre del Pozo	MATRIZ DE EVALUACIÓN POZOS CAMPO-1																						
	Registros											Nucleos						Otros					
	Registro SP (Spontaneous Potential)	Registro Gamma Ray	Registro Sónico	Registro de Densidad	Registro Resistivo Somero	Registros Resistivo Profundo	Registro de Resonancia Magnética Nuclear	Registro de Laterologs	Registros de Inducción	Registro de Neutrón	Registro Flushed Zone Resistivity Logs	Porosidad y permeabilidad	Core Gamma	Densidad de gramo	Presiones capilares	Saturación de aceite	Saturación de agua	DRX	Topes de las formaciones	Pruebas de perforación	Informes de Zanja	Informes de Perforación	Ingormes Geológicos
ESC-1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0
ESC-2	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0
% de Criticidad de cada documento critico	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	30.00%	30.00%	15.00%	15.00%	3.33%	3.33%	3.33%	30.00%	30.00%	13.33%	13.33%	13.33%

% de Total de documentos de cada pozo	% de existencia de documentos criticos	Descripción del diagnostio
87.60%	75.00%	Pozo óptimo y Archivos mínimos INCOMPLETOS
87.60%	75.00%	Pozo óptimo y Archivos mínimos INCOMPLETOS

60.00%	30.00%	10.00%
100.00%	100.00%	100.00%
100% distribuidos en la información existente de Registros de pozo	100% distribuido en la información existente de nucleos de perforación	100% distribuido en la información perteneciente a documentos adicionales
60% distribuidos entre el total de documentos	30% distribuido entre el total de documentos	10% distribuido entre el total de documentos

DOCUMENTOS	CRITICOS
	NECESARIOS
	DESEABLES

**Figura 26. Muestra gráfica de la matriz de evaluación perteneciente al Campo-2.**

Nombre del Pozo	MATRIZ DE EVALUACIÓN POZOS CAMPO-2																						
	Registros												Nucleos						Otros				
	Registro SP (Spontaneous Potential)	Registro Gamma Ray	Registro Sísmico	Registro de Densidad	Registro Resistivo Somero	Registros Resistivo Profundo	Registro de Resonancia Magnética Nuclear	Registro de Laterologs	Registros de Inducción	Registro de Neutrón	Registro Flushed Zone Resistivity Logs	Porosidad y permeabilidad	Core Gamma	Densidad de grano	Presiones capilares	Saturación de aceite	Saturación de agua	DRX	Topes de las Formaciones	Pruebas de perforación	Informes de Zanja	Informes de Perforación	Ingenieros Geológicos
VSS-1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
VSS-2	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
% de Criticidad de cada documento critico	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	30.00%	30.00%	15.00%	15.00%	3.33%	3.33%	3.33%	30.00%	30.00%	13.33%	13.33%	13.33%

% de Total de documentos de cada pozo	% de existencia de documentos criticos	Descripción del diagnostio
71.70%	66.00%	Pozo óptimo y Archivos mínimos INCOMPLETOS
80.70%	75.00%	Pozo óptimo y Archivos mínimos INCOMPLETOS

60.00%	30.00%	10.00%
100.00%	100.00%	100.00%
100% distribuidos en la información existente de Registros de pozo	100% distribuido en la información existente de nucleos de perforación	100% distribuido en la información perteneciente a documentos adicionales
60% distribuidos entre el total de documentos	30% distribuido entre el total de documentos	10% distribuido entre el total de documentos

DOCUMENTOS	CRITICOS
	NECESARIOS
	DESEABLES

En el Anexo A se encuentran incluidos los formatos empleados para la organización de la información para cada pozo, al igual que la hoja de cálculo con la matriz de evaluación anteriormente descrita.

**5.1.3. Optimización de la información.** Al tener una base de datos estructurada, y haber comprobado que es viable desarrollar el proyecto sobre los campos estudio, se procede a cargar, editar y corregir la información proveniente de registros de pozo. Con dicha base de datos se realiza una priorización del archivo según el tipo de registro tomado y según intervalo, con el fin de estructurar la base de datos en la plataforma de interpretación con datos validos evitando de esta manera interpretaciones erróneas causadas por información no verificada.

Hay que tener en cuenta que para los datos ejemplo usados en el presente proyecto se han usado registros provenientes de una misma corrida por ende no se harán correcciones referentes a uniones de curvas por efecto de varias corridas.

### **Campo-1**

A continuación se muestra la carga de las curvas pertenecientes los dos pozos conformantes al Campo-1, así como las pertinentes correcciones hechas a las mimas.

Figura 27. Muestra gráfica de la carga y visualización de curvas de registros para el pozo ESC-1, en la plataforma de interpretación, para la identificación de zonas para edición. En el track-1 se muestra en rojo la curva GR, en el track-2 se muestra en rojo la curva RHOB y en azul la curva NPHI, en el track-3 se muestra en negro la curva RESM y en rojo la curva RESD, en el track-4 se muestra en fucsia la curva PEF.

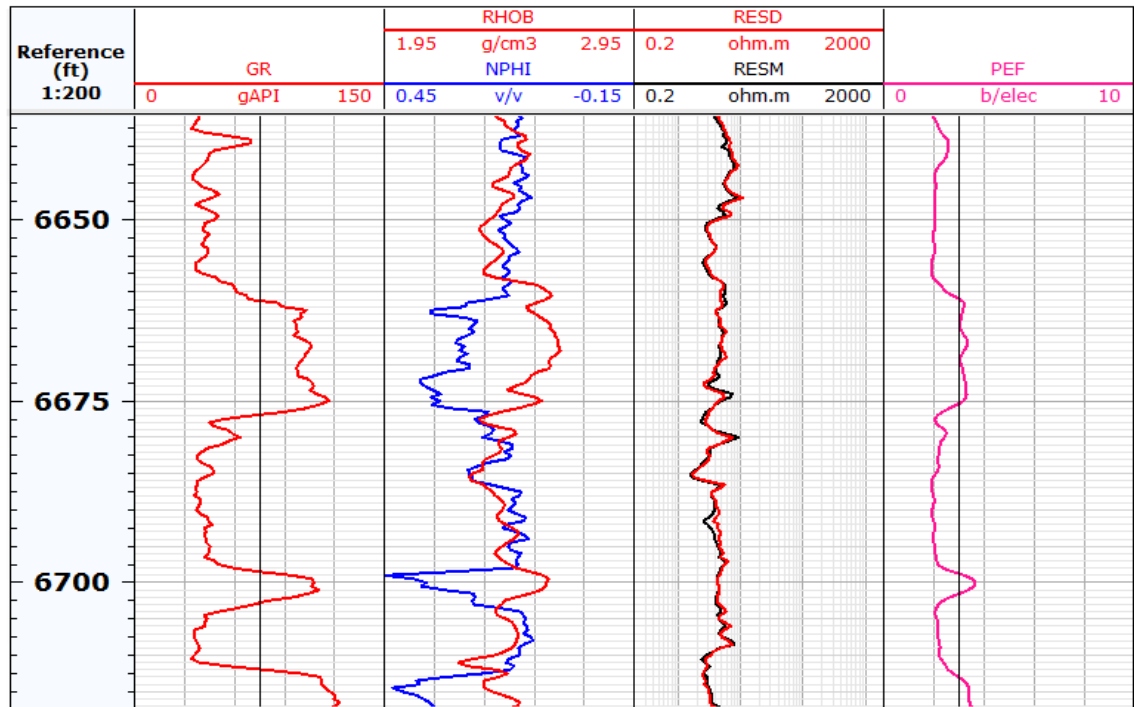
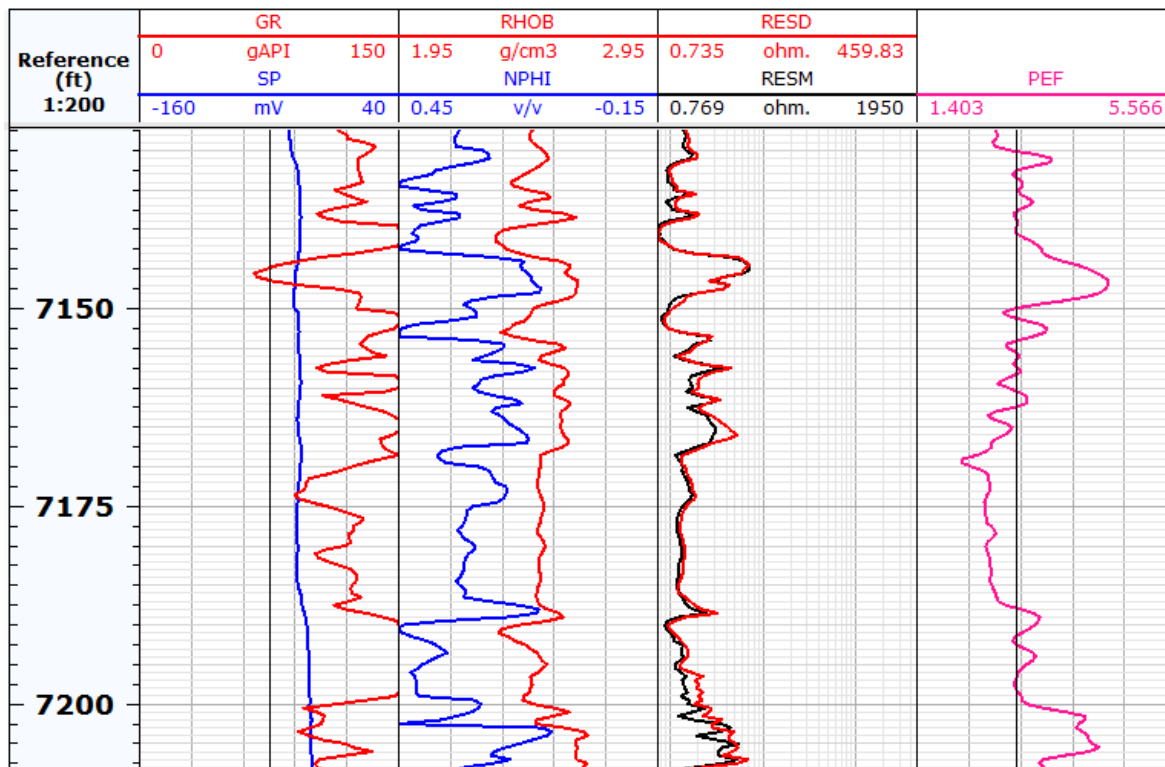
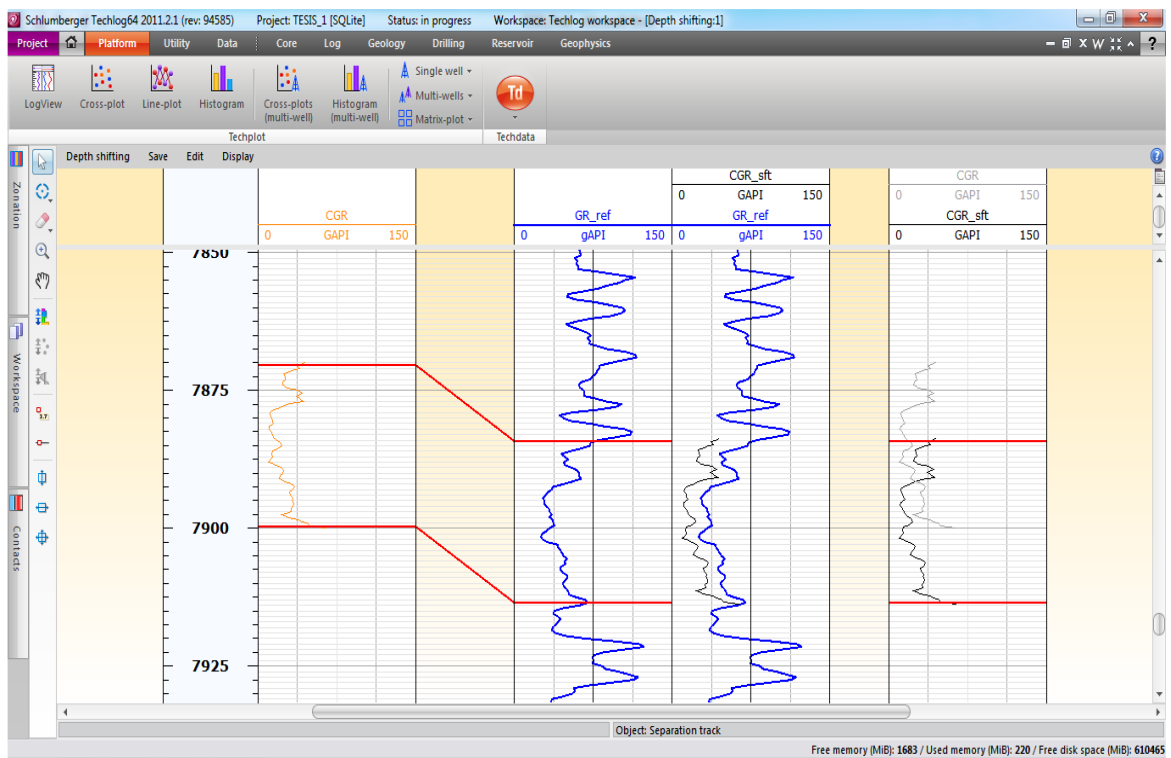


Figura 28. Muestra gráfica de la carga y visualización de curvas de registros para el pozo ESC-2, en la plataforma de interpretación, para la identificación de zonas para edición. En el track-1 se muestra en rojo la curva GR y en azul la curva SP, en el track-2 se muestra en rojo la curva RHOB y en azul la curva NPHI, en el track-3 se muestra en negro la curva RESM y en rojo la curva RESD, en el track-4 se muestra en fucsia la curva PEF.

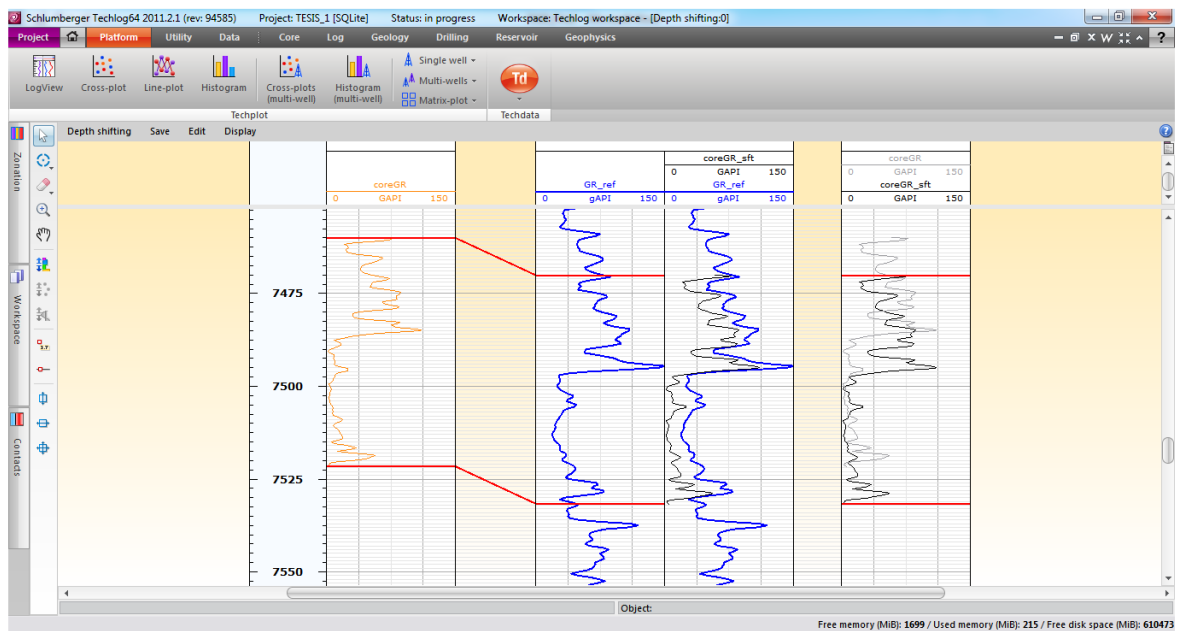


En los pozos ESC-1 y ESC-2 pertenecientes al Campo-1 fueron revisadas las curvas presentes y no se encontraron datos erróneos, por lo que no hubo necesidad de hacer algún tipo de corrección sobre la información original. Sin embargo hubo la necesidad de realizar la corrección en profundidad para el registro CGR, tomando como base la curva GR como se muestra en las figuras 29 y 30.

Figura 29. Muestra gráfica de la carga y edición de curvas en la plataforma de interpretación. Para el caso se muestra la corrección de los desfases en profundidad de la curva CGR teniendo como referencia la curva GR de la corrida. En el track-1 se muestra en amarillo la curva CGR sin editar, en el track-2 se muestra la curva GR de referencia, en el track-3 se superponen las dos curvas en contraste, la curva CGR corregida en profundidad y la curva GR de referencia y en el track-4 se muestra el desplazamiento de la curva CGR, en el pozo ESC-1.



**Figura 30. Muestra gráfica de la carga y edición de curvas en la plataforma de interpretación. Para el caso se muestra la corrección de los desfases en profundidad de la curva CGR teniendo como referencia la curva GR de la corrida. En el track-1 se muestra en amarillo la curva CGR sin editar, en el track-2 se muestra la curva GR de referencia, en el track-3 se superponen las dos curvas en contraste, la curva CGR corregida en profundidad y la curva GR de referencia y en el track-4 se muestra el desplazamiento de la curva CGR, en el pozo ESC-2.**



## **Campo-2**

De la misma forma como se revisaron las curvas para los pozos del Campo-1, a continuación se muestra la carga de las curvas pertenecientes los dos pozos conformantes al Campo-2, así como las pertinentes correcciones hechas a las mismas.

Figura 31. Muestra gráfica de la carga y visualización de curvas de registros para el pozo VSS-1, en la plataforma de interpretación, para la identificación de zonas para edición. En el track-1 se muestra en rojo la curva GR, en el track-2 se muestra en rojo la curva RHOB y en azul la curva NPHI, en el track-3 se muestra en azul la curva RS, en negro la curva RESM y en rojo la curva RESD, en el track-4 se muestra en fucsia la curva PEF.

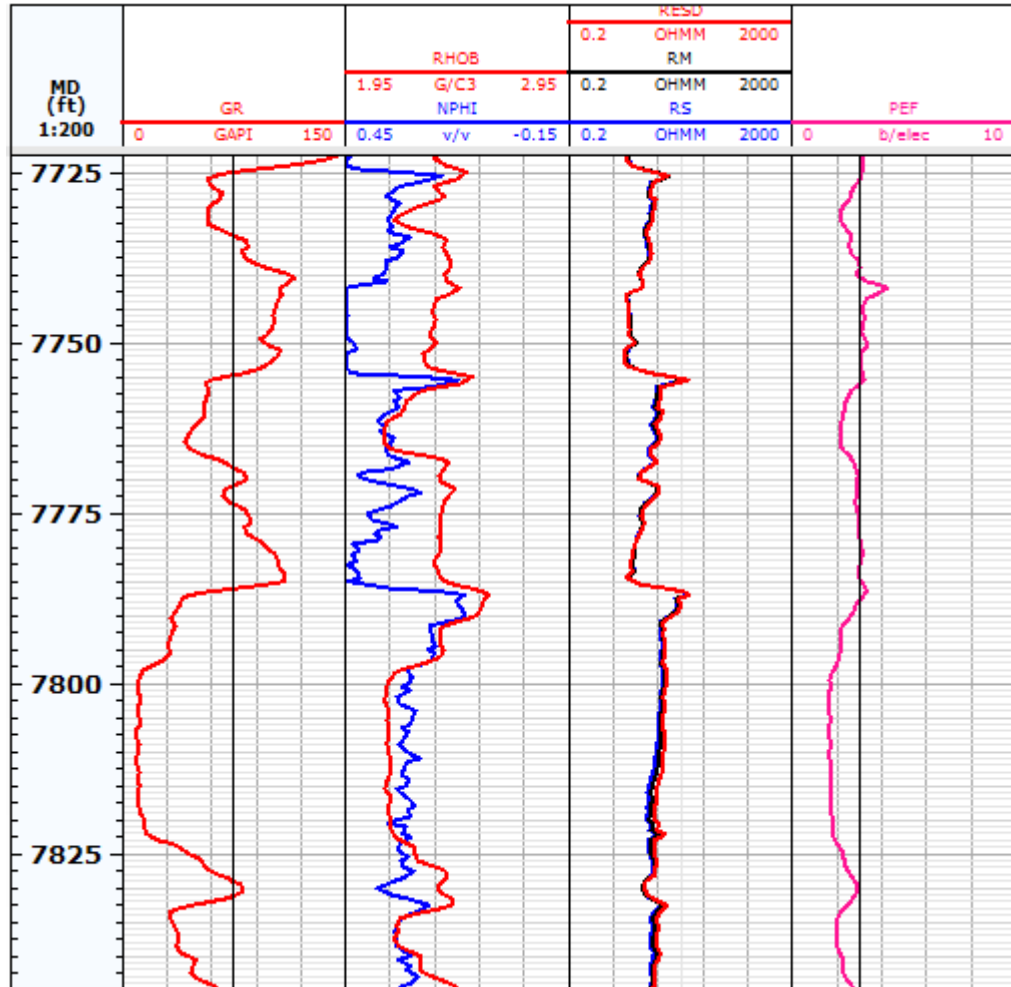
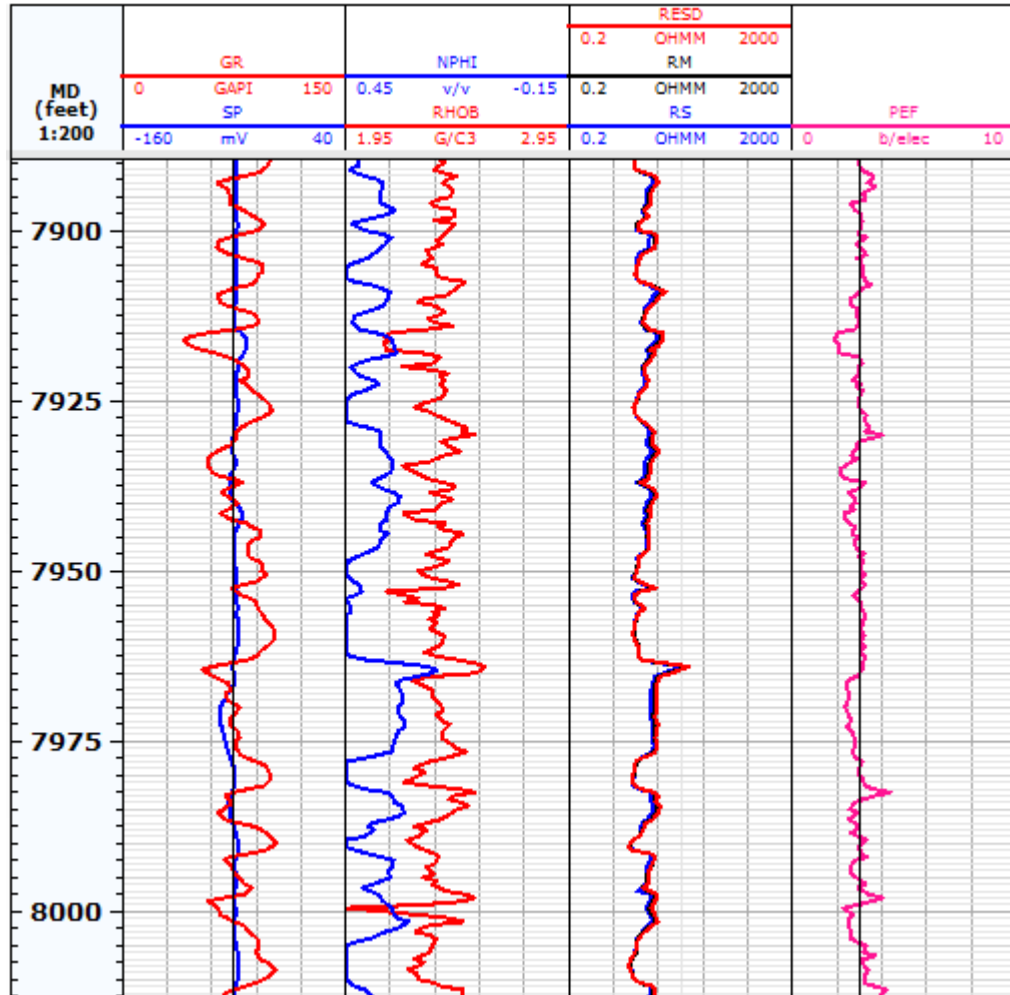


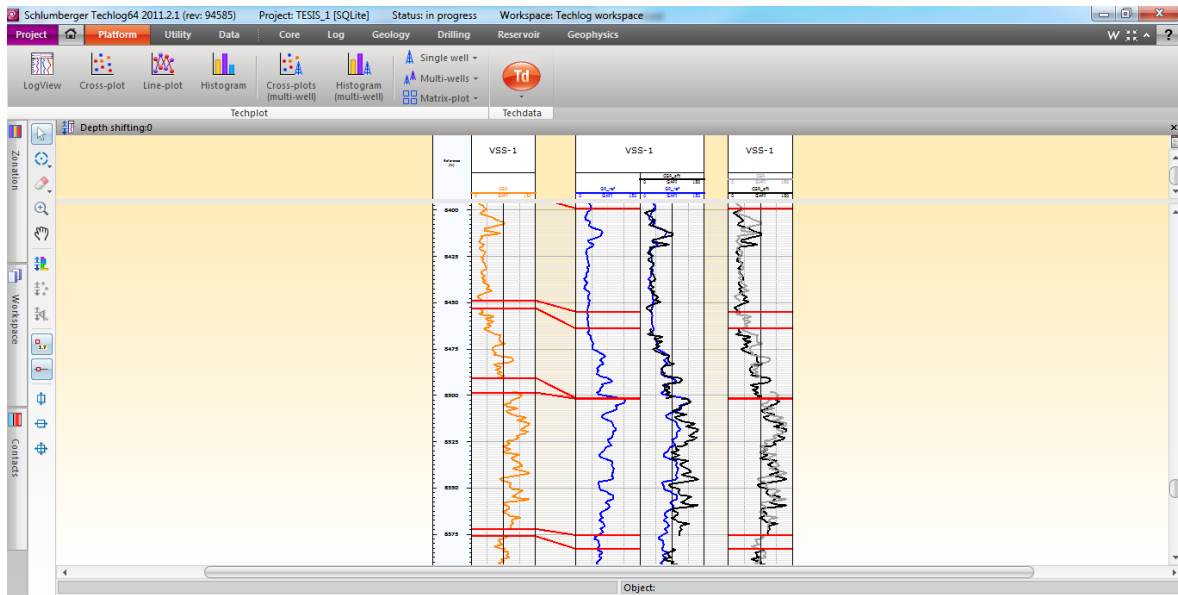
Figura 32. Muestra gráfica de la carga y visualización de curvas de registros para el pozo VSS-2, en la plataforma de interpretación, para la identificación de zonas para edición. En el track-1 se muestra en rojo la curva GR y en azul la curva SP, en el track-2 se muestra en rojo la curva RHOB y en azul la curva NPHI, en el track-3 se muestra en azul la curva RS, en negro la curva RESM y en rojo la curva RESD, en el track-4 se muestra en fucsia la curva PEF.



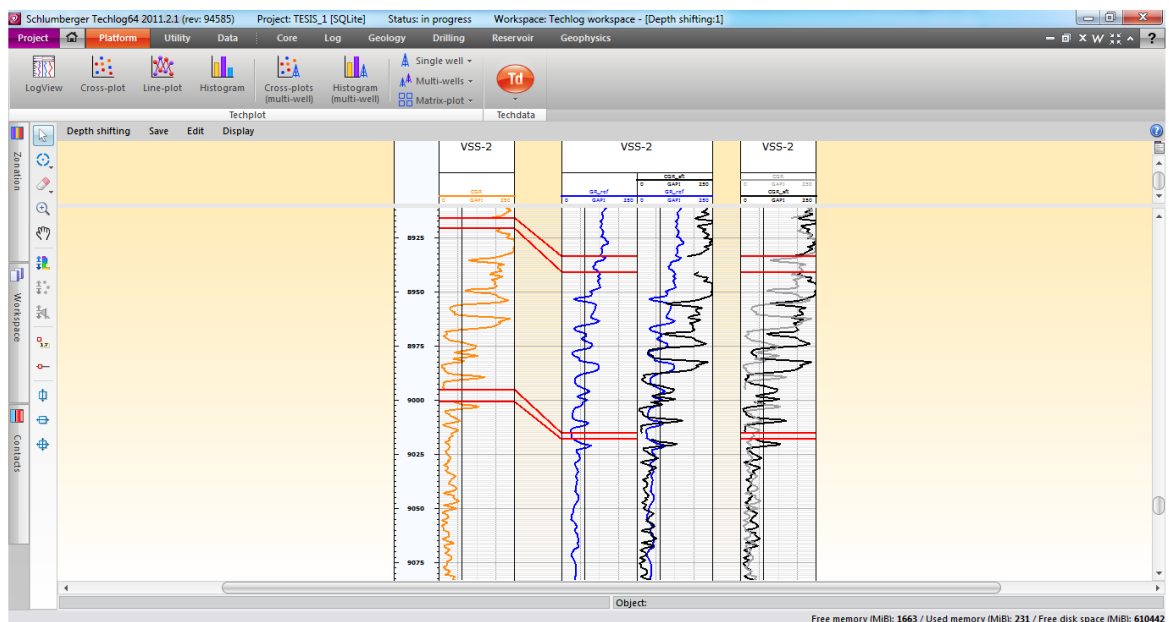
En los pozos VSS-1 y VSS-2 pertenecientes al Campo-2 fueron revisadas las curvas presentes y no se encontraron datos erróneos, por lo que no hubo necesidad de hacer algún tipo de corrección sobre la información original. Sin embargo se hubo la necesidad de desarrollar la corrección en profundidad del

registro CGR, tomando como base la curva GR como se muestra en las figuras 33 y 34.

**Figura 33. Muestra gráfica de la carga y edición de curvas en la plataforma de interpretación. Para el caso se muestra la corrección de los desfases en profundidad de la curva CGR teniendo como referencia la curva GR de la corrida. En el track-1 se muestra en amarillo la curva CGR sin editar, en el track-2 se muestra la curva GR de referencia, en el track-3 se superponen las dos curvas en contraste, la curva CGR corregida en profundidad y la curva GR de referencia y en el track-4 se muestra el desplazamiento de la curva CGR, en el pozo VSS-1.**



**Figura 34. Muestra gráfica de la carga y edición de curvas en la plataforma de interpretación. Para el caso se muestra la corrección de los desfases en profundidad de la curva CGR teniendo como referencia la curva GR de la corrida. En el track-1 se muestra en amarillo la curva CGR sin editar, en el track-2 se muestra la curva GR de referencia, en el track-3 se superponen las dos curvas en contraste, la curva CGR corregida en profundidad y la curva GR de referencia y en el track-4 se muestra el desplazamiento de la curva CGR, en el pozo VSS-2.**



Terminado el proceso de edición se tiene como resultantes las curvas que se emplearán para el desarrollo de la evaluación petrofísica.

## **5.2. FASE II: NÚCLEOS DE PERFORACIÓN.**

En esta fase se integra la información proveniente de núcleos de perforación, lo que incluye análisis básicos y especiales de laboratorio corregidos según condiciones de yacimiento, registros Core Gamma (CGR), descripción sedimentológica y estratigráfica (generación de Litofacies).

## Corrección de la porosidad ( $\emptyset$ ) y la permeabilidad (k) a condiciones de yacimiento.

Las rocas reservorio están sometidas a presión de sobrecarga producto de las formaciones supra yacentes, entonces para llevar los datos obtenidos en laboratorio a condiciones de yacimiento se utiliza el método de Jones. Las formulaciones empleadas en el método de Jones se ejecutan en una hoja de cálculo (formato EXCEL) para cada uno de los pozos estudiados.

Previo a desarrollar la debida corrección a condiciones de yacimiento por Jones se ha hecho la corrección en profundidad para los datos provenientes de núcleo, la cual fue determinada en el capítulo 4.1.3. por medio de las curvas CGR y GR.

A continuación se presentan los datos antes y después de ser corregidos para los 4 pozos presentes en el estudio.

### Campo-1

**Tabla 11. Datos antes y después de corregidos a presión de confinamiento. Fragmento de la tabla original para el pozo ESC-1.**

Muestra	DEPTH		INICIALES		CORREGIDOS	
	Inicial	Corregida	corePHIE	coreK	corePHIE	coreK
	ft	ft	v/v	mD	v/v	mD
1	7884.60	7898.41	0.1219	0.3530	0.1178	0.2958
2	7885.60	7899.41	0.1073	0.2250	0.1034	0.1885
3	7886.60	7900.41	0.1652	408.0000	0.1604	341.8514
4	7887.30	7901.11	0.1562	812.0000	0.1515	680.3391
5	7888.80	7902.61	0.1883	1260.0000	0.1831	1055.6577
6	7889.30	7903.11	0.2110	2723.0000	0.2054	2281.3641
7	7890.40	7904.21	0.1952	211.0000	0.1899	176.7735
8	7891.50	7905.31	0.1955	310.0000	0.1902	259.7072
9	7892.50	7906.31	0.2025	1809.0000	0.1971	1515.4781
10	7893.40	7907.21	0.2039	2192.0000	0.1984	1836.2913

**Tabla 12. Datos antes y después de corregidos a presión de confinamiento. Fragmento de la tabla original para el pozo ESC-2.**

Muestra	DEPTH		INICIALES		CORREGIDOS	
	Inicial	Corregida	corePHIE	coreK	corePHIE	coreK
	ft	ft	v/v	mD	v/v	mD
1	7471.76	7471.76	0.0415	0.0076	0.0389	0.0065
2	7472.66	7472.66	0.0257	0.0042	0.0234	0.0036
3	7473.36	7473.36	0.0346	0.0601	0.0321	0.0509
4	7474.16	7474.16	0.0326	0.0017	0.0302	0.0014
5	7475.36	7475.36	0.0316	0.0059	0.0292	0.0050
6	7476.36	7476.36	0.0828	0.0415	0.0796	0.0352
7	7477.36	7477.36	0.1479	14.5973	0.1437	12.3633
8	7478.46	7478.46	0.1844	62.8593	0.1797	53.2375
9	7479.46	7479.46	0.1933	406.7221	0.1884	344.4566
10	7480.36	7480.36	0.1193	11.3297	0.1156	9.5950

## Campo-2

**Tabla 13. Datos antes y después de corregidos a presión de confinamiento. Fragmento de la tabla original para el pozo VSS-1.**

Muestra	DEPTH		INICIALES		CORREGIDOS	
	Inicial	Corregido	corePHIE	coreK	corePHIE	coreK
	ft	ft	v/v	mD	v/v	mD
1	8394.42	8400.46	0.09	5.05	0.0909	4.2923
2	8395.67	8401.71	0.25	597.23	0.2467	507.3687
3	8396.25	8402.29	0.25	225.28	0.2428	191.3832
4	8397.00	8403.04	0.26	277.47	0.2554	235.7162
5	8397.83	8403.87	0.27	565.19	0.2618	480.1279
6	8398.58	8404.62	0.28	719.06	0.2718	610.8273
7	8399.08	8405.12	0.33	1674.97	0.3217	1422.8305
8	8400.83	8406.87	0.14	15.01	0.1400	12.7504
9	8401.58	8407.62	0.19	35.77	0.1895	30.3816
10	8402.50	8408.54	0.23	181.63	0.2285	154.2782

**Tabla 14. Datos antes y después de corregidos a presión de confinamiento. Fragmento de la tabla original para el pozo VSS-2.**

Muestra	DEPTH		INICIALES		CORREGIDOS	
	Inicial	Corregida	corePHIE	coreK	corePHIE	coreK
	ft	ft	v/v	mD	v/v	mD
1	8958.08	8978.12	0.2924	795.3556	0.2853	666.4783
2	8959.67	8979.71	0.2610	158.8106	0.2544	133.0725
3	8970.42	8990.46	0.3271	524.3818	0.3193	439.2872
4	8973.25	8993.29	0.2222	67.9198	0.2162	56.8943
5	8974.67	8994.71	0.3278	3423.1421	0.3200	2867.3670
6	8979.08	8999.12	0.3552	2170.1628	0.3469	1817.6339
7	8981.83	9001.87	0.2978	473.6571	0.2905	396.6894
8	8982.50	9002.54	0.3173	433.7299	0.3096	363.2446
9	8983.92	9003.96	0.3169	1040.4595	0.3092	871.3464
10	8985.33	9005.37	0.2988	2125.5254	0.2915	1779.9909

Las tablas completas que contienen los valores iniciales y valores obtenidos luego de haber hecho las correcciones (por el método de Jones) de porosidad y permeabilidad a condiciones de yacimiento para cada pozo, se encuentran consignados en el Anexo B.

Los valores que presentan mayor diferencia entre el dato inicial y el valor corregido corresponden a la permeabilidad, esto se debe a que esta (la permeabilidad) se ve afectada por variables como: tamaño de grano, ya que a mayor tamaño y mejor calibrado de los granos, se presenta mayor permeabilidad, y por la profundidad, ya que a mayor sobrecarga habrá más compresión del volumen poroso y por ende menor permeabilidad.

### **Selección y agrupación de litotipos en núcleos.**

La selección de los litotipos a interpretar a lo largo del perfil de pozo, se definen integrando la información de litofacies descritas en núcleos de perforación y los resultados de la interpretación de electrofacies a partir de gráficos litológicos. Para desarrollar este proceso se debe tener en cuenta el tipo de roca yacimiento, para así de esta manera efectuar una mejor clasificación de los litotipos a definir.

A continuación se procede a definir los litotipos partiendo de los datos de laboratorio corregidos en la etapa anterior, creando un cross plot de corePHIE vs coreK, basándose en el método desarrollado por Winland, el cual permite caracterizar un la roca partiendo del tamaño de su garganta de poro. En la tabla 15 se ve graficada la clasificación de poros según Winland.

**Tabla 15. Tipo de poro y su rango de tamaño, según Winland.**

CLASIFICACIÓN DE LA GARGANTA PORAL	
Categoría del poro	R35 ( $\mu$ )
Megaporo	>10
Macroporo	2-10
Mesoporo	0.5-2
Microporo	0.1-0.5
Nanoporo	<0.1

Fuente: Tomado y modificado de Hartman & Beaumont (1990).

### **Campo-1**

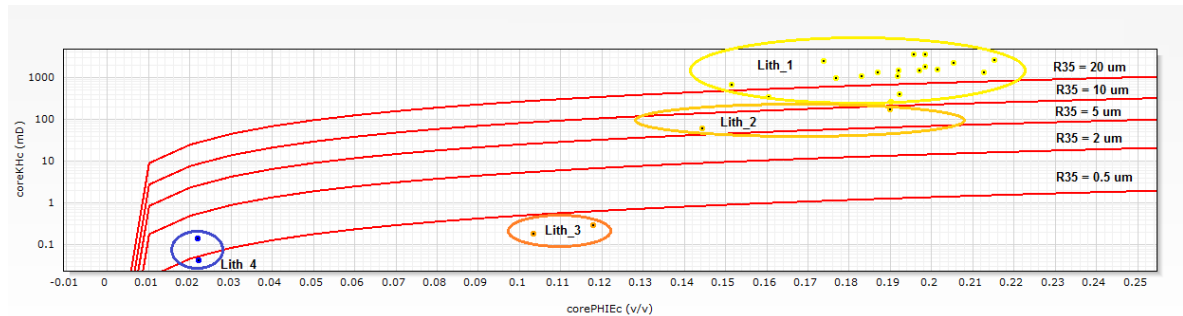
Partiendo de la descripción hecha a los núcleos de perforación se definen las siguientes litofacies, para el Campo-1:

**Tabla 16. Nomenclatura de las litofacies y los litotipos descritos a partir de núcleos de perforación. Para el Campo-1.**

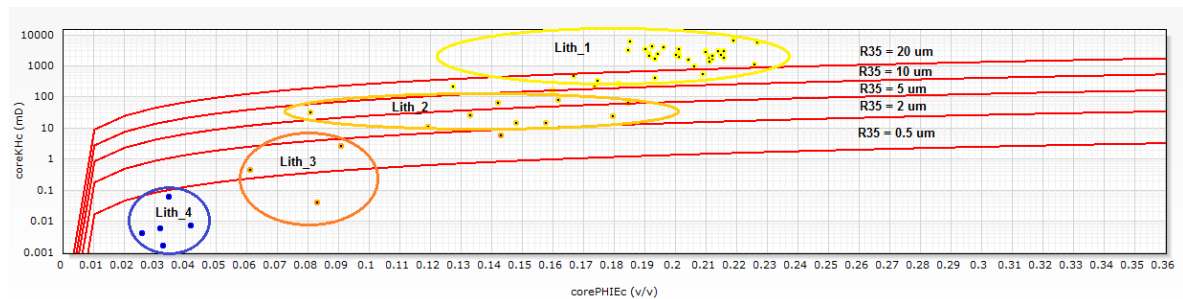
Código	Litofacies	Electrofacies (descripción)	Calidad de Reservorio
--------	------------	-----------------------------	-----------------------

Código	Litofacies	Electrofacies (descripción)	Calidad de Reservorio
0	LNL	Lutita negra laminada con niveles de pirita	nula
1	M	Mudstone-Wackestone	nula
2	W	Wackestone	nula
3	PN	Packstone	nula
4	PF	Packstone fosilífero	muy baja
5	WF	Wackestone fosilífero	nula
6	HTR	facies heterolíticas con intercalaciones centimétricas de arenisca y lutita con laminación wavy y lenticular	baja
7	AFML	Arenisca de grano fino a medio con intercalaciones de lodo (mud drapes), saturado de petróleo	bueno
8	AMMD	Arenisca de grano medio con saturación moderada de petróleo, mud drapes, arcilla en matriz	baja
9	LNLL	Lutita negra con laminación lenticular y wavy	nula
10	AFMD	Arenisca de grano fino con saturación moderada de petróleo, mud drapes, arcilla en matriz	baja
11	AFMLL	Arenisca de grano fino a medio con láminas discontinuas e irregulares de lodo, saturación moderada de petróleo	bueno
12	AFMXP	Arenisca de grano fino a medio, con estratificación cruzada planar, saturada de petróleo	muy buena
13	AFMX	Arenisca de grano fino a medio con estratificación cruzada, saturación moderada de petróleo	muy buena
14	AMX	Arenisca de grano fino a medio con estratificación cruzada, saturación moderada a pobre de petróleo	baja
15	AFWC	Arenisca fina con laminación wispy y crinkle	baja
16	AFWM	Intercalaciones de arenisca fina con laminación wispy y areniscas masivas con bioturbaciones locales	baja
17	AMB	Areniscas medias masivas, presentan bioturbación localizada	bueno
18	LLMA	Lodolita con láminas milimétricas de materia orgánica	baja
19	AMC	Arenisca media con textura caótica	baja
20	AM	Arenisca media sin estructuras sedimentarias, masiva	baja
21	AGFA	Arenisca gruesa con estratificación cruzada y fragmentos de arcilla	muy buena
22	AMNS	Arenisca media con nódulos de siderita y fragmentos de arcilla y carbón	bueno

**Figura 35. Asociación de los litotipos descritos en núcleos con calidad de roca reservorio, empleando la clasificación de Winland. Para el pozo ESC-1.**



**Figura 36. Asociación de los litotipos descritos en núcleos con calidad de roca reservorio, empleando la clasificación de Winland. Para el pozo ESC-2.**



Según esta relación se generaron litotipos preliminares para esta etapa, de la siguiente manera:

**Lith\_1:** Petrofacie megaporosa, areniscas con buena calidad como roca reservorio teniendo en cuenta la capacidad de almacenamiento de fluidos medida en términos de porosidad promedio de 20% y buena calidad para permitir el flujo del mismo expresada en términos de permeabilidad promedio de 1000mD.

**Lith\_2:** Petrofacies macroporosas, areniscas con moderada calidad de roca reservorio con porosidades promedio de 15% y permeabilidades promedio de 70mD.

**Lith\_3:** Areniscas arcillosas que actúan como roca retardante con porosidades promedio de 8% y permeabilidades menores a 1mD

**Lith\_4:** Calizas

**Lith\_5:** Litologías que actúan como roca sello, por lo que no presentan datos de petrofísica básica.

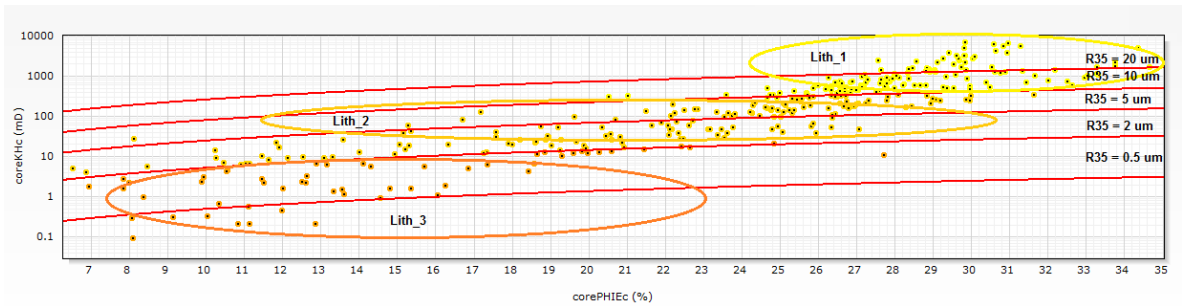
## Campo-2

Partiendo de la descripción hecha a los núcleos de perforación se definen las siguientes litofacies, para el Campo-2.

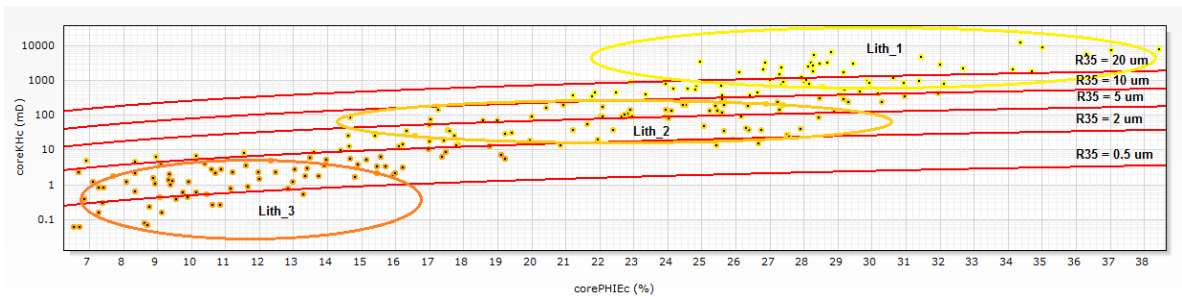
**Tabla 17. Nomenclatura de las litofacies y los litotipos descritos a partir de núcleos de perforación. Para el Campo-2.**

Código	Litofacie	Electrofacie (descripción)	Calidad de Reservorio
1	A	Arenisca de grano medio a grueso, generalmente impregnada, paleoraices y bioturbación	Alta
2	B	Arenisca de grano fino a medio, debilmente impregnada, paleoraices y bioturbación	Media
3	C	Arenisca de grano fino a medio, ocasionalmente impregnada, alterada	Baja
4	C (acro) (acrob)	Arenisca de grano fino a limo, paleoraices y bioturbada	Media baja
5	S3/S31	Arenisca de grano medio a grueso, generalmente impregnada, lentes de clastos de lutitas, ocasionalmente bioturbada	Alta
6	S1/S11	Arenisca de grano medio a fino, ocasionalmente impregnada, lentes de lutita, estratificación cruzada	Media
7	St/S2	Arenisca/Limolita, debilmente impregnada, lentes de lutita	Baja
8	D	Lutitas/Arcillas/Heter. Roca NO yacimiento	No
9	Scl	Arenisca, clastos arcillosos	Muy Baja

**Figura 37. Asociación de los litotipos descritos en núcleos con calidad de roca reservorio, empleando la clasificación de Winland. Para el pozo VSS-1.**



**Figura 38. Asociación de los litotipos descritos en núcleos con calidad de roca reservorio, empleando la clasificación de Winland. Para el pozo VSS-2.**



Según esta relación se generaron litotipos preliminares para esta etapa, de la siguiente manera:

**Lith\_1:** Petrofacies megaporosas, areniscas con excelente calidad como roca reservorio teniendo en cuenta la capacidad de almacenamiento de fluidos medida en términos de porosidad promedio de 27% y buena calidad para permitir el flujo del mismo expresada en términos de permeabilidad promedio de 1000mD.

**Lith\_2:** Petrofacies macroporosas, areniscas con buena calidad de roca reservorio con porosidades promedio de 20% y permeabilidades promedio de 70mD.

**Lith\_3:** Areniscas arcillosas que actúan como roca retardante con porosidades promedio de 10% y permeabilidades menores a 1mD

**Lith\_4:** Litologías que actúan como roca sello, por lo que no presentan datos de petrofísica básica.

Con la definición de los litotipos (coreLITH) a partir de los datos de núcleo de perforación culmina la FASE II.

### **5.3. FASE III: MODELO PETROFISICO**

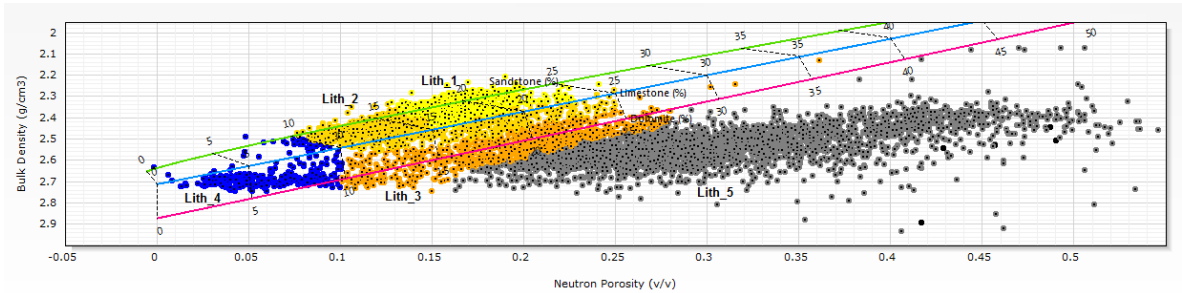
Esta fase abarca en primer lugar la elaboración de los litotipos finales, integrando los coreLITH ya establecidos con la información proveniente de registros de pozo. Posterior a esto se desarrolla la asignación de propiedades petrofísicas para cada litotipo, y así efectuar la caracterización del yacimiento.

**5.3.1. Amarre roca-registro.** Para realizar el amarre de litotipos de núcleo a pozo, se emplean métodos de análisis rápidos tales como análisis tipo clúster, los cuales se desarrollan dependiendo la necesidad que implique proyecto. Como se mencionó en el capítulo 3.4, existen varias combinaciones que se pueden desarrollar por medio de un análisis clúster para determinar litologías y de esta manera establecer nuestros litotipos.

#### **Campo-1**

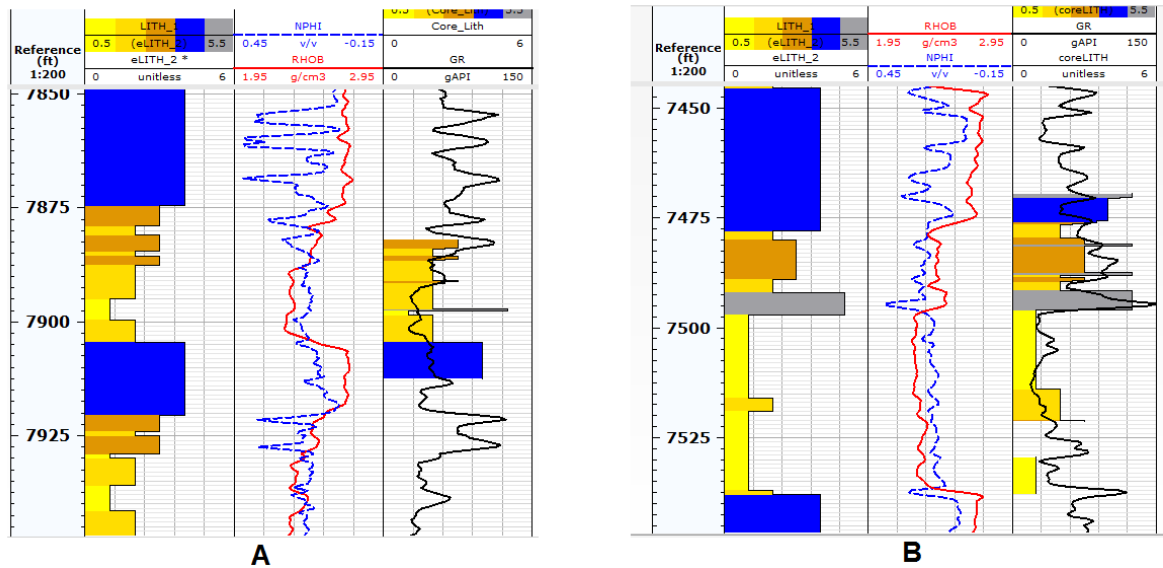
Para el Campo-1 se empleó un cross-plot multi well entre las curvas NPHI y RHOB, en donde se diferenciaron cinco clústeres litológicos principales como se muestra en la figura 39.

**Figura 39. Cross-plot (multi-well) NPHI – RHOB, para la interpretación de litotipos en el Campo1.**



Según esta relación se obtuvieron los siguientes litotipos para los pozos ESC-1 y ESC-2.

**Figura 40. Litotipos obtenidos de la interpretación del grafico RHOB-NPHI. A, litotipos finales para el pozo ESC-1. B, litotipos finales para el pozo ESC-2.**



Tomando como referencia la descripción de registros junto con el amarre de los litotipos descritos por núcleos (coreLITH), se definieron 5 litotipos finales (LITH) para los pozos pertenecientes al Campo-1, con los cuales se continuará el proceso de evaluación petrofísica.

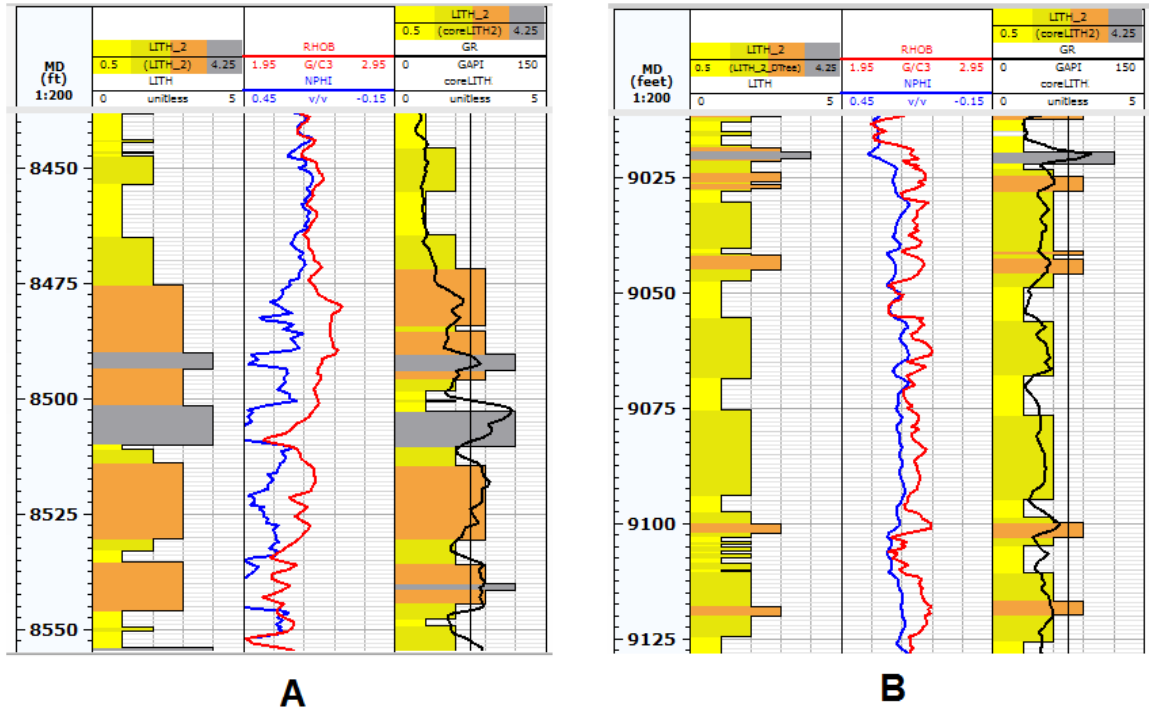
**Tabla 18. Descripción de los litotipos (LITH) generados a partir del amarre núcleo-registro. Para el Campo-1.**

LITOTIPO	DESCRIPCIÓN
Lith_1	Areniscas con muy buena calidad como roca reservorio
Lith_2	Areniscas con moderada calidad como roca reservorio
Lith_3	Areniscas con baja-nula calidad como roca reservorio
Lith_4	Calizas
Lith_5	Arcillas

### **Campo-2**

Para el Campo-2 se determinó la curva LITH por medio de un árbol de decisión, el sistema utilizó como variables de entrada (input) las curvas NPHI, RHOB, GR y DT y aplicándolo a la curva coreLITH se generó como variable de salida (output) la curva LITH. El resultado obtenido por el modelo presentó una buena correlación con la información procedente de núcleos de perforación, como se muestra en la figura 41.

**Figura 41. Litotipos obtenidos por el árbol de decisión para los pozos pertenecientes al Campo-2. A, litotipos finales para el pozo VSS-1. B, litotipos finales para el pozo VSS-2.**



Tomando como referencia la descripción de registros empleando el árbol de decisión, junto con el amarre de los litotipos descritos por núcleos (coreLITH), se definieron 5 litotipos finales (LITH) para los pozos pertenecientes al Campo-2, con los cuales se continuará el proceso de evaluación petrofísica.

**Tabla 19. Descripción de los litotipos (LITH) generados a partir del amarre núcleo-registro. Para el Campo-2.**

LITOTIPO	DESCRIPCIÓN
Lith_1	Areniscas con muy buena calidad como roca reservorio
Lith_2	Areniscas con moderada calidad como roca reservorio
Lith_3	Areniscas con baja-nula calidad como roca reservorio
Lith_4	Arcillas

**5.3.2. Estimación de las propiedades petrofísicas.** Con el fin de evaluar la calidad como roca reservorio para los litotipos finales (LITH) previamente establecidos, se desarrolla la evaluación de las propiedades petrofísicas para cada uno de estos, implementando los distintos modelos determinísticos basados en información proveniente de registros de pozo. Como resultado en esta etapa se obtendrán los modelos de las propiedades petrofísicas a lo largo del perfil de pozo.

- **Modelo de arcillosidad:**

De acuerdo con la información existente para cada pozo se realizó el modelo de volumen de arcilla utilizando las curvas GR (VSH\_GR) y la combinación de curvas NPHI-RHOB (VSH\_ND). Para el cálculo de volumen final se utilizaron estas dos curvas obteniendo la curva VSH\_FINAL. Para análisis posteriores se utiliza el modelo de arcillosidad que más se ajuste a los litotipos.

**Proceso en la plataforma de Techlog:**

**VSH\_GR:** Log > Quanti > Shale Volume > Gamma ray; input: GR.

**VSH\_ND:** Log > Quanti > Shale Volume > Neutron-Density; input: NPHI, RHOB.

**VSH\_FINAL:** Log > Quanti > Shale Volume > Final; input: VSH\_GR, VSH\_ND.

Figura 42. Metodología para el cálculo de volumen de arcilla mediante el análisis de registros de pozo. Para el pozo ESC-1.

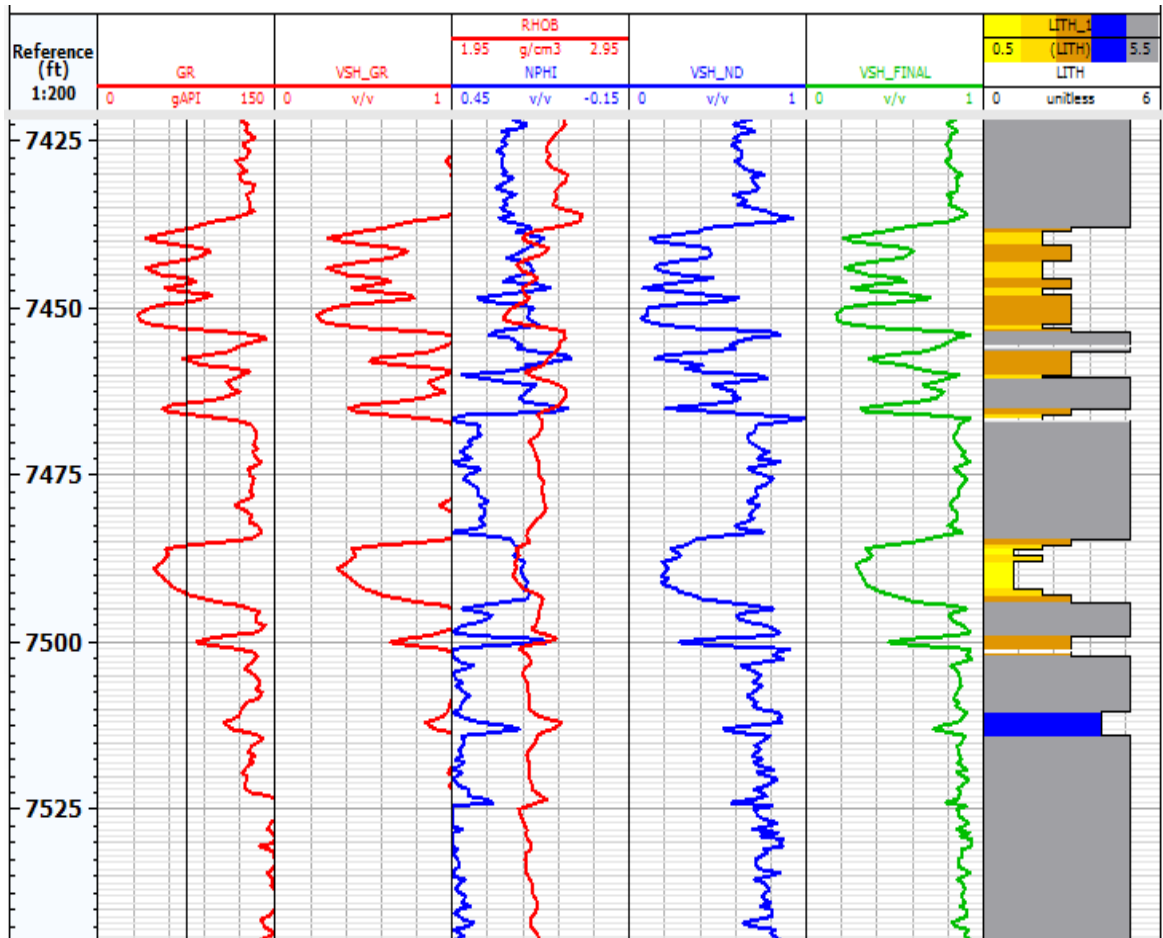


Figura 43. Metodología para el cálculo de volumen de arcilla mediante el análisis de registros de pozo. Para el pozo ESC-2.

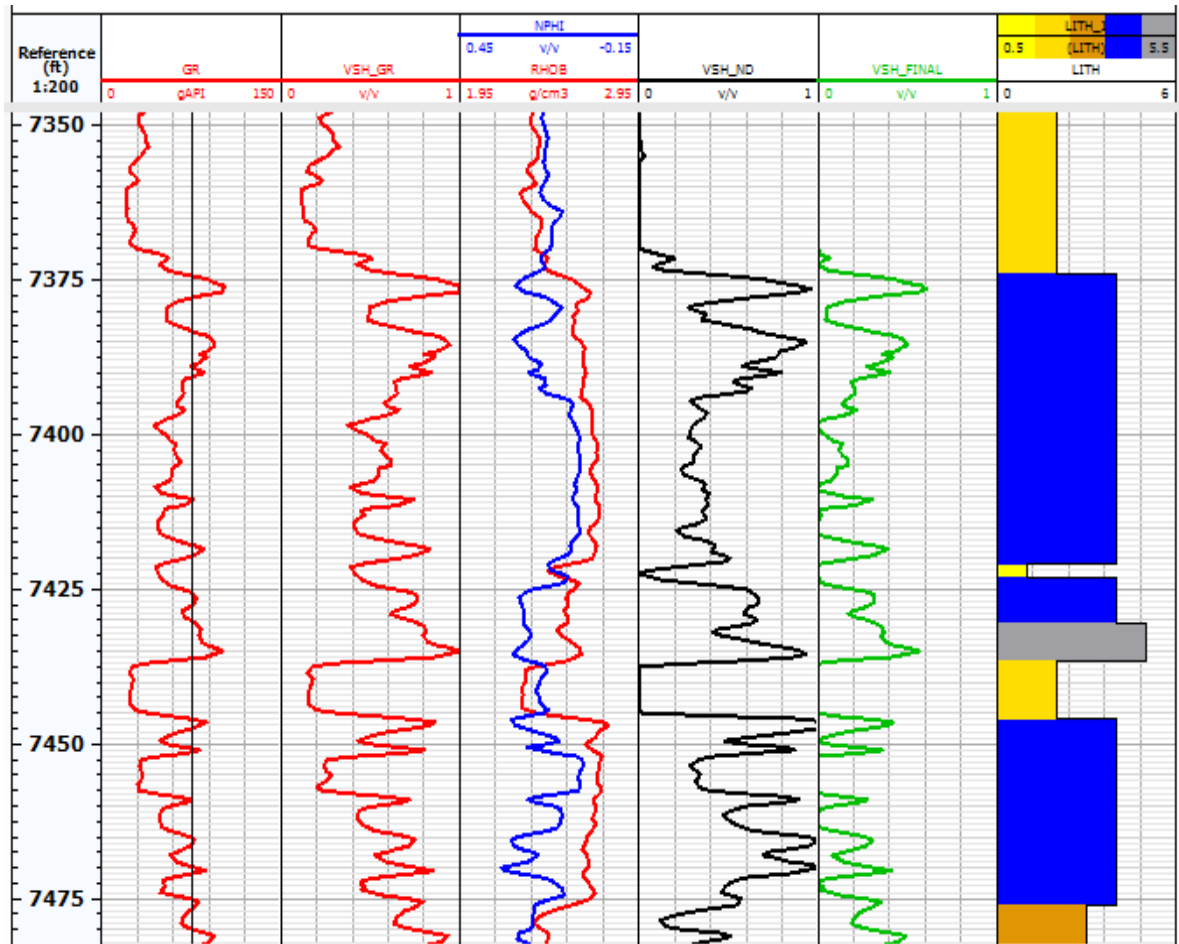
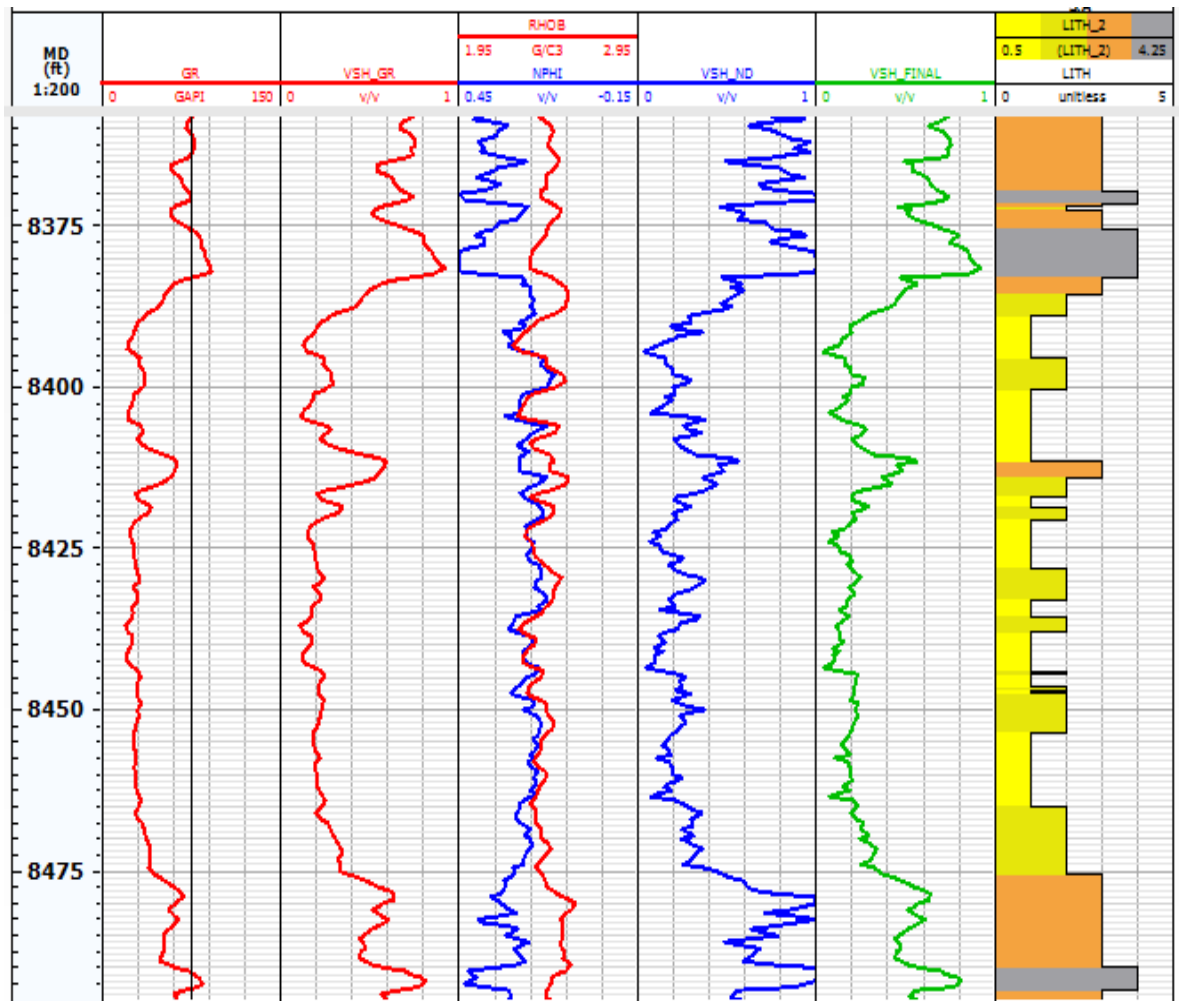
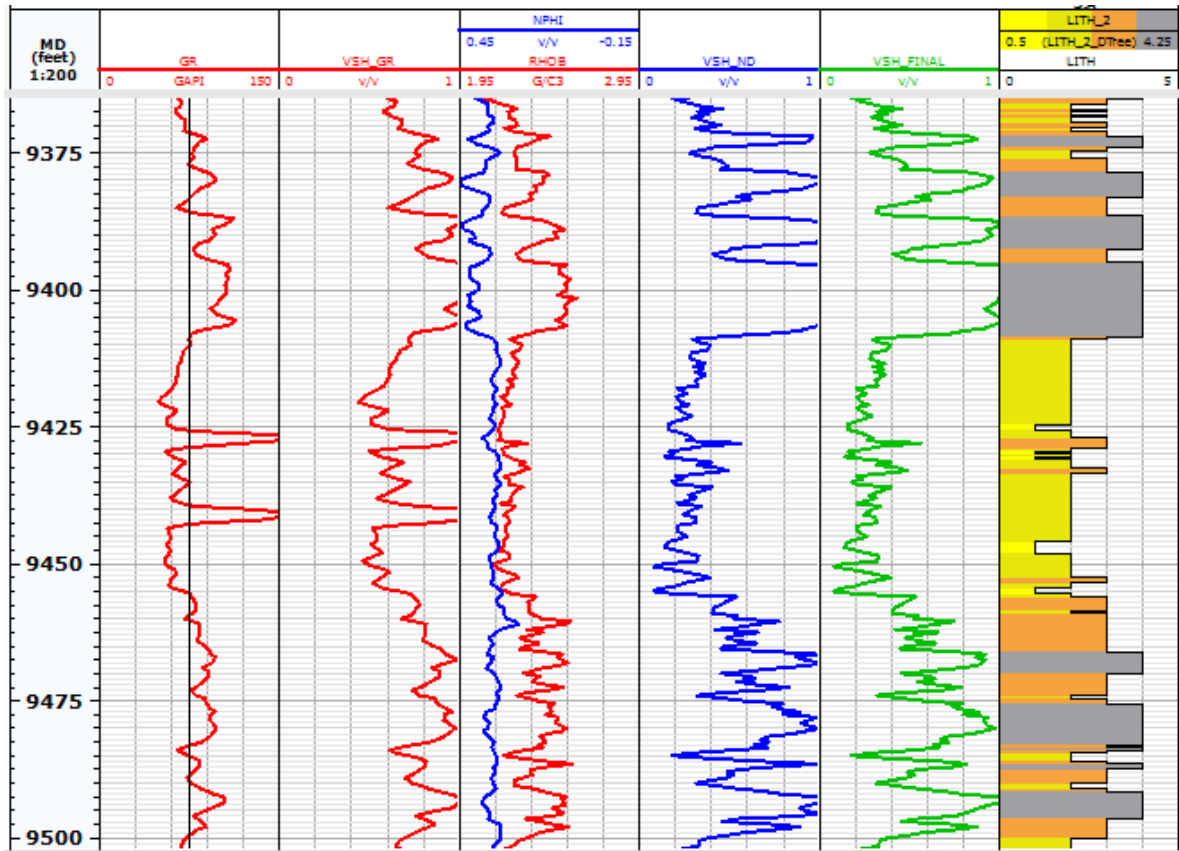


Figura 44. Metodología para el cálculo de volumen de arcilla mediante el análisis de registros de pozo. Para el pozo VSS-1.



**Figura 45. Metodología para el cálculo de volumen de arcilla mediante el análisis de registros de pozo. Para el pozo VSS-2.**



- **Modelo de porosidad:**

La evaluación de la porosidad aparente se lleva a cabo mediante el análisis de perfiles eléctricos como el RHOB, RHOB-NPHI y DT; y se determina la porosidad total (PHIT) teniendo en cuenta los modelos anteriormente definidos.

En cuanto al cálculo de la porosidad efectiva se utiliza la porosidad total (PHIT) y se corrige por el contenido de arcilla de la roca (VSH\_FINAL). Con el fin de generar un modelo de porosidad valido se debe tener en cuenta la heterogeneidad de la roca identificada por el registro de litotipos, ya que cada uno debe tener propiedades petrofísicas, de flujo y sedimento-estratigráficas diferentes, por lo que

cada modelo de porosidad obtenido se analiza mediante histogramas de distribución y se determina el que mejor ajuste a los valores establecidos previamente mediante análisis integrado de datos de núcleos, con la finalidad de generar una curva integrada de porosidad efectiva por litotipos que correlacione de la mejor manera con los datos de porosidad de núcleos.

**Proceso en la plataforma de Techlog:**

**PHIET\_(D/ND/S):** Log > Quanti > Porosity > Total porosity; Input: RHOB/NPHI-RHOB/DT.

**PHIEF\_(D/ND/S):** Log > Quanti > Porosity > Effective porosity; Input: RHOB-VSH\_FINAL/NPHI-RHOB-VSH\_FINAL/DT-VSH\_FINAL.

A continuación se muestran los resultados obtenidos para cada campo.

# Campo-1

Figura 46. Muestra gráfica del cálculo de porosidad efectiva. A, Distribución generalizada de la porosidad (PHIEF) por litotipos. B, Visualización del modelo de porosidad efectiva (PHIEF) junto con los datos provenientes de núcleos de perforación (corePHIEc). Para el pozo ESC-1.

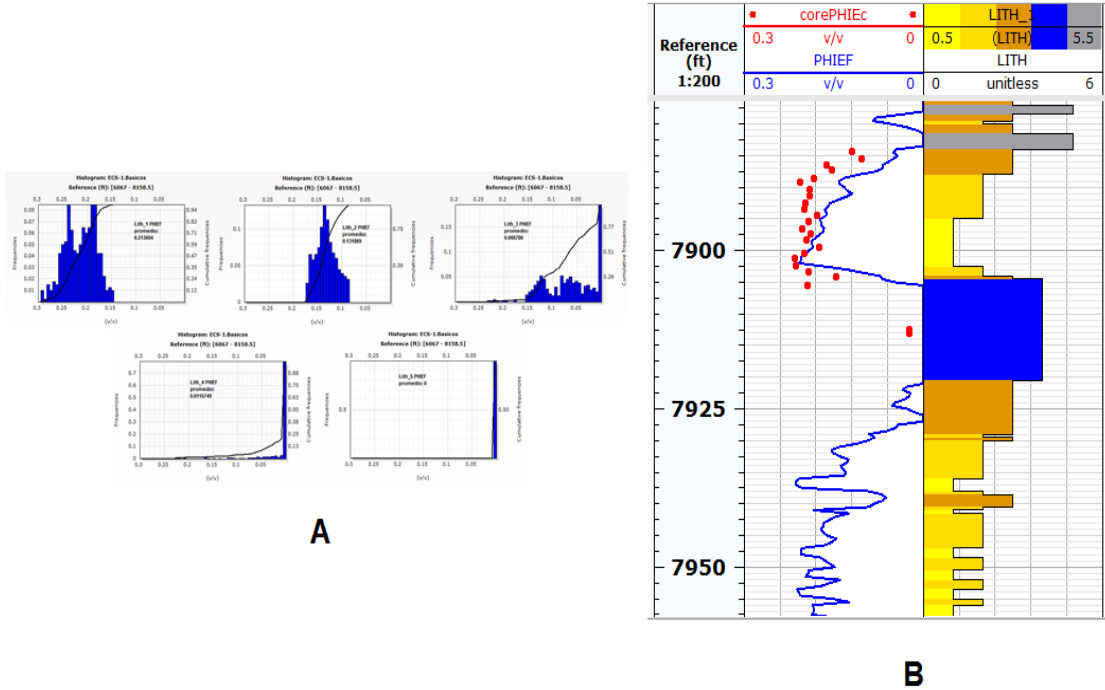
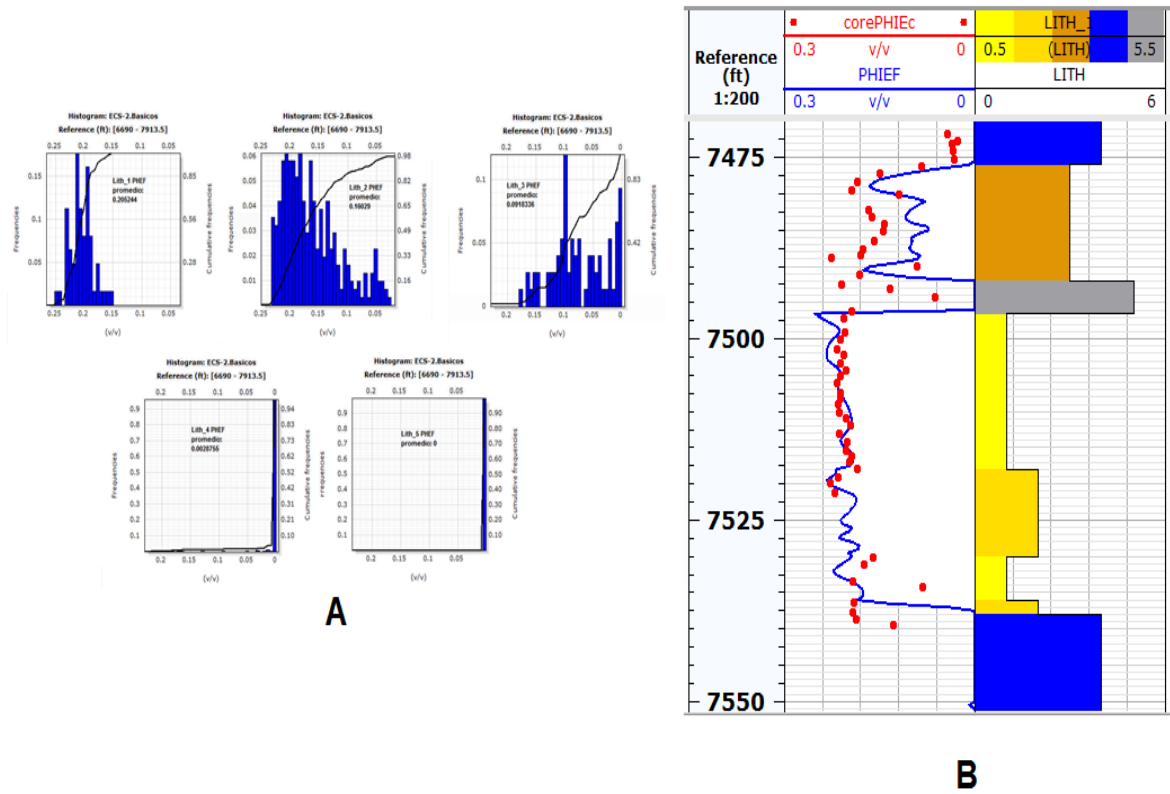
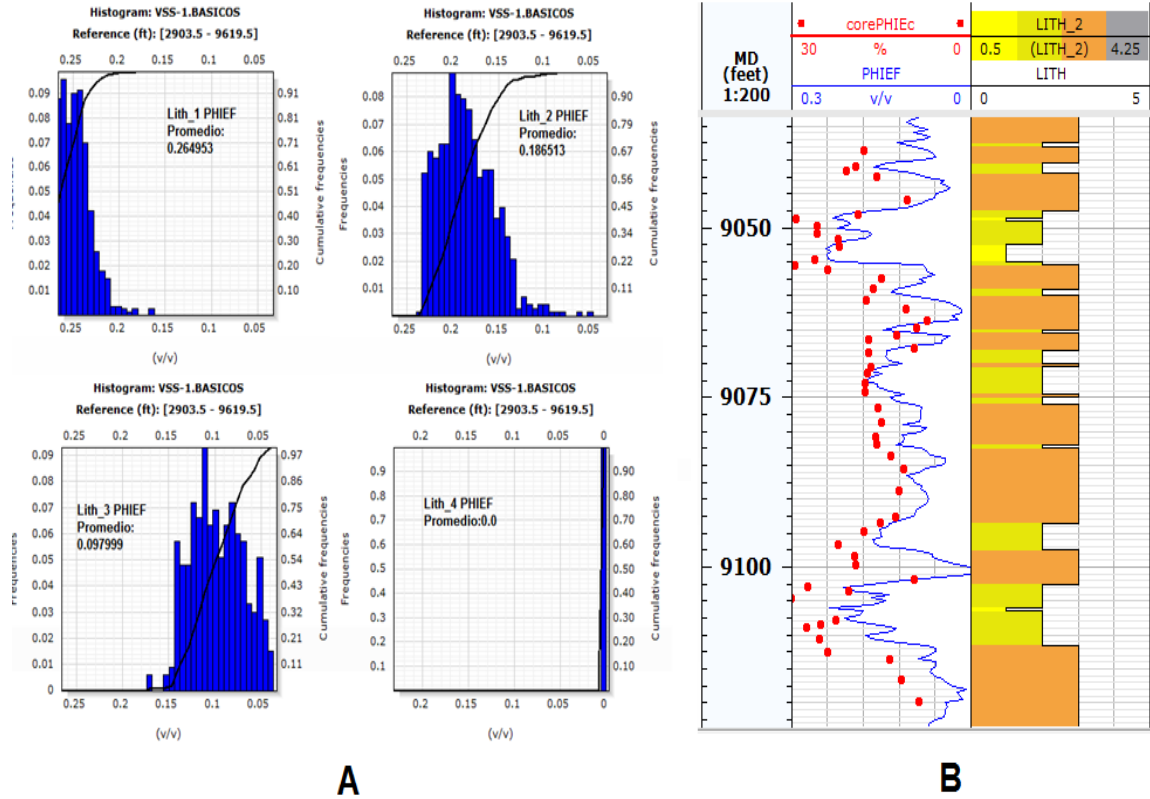


Figura 47. Muestra gráfica del cálculo de porosidad efectiva. A, Distribución generalizada de la porosidad (PHIEF) por litotipos. B, Visualización del modelo de porosidad efectiva (PHIEF) junto con los datos provenientes de núcleos de perforación (corePHIEc). Para el pozo ESC-2.

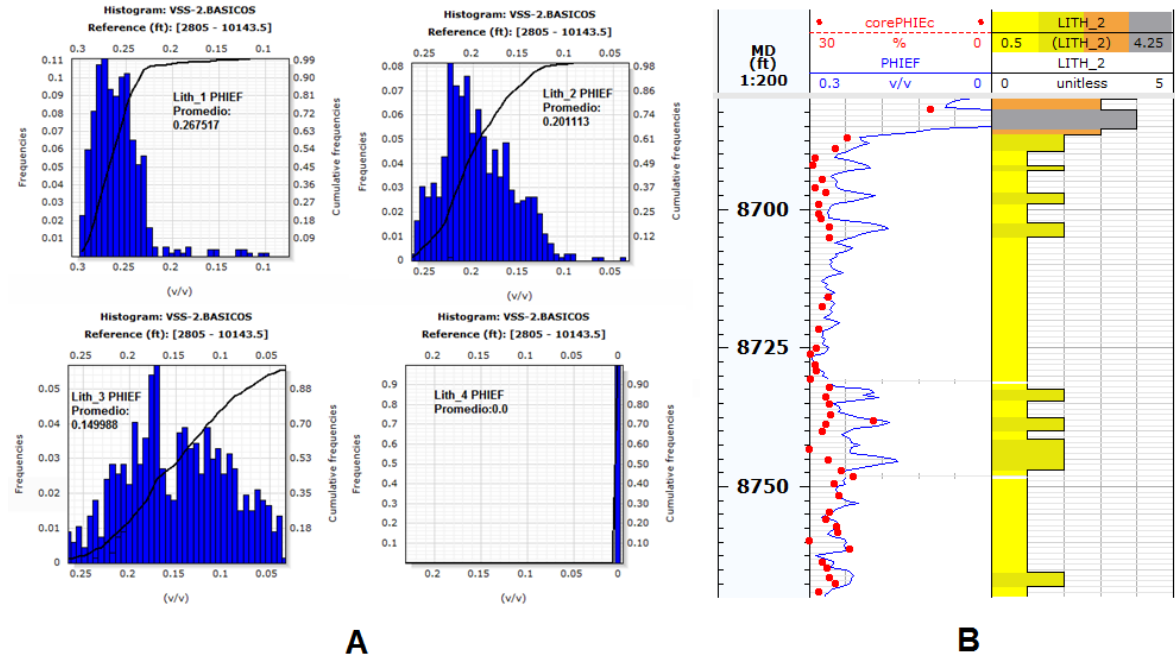


## Campo-2

Figura 48. Muestra gráfica del cálculo de porosidad efectiva. A, Distribución generalizada de la porosidad (PHIEF) por litotipos. B, Visualización del modelo de porosidad efectiva (PHIEF) junto con los datos provenientes de núcleos de perforación (corePHIEc). Para el pozo VSS-1.



**Figura 49. Muestra gráfica del cálculo de porosidad efectiva. A, Distribución generalizada de la porosidad (PHIEF) por litotipos. B, Visualización del modelo de porosidad efectiva (PHIEF) junto con los datos provenientes de núcleos de perforación (corePHIEc). Para el pozo VSS-2.**



- **Modelo de permeabilidad**

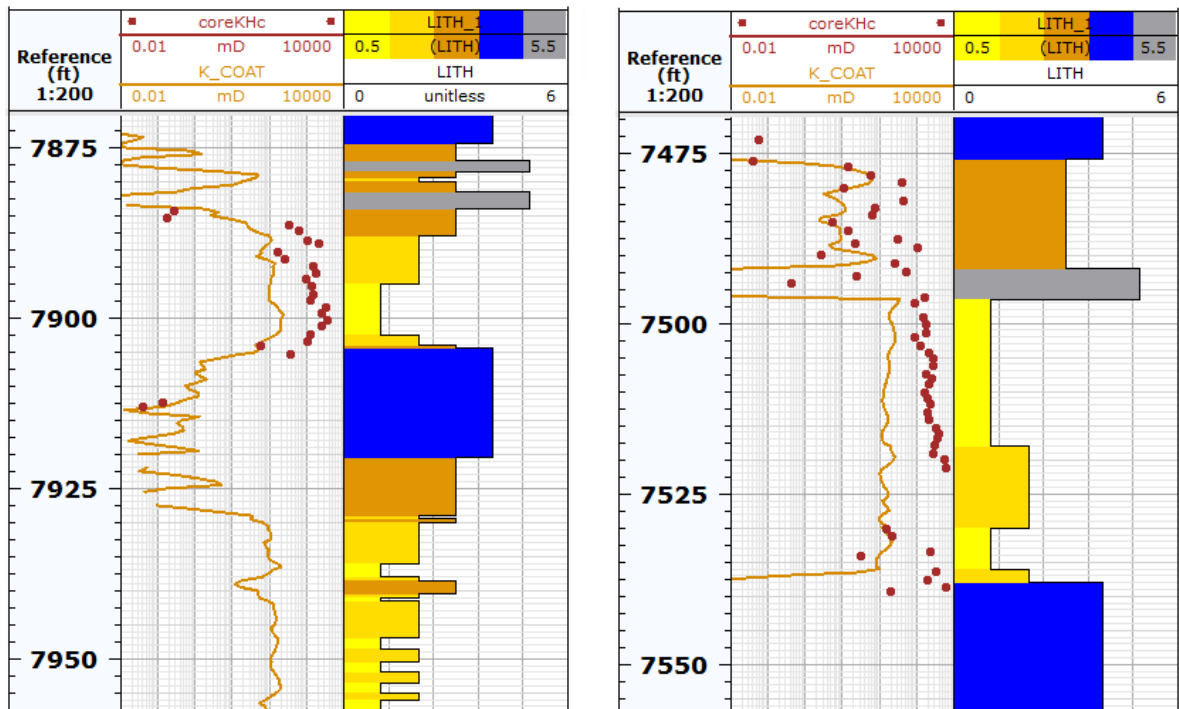
**Campo-1**

Para los pozos pertenecientes al Campo-1 se implementó el método de Coates.

**Proceso en la plataforma de Techlog:**

**K\_COAT:** Log > Quanti > Permeability > Coates; input: PHIEF, registro de porosidad.

Figura 50. Representación gráfica para el modelo de permeabilidad implementado el método de Coates, ajustado con los datos de permeabilidad provenientes de núcleos de perforación (coreKHc). A, Modelo de permeabilidad K\_COAT para el pozo ESC-1. B, Modelo de permeabilidad K\_COAT para el pozo ESC-2.



A

B

### Campo-2

Para los pozos pertenecientes al Campo-2 se calculó la permeabilidad K, por medio de la generación de una ecuación por litotipo para la misma (permeabilidad). Este método es a partir de los datos de laboratorio, si se cuenta con un buen muestreo se puede generar una ecuación por litotipo teniendo en cuenta la relación existente entre la porosidad y permeabilidad de núcleo y escalándola a pozo para generar una curva integrada de la permeabilidad.

Figura 51. Relación porosidad de núcleo-permeabilidad núcleo y ecuaciones para el cálculo de la permeabilidad por litotipo empleando el método de regresión. Para el Campo-2

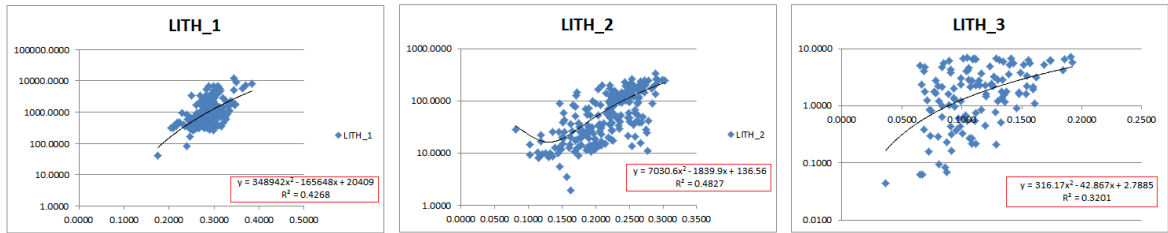
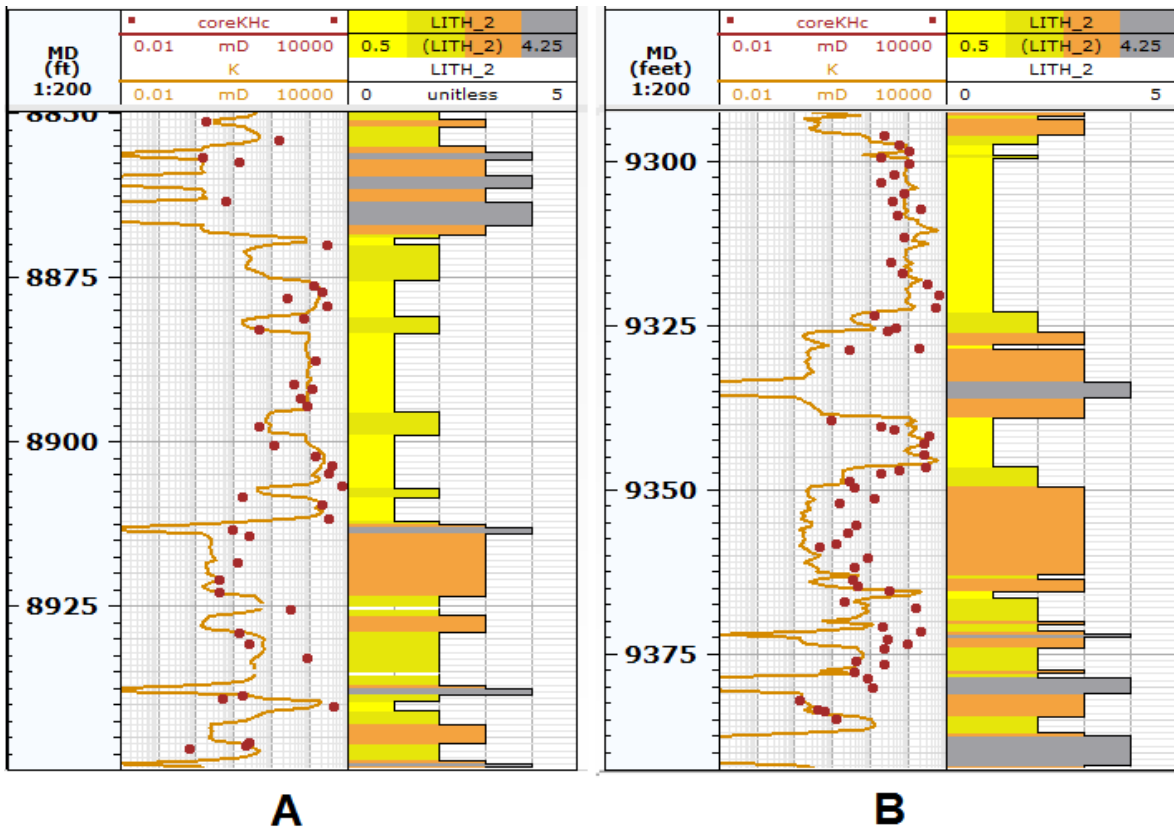


Figura 52. Representación gráfica para el cálculo de la permeabilidad mediante el método de regresión por litotipo, ajustado con los datos de permeabilidad provenientes de núcleos de perforación (coreKHc). A, Modelo de permeabilidad K para el pozo VSS-1. B, Modelo de permeabilidad K para el pozo VSS-2.



- **Modelo de saturación de fluidos**

El modelo de la saturación de agua se realiza mediante ecuaciones como la propuesta por Archie para zonas donde la roca reservorio no cuenta con un porcentaje de arcilla importante ( $V_{sh} < 0.15$ ), en cuanto a litologías con contenidos significantes de arcilla ( $V_{sg} > 0.15$ ) se debe utilizar ecuaciones tales como Sinmandoux, Indonesia, entre otros ya que tienen en cuenta esta fracción de arcillosidad y la resistividad en la roca reservorio. Los modelos de saturación de agua involucran variables como el exponente de tortuosidad ( $a$ ), el exponente de saturación o mojabilidad ( $n$ ) y el exponente de cementación ( $m$ ), si bien estos presentan valores teóricos asignados ( $a=1$ ,  $n=2$ ,  $m=2$ ), para la elaboración del modelo de saturación con menor incertidumbre se cuenta con valores calculados en laboratorio. En cuanto al cálculo del RW existen varios métodos, el que presenta menor incertidumbre y por ende más confiable es determinarlo a partir de salinidades reportadas y a temperaturas estándar por formación provenientes de las pruebas de producción, mas sin embargo no siempre se cuenta con esta información, para estas situaciones existen métodos de evaluación de Rw mediante el uso del registro SP, determinando un Rw aparente (RWA), usando gráficos Pickett plot, entre otros.

**Proceso en la plataforma de Techlog:**

**SW\_Archie:** Log > Quanti > Saturation > Archie; input: RESD, PHIEF.

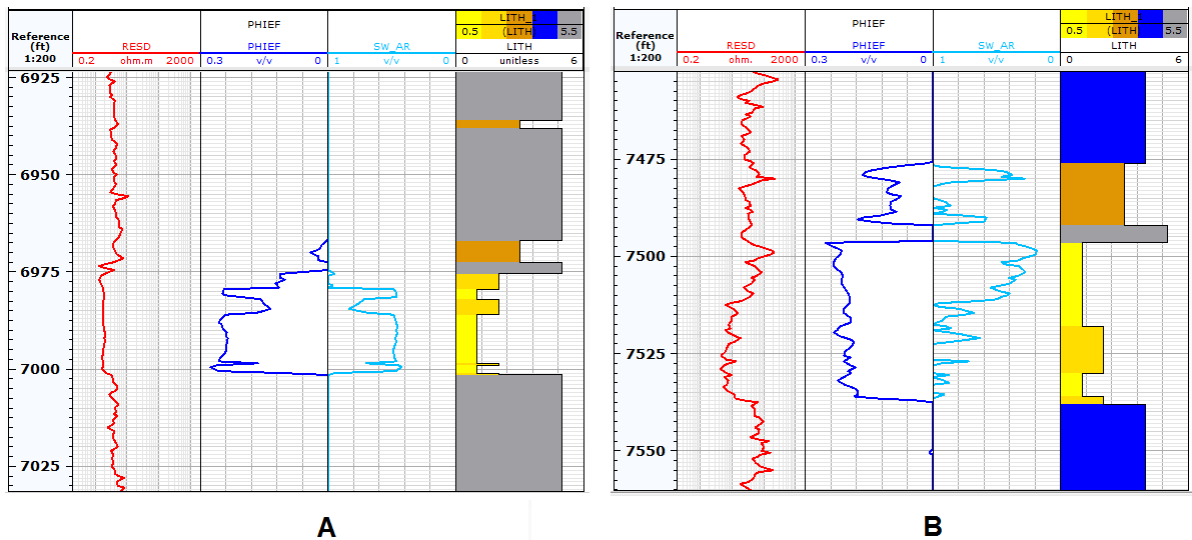
**Campo-1**

Para los pozos pertenecientes al Campo-1, se trabajó con la resistividad de agua de formación (Rw) suministrada, como la resistividad del agua de formación es conocida se procede a introducir los exponentes de tortuosidad ( $a$ ), de cementación ( $m$ ) y mojabilidad ( $n$ ), los cuales fueron suministrados, teniendo así:  $a=1$ ,  $m=1.89$  y  $n=1.95$ .

Una vez calculado el volumen de arcillosidad (Vsh) y la porosidad efectiva (PHIEF) en los campos muestra, se procede a determinar la Sw en las formaciones, usando la ecuación de Archie, en la plataforma de interpretación de Techlog.

En los pozos ESC-1 y ESC-2 se usó la ecuación de Archie para calcular la Sw, teniendo en cuenta los valores  $a=1$ ,  $m=1.89$  y  $n=1.95$ , como se muestra en la figura 53.

**Figura 53. Calculo de Sw para el Campo-1, aplicando el método de Archie a partir de las curvas de resistividad profunda (RESO) y porosidad efectiva (PHIEF). A, modelo de saturación de agua para el pozo ESC-1. B, modelo de saturación de agua para el pozo ESC-2.**

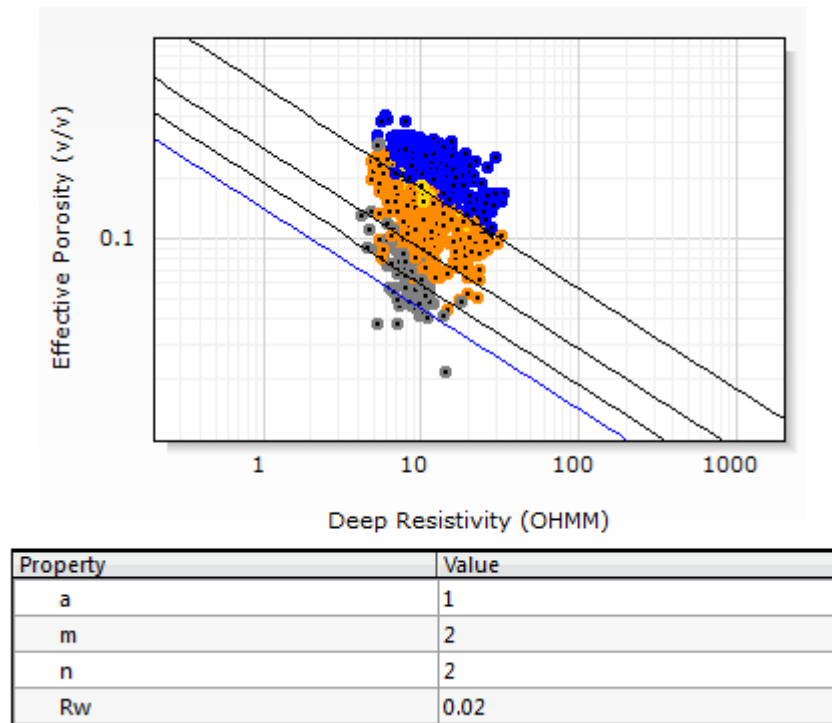


### Campo-2

Para los pozos pertenecientes al Campo-2 la resistividad del agua de formación se calculó por medio de Pickett, en los cuales se gráfica la porosidad efectiva versus la resistividad profunda, una vez graficadas estas curvas se procede a introducir las variables  $a$  (factor de tortuosidad),  $m$  (exponente de cementación) y  $n$  (mojabilidad) si son conocidas. En el caso ejemplo se trabajó con los valores

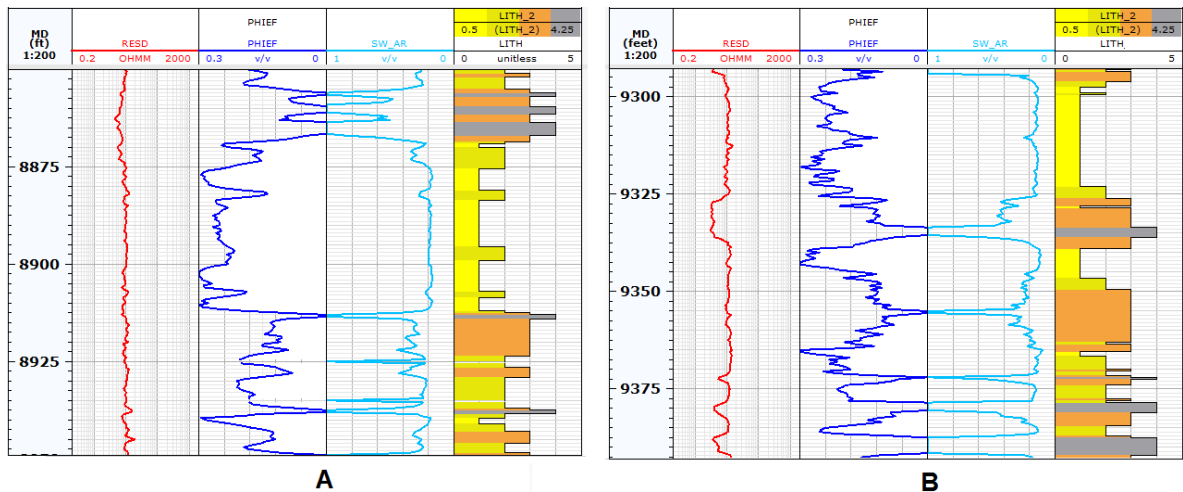
teóricos para cada variable ya que no se disponía de datos de estas, siendo así se tiene que  $a=1$ ,  $m=2$  y  $n=2$ . Una vez definidas las constantes se procede a identificar las zonas de interés en el yacimiento (área azul en la figura 54).

**Figura 54. Cálculo de  $R_w$  para el pozo VSS-1, aplicando el método de Pickett a partir de las curvas de porosidad efectiva y resistividad profunda.**



Ya con el  $R_w$  calculado, en los pozos VSS-1 y VSS-2 se usó la ecuación de Archie para calcular la  $S_w$ , teniendo en cuenta los valores  $a=1$ ,  $m=2$  y  $n=2$ , como se muestra en la figura 55.

**Figura 55. Calculo de Sw para el Campo-2, aplicando el método de Archie a partir de las curvas de resistividad profunda (RESA) y porosidad efectiva (PHIEF). A, modelo de saturación de agua para el pozo VSS-1. B, modelo de saturación de agua para el pozo VSS-2.**



Como resultado final en esta fase se obtuvo el modelamiento de las propiedades petrofísicas del yacimiento en una curva a lo largo del perfil de pozo, controlada por los litotipos.

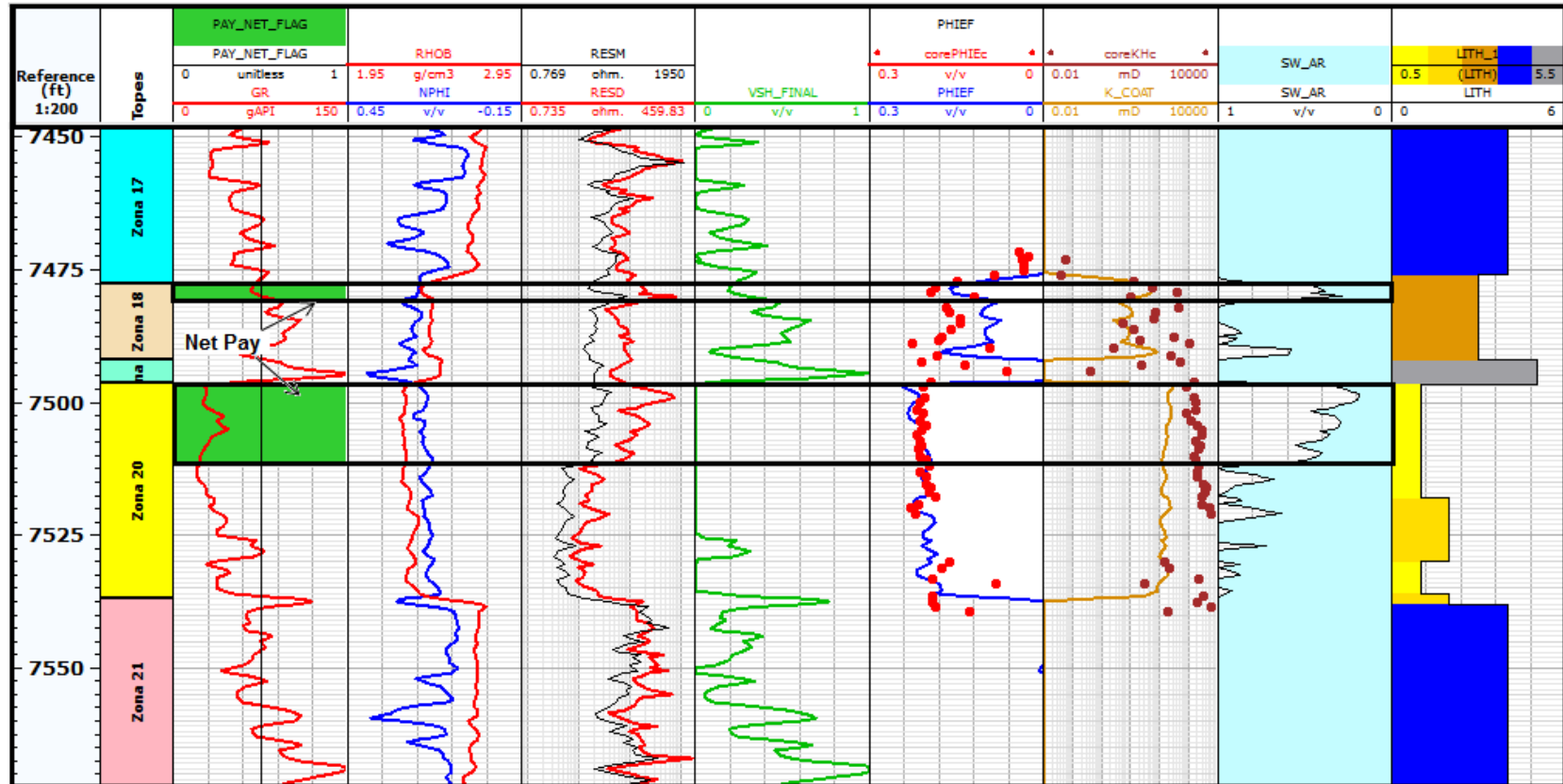
#### **5.4. FASE IV: DEFINICIÓN DE POSIBLES INTERVALOS PRODUCTORES.**

El espesor neto petrolífero (Net-Pay) es calculado mediante un análisis basado en cortes de propiedades como la porosidad efectiva (PHIE), la permeabilidad (K), la saturación de agua (Sw) y el contenido de arcilla en la roca reservorio (Vsh). Estos cortes dependerán de las condiciones del campo sin embargo para los campos ejemplo del presente informe se sugieren los siguientes valores teóricos: Arcillosidad < 40%, saturaciones de agua < 55%, porosidades > 10% y permeabilidades > 100mD, estos cortes son utilizados generalmente en yacimientos convencionales con arenas de muy buenas calidades como roca reservorio.

**Tabla 20. Cálculos obtenidos para las propiedades petrofísicas y el Net-Pay.  
Para el pozo ESC-2.**

Zona	Gross	Gross to Pay	Net Gross	Average			
				PHIE Pay	K Pay	Vsh Pay	Sw Pay
Zona 18	14300	2500	0.175	0.151	47.340	0.225	0.403
Zona 20	40570	15000	0.370	0.218	199.402	0.000	0.354

Figura 56. Determinación del intervalo neto productor. Pozo ESC-2.

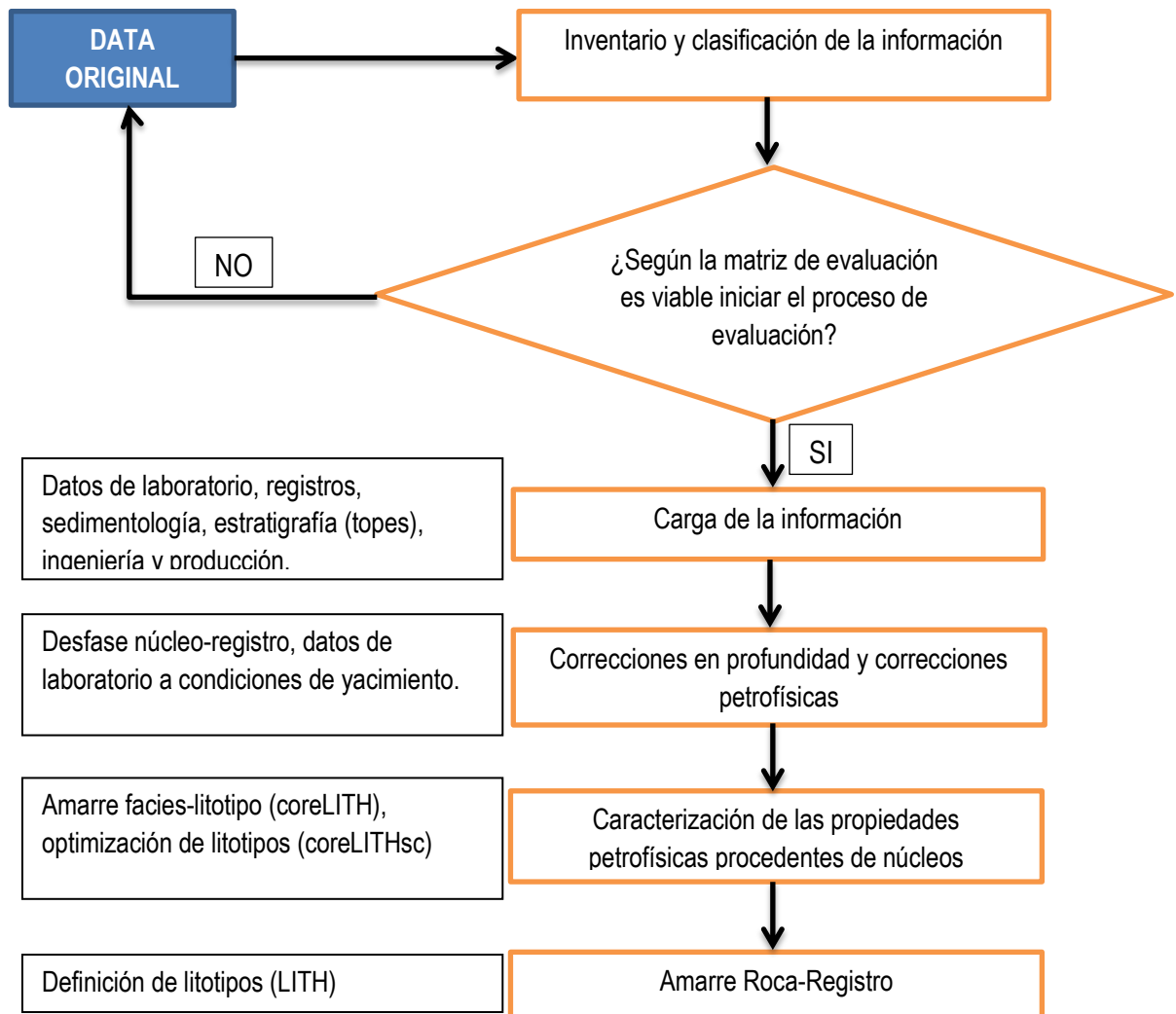


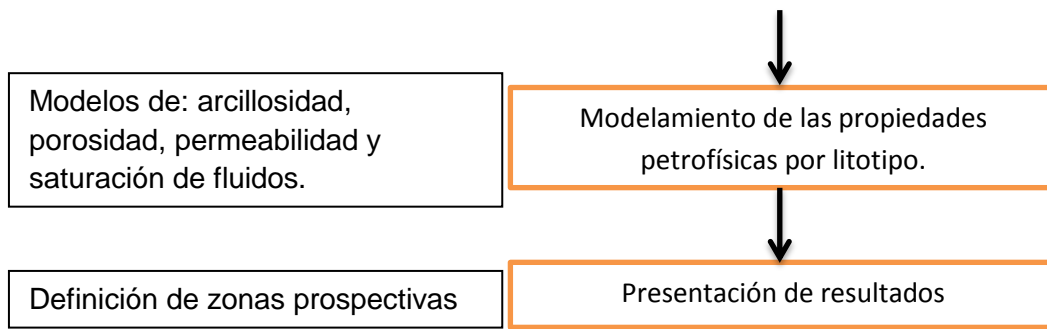
Dentro del Anexo-C se encuentran los resultados Net-Pay para cada uno de los pozos ejemplo.

## 6. GENERACIÓN DE FLUJOGRAMAS

La generación de diagramas de flujo cumple un factor fundamental en el presente proyecto ya que ayuda a representar de manera gráfica los pasos a seguir durante cada una de las etapas pertenecientes a las fases del desarrollo del proceso de evaluación petrofísica.

**Figura 57. Flujo de trabajo generalizado para el proceso de evaluación petrofísica.**





**Figura 58. Diagrama de flujo para la construcción de la base de datos.**

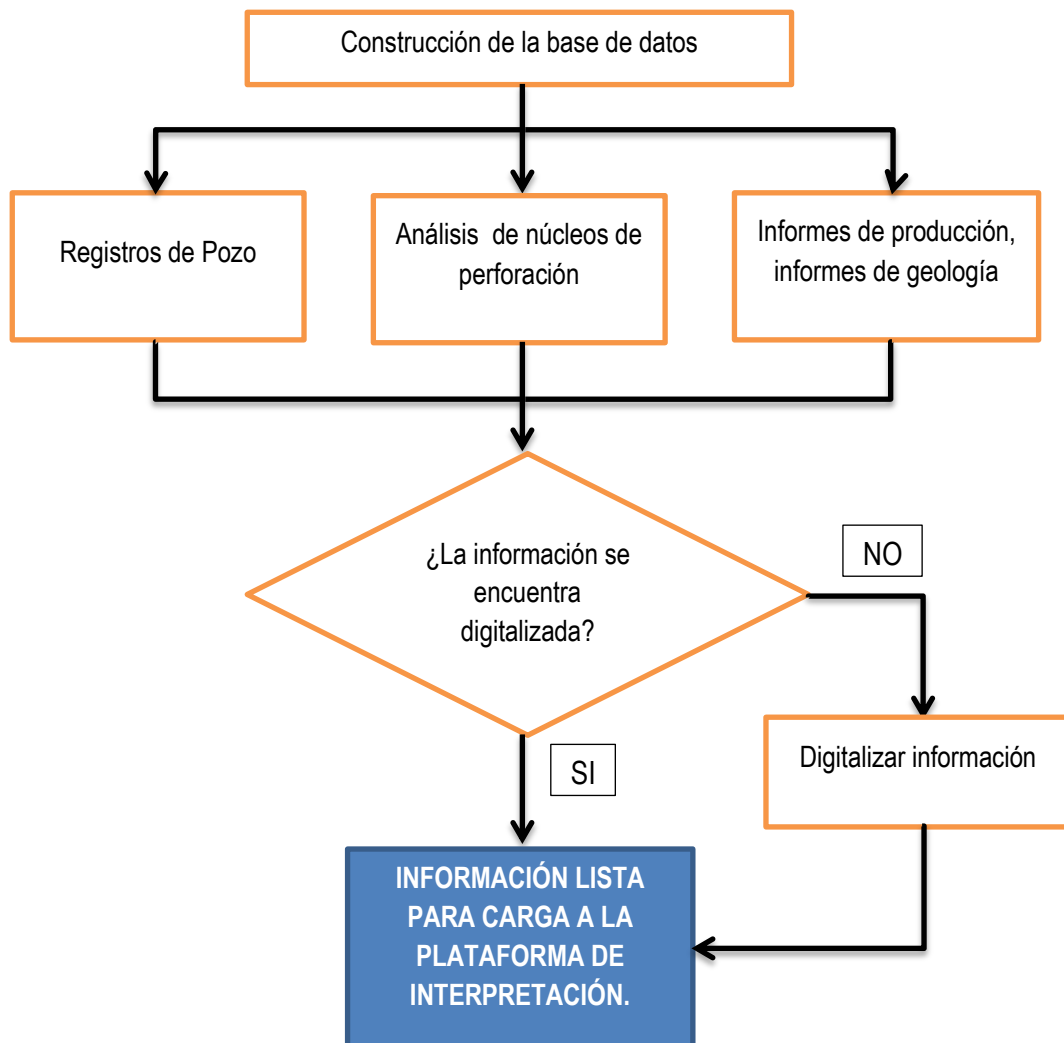


Figura 59. Diagrama de flujo para la edición de la información.

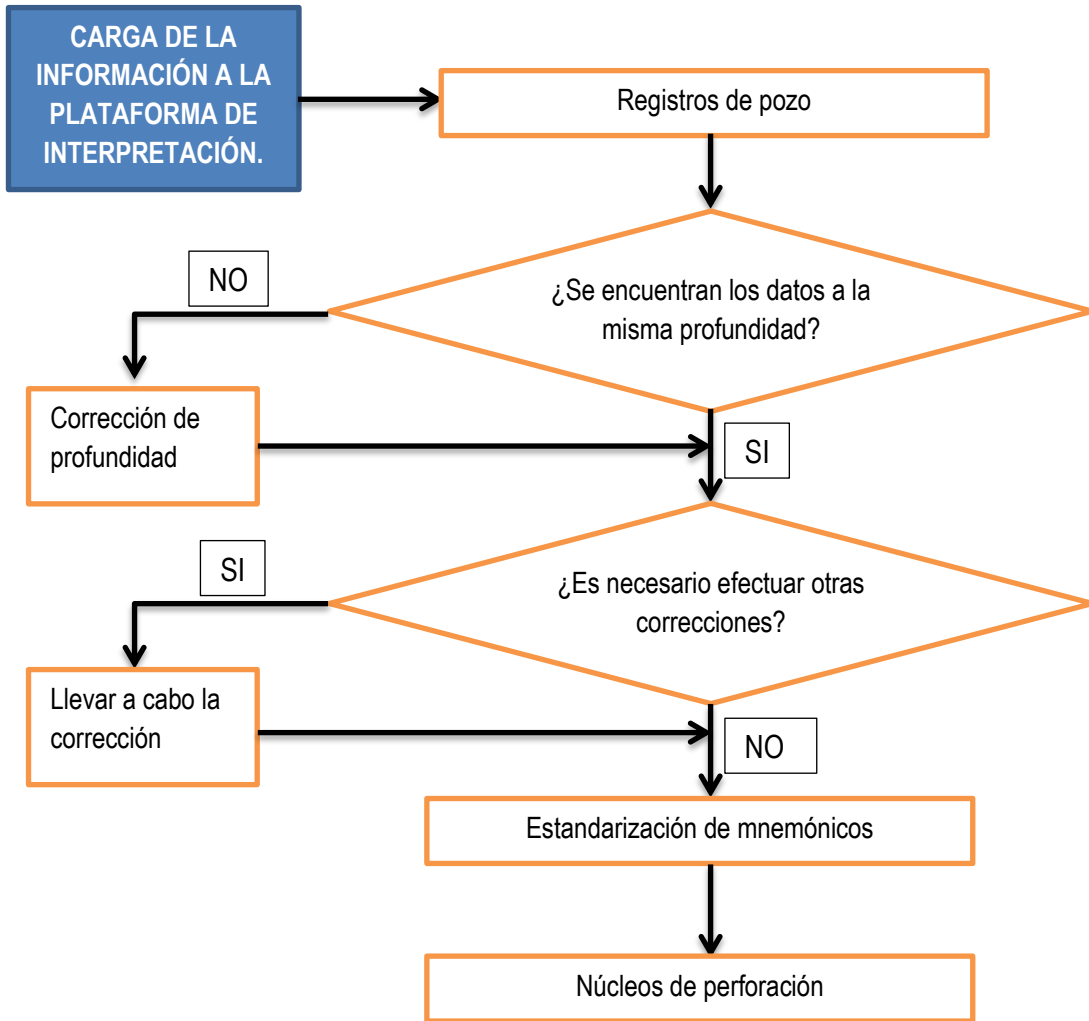


Figura 60. Núcleos de perforación

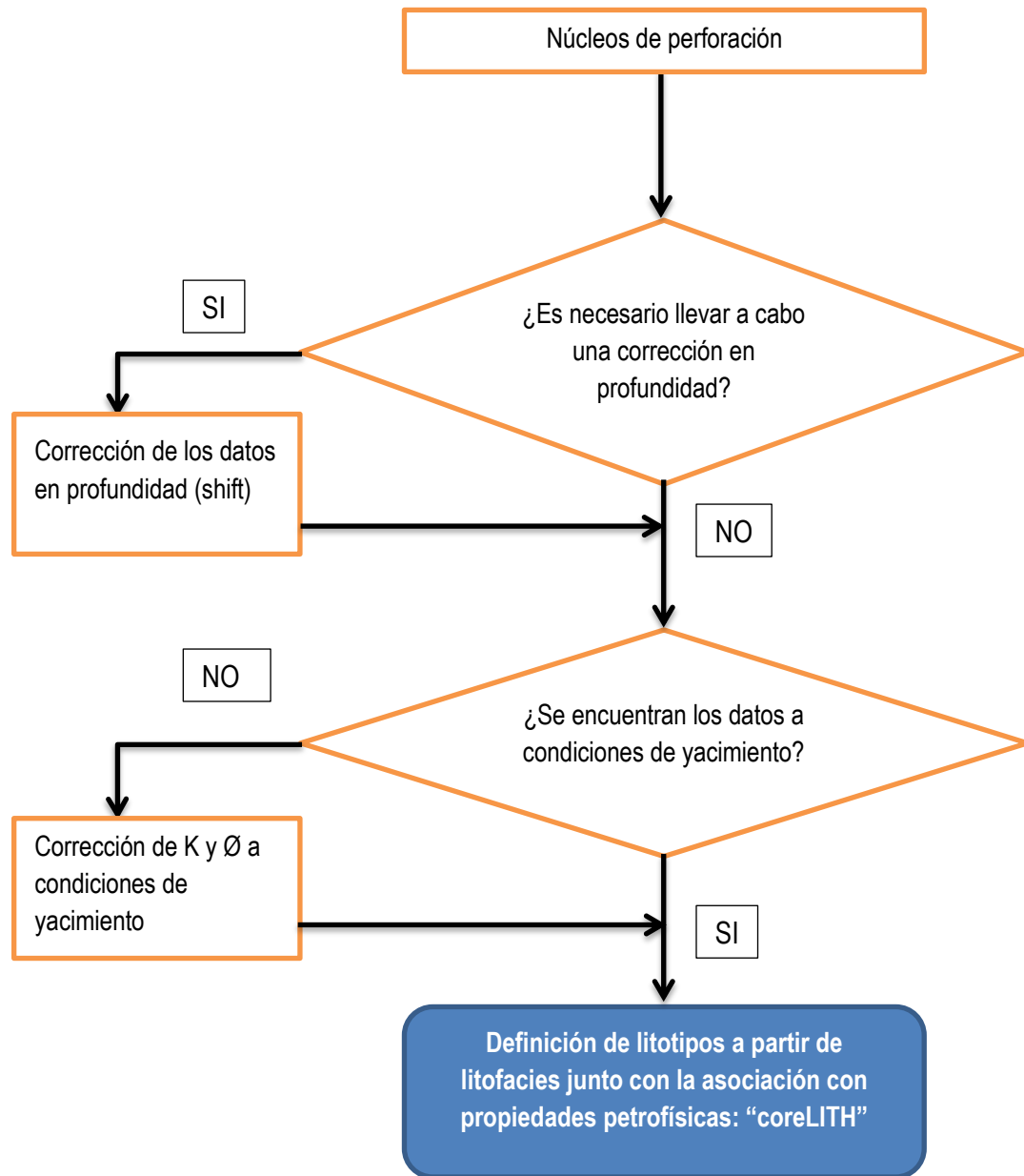


Figura 61. Diagrama de flujo para la generación de los litotipos finales “LITH”.

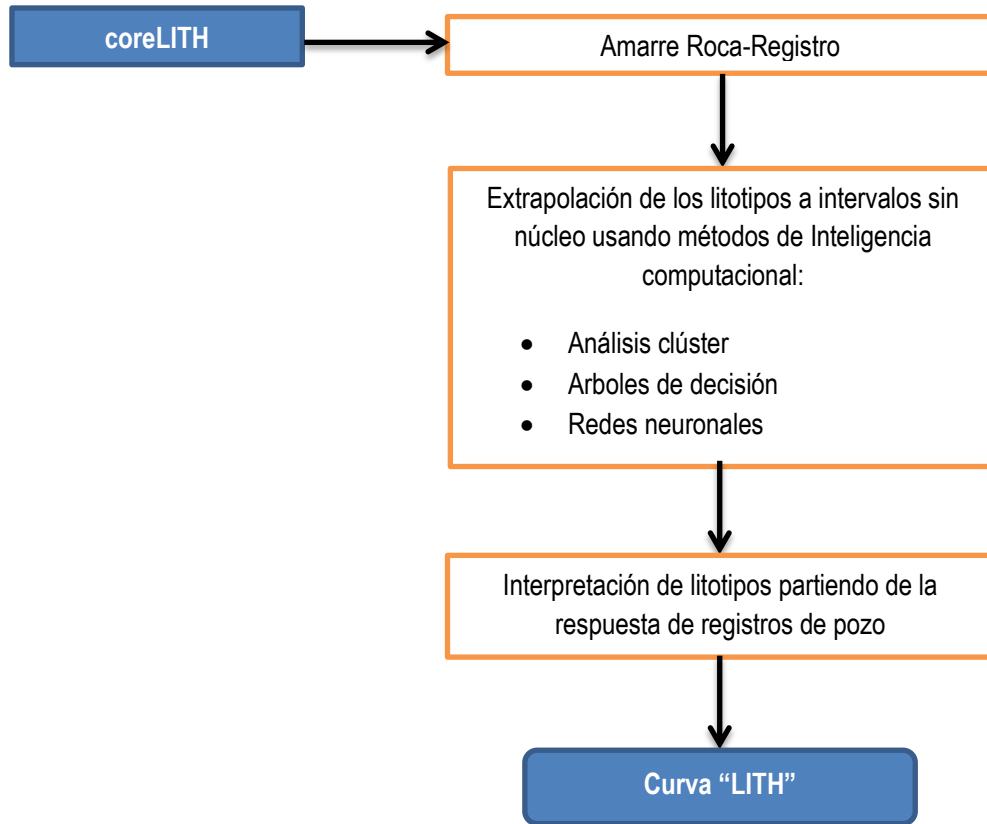
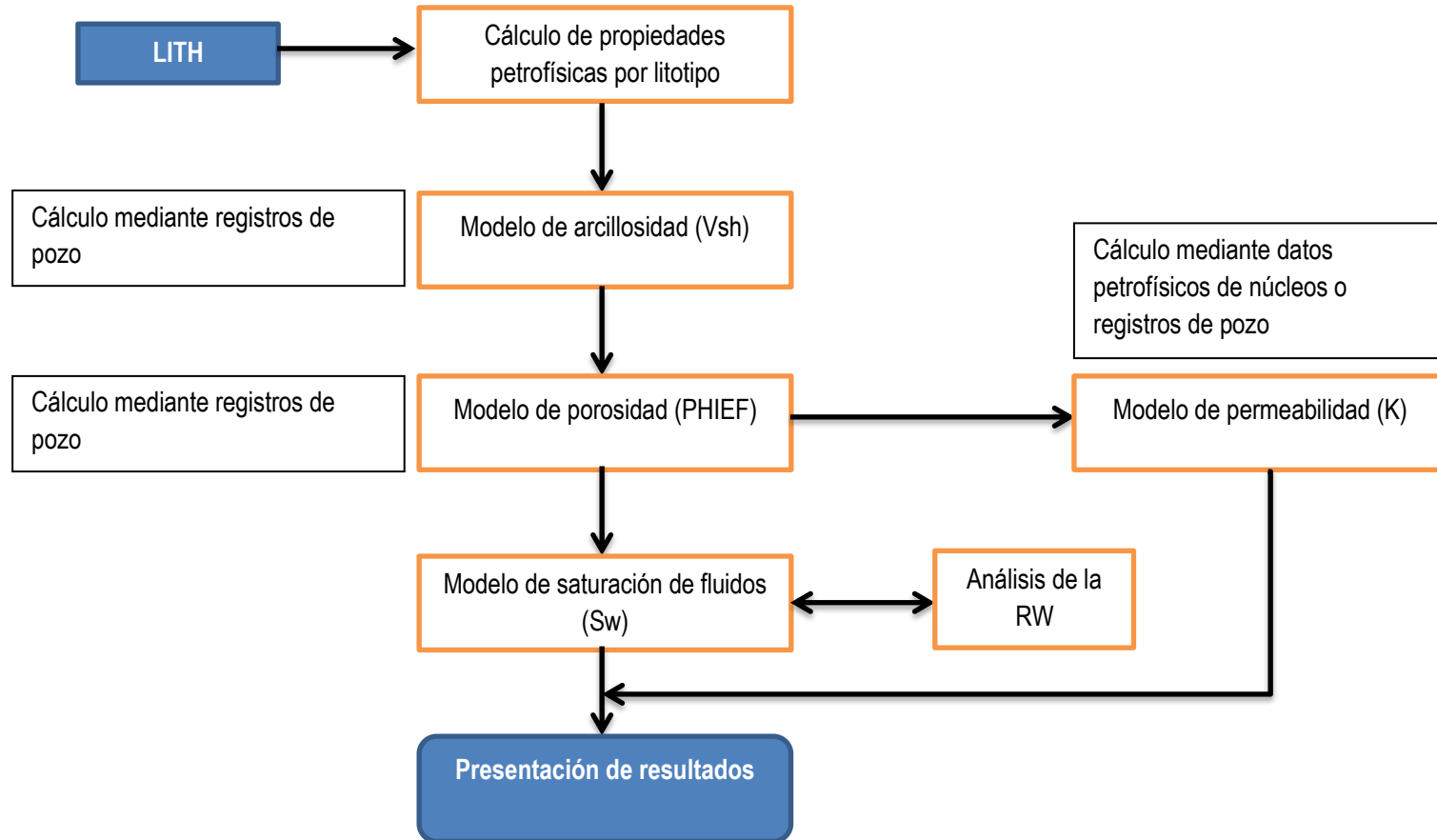


Figura 62. Diagrama de flujo para el cálculo de propiedades petrofísicas por litotipo.



## 7. CONCLUSIONES

- Se definió y estructuró una metodología para la evaluación petrofísica aplicada a yacimientos convencionales de hidrocarburos. De esta manera este proyecto guía al intérprete en el paso a paso que se debe seguir durante la interpretación petrofísica, tanto en el fundamento teórico, como en el soporte de edición, visualización y cómputo.
- Se generó una matriz de evaluación la cual permite dar un diagnóstico previo al inicio del proceso de evaluación petrofísica, clasificando la información inicial disponible según su peso en importancia dentro del estudio de caracterización petrofísica.
- Se definieron flujos de trabajo que permiten determinar el camino a seguir para el desarrollo de una evaluación petrofísica basada en litotipos, así como la información necesaria para el desarrollo del mismo.
- Los núcleos de perforación son el punto de partida al desarrollar la correlación Roca-Registro, ya que permiten realizar un escalamiento correcto a los demás intervalos del yacimiento.
- Se identificaron propiedades petrofísicas de los campos muestra de estudio empleando la metodología establecida, y cada uno de los procesos que esta conlleva, obteniendo así un amplio conocimiento de parámetros necesarios y su importancia en el desarrollo de una caracterización petrofísica confiable.

## 8. RECOMENDACIONES

- Los ejercicios se desarrollaran utilizando software comercial (Techlog), lo que permite al practicante adquirir o fortalecer destrezas de visualización, e implementación de modelos de interpretación. Se recomienda contar con bases sólidas en el manejo e interpretación de registros de pozo, lo cual va a marcar la diferencia a la hora de calcular los parámetros de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, lo cual se va a llevar a una precisión mayor durante el cálculo de reservas de hidrocarburos.

## BIBLIOGRAFIA

ASQUITH G. & KRYGOWSKY D. Basic Well Log Analysis (Second Edition). 2004. AAPG Methods in Exploration Series 16. Published by AAPG Tulsa, Oklahoma.

BISBÉ M.E. Curso Básico de Evaluación de Formaciones para Operadores de Perforación y Producción. 2007. Centro Politécnico del Petróleo CUPET.

BREIT V.S. & DOZZO J.A. "State of the Art" Integrated Studies of Methodologies – An Historical Review. 2004. Published by SPE.

COLMENARES S.K. & MURILLO J.T. Manual de Laboratorio. Geología de Hidrocarburos. 2013. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología. Bucaramanga.

CRUZ GUEVARA. L.E. CABALLERO. V.M. Descripción y clasificación de rocas terrígenas por su textura. 2007. UIS.

DOVETON J. Geologic Log Analysis using computer method. Computer Applications in geology. 1994. AAPG No 2.

GLOVER, P. Petrophysics Msc course Notes. 2000.

HOLMES, M. Capillary Pressure & Relative Permeability Petrophysical Reservoirs Models. Digital Formation. 2002. Denver. Colorado. USA.

LOVELL M. & PARKINSON N. Geological Applications of Well Logs. AAPG Methods in Exploration Series No.13. 2002. Published by AAPG Tulsa, Oklahoma.

MARTEL J.B. Desarrollo de la evaluación petrofísica en México y su futuro a través de la UNAM. 2008. UNAM. México.

MEJÍA C.H. Metodología para el desarrollo de modelos petrofísicos aplicados a la optimización de producción en campos maduros. 2011. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Geología.

MIER R. Presentaciones de la asignatura geología de hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

PARIS DE FERRER M. Fundamento de Ingeniería de Yacimientos. 2009. Copyright. Maracaibo. Venezuela.

PATNIYOT S. & ROMERO P.A. Application of Core-Log Correlation and Artificial Neural Networks to better define Permeability, Porosity and Lithology. PDVSA-INTEVEP. Venezuela.

RAMIREZ J.M. & MENESES J.M. Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación Mugrosa: Caso de estudio Campo Colorado. 2008. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

Referencias personales Ingeniero Aristóbulo Bejarano Wallens. 2014.

Registro neutrico y densidad. (Documento virtual).  
[//es.scribd.com/doc/26228291/Registro-o-Perfilaje-de-Pozos](http://es.scribd.com/doc/26228291/Registro-o-Perfilaje-de-Pozos).

Registro neutrónico. (Documento virtual).  
[//www.epgeology.com/acronym/943/Neutron-Porosity\(NPHI\).html](http://www.epgeology.com/acronym/943/Neutron-Porosity(NPHI).html)

Registros de pozo. (Documento virtual). [//geojager.tripod.com/loginter.pdf](http://geojager.tripod.com/loginter.pdf).

TODOROV, T., STEWARD, R., HAMPSON, D.P., RUSSELL, B.H. "Well Log Prediction Using Attributes from 3C-3D Seismic Data", Expanded Abstracts. 1998. SEG Annual Meeting.

Valores de resistividad para distintos sustratos. (Documento virtual). [www.univalle.edu.co/~naturambiente/pregrado/aguas/CAP%CDTULO%20VI.doc](http://www.univalle.edu.co/~naturambiente/pregrado/aguas/CAP%CDTULO%20VI.doc).

Viro Consultoría Ltda. Interpretación de Registros a Agujero Descubierta. Manual de instrucción. 1997. Quinta edición. Rio de Janeiro. Brasil.