

**MODELAMIENTO DE ALTA RESOLUCIÓN EN LA CARACTERIZACIÓN
PETROFÍSICA DE LAS ARENISCAS FINAMENTE INTERESTRATIFICADAS DE
LA FORMACIÓN UNE EN EL ÁREA DE RIO GÜEJAR, LLANOS ORIENTALES,
COLOMBIA**

DAVIS E. SUAREZ LANDAZABAL

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
MAESTRÍA EN GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2016

**MODELAMIENTO DE ALTA RESOLUCIÓN EN LA CARACTERIZACIÓN
PETROFÍSICA DE LAS ARENISCAS FINAMENTE INTERESTRATIFICADAS DE
LA FORMACIÓN UNE EN EL ÁREA DE RIO GÜEJAR, LLANOS ORIENTALES,
COLOMBIA**

DAVIS E. SUAREZ LANDAZABAL

Tesis de grado para optar por el título de Máster en Geología

Director:

HÉCTOR HUGO PÉREZ

M.Sc. Ingeniería de Petróleos

Codirector:

ARISTÓBULO BEJARANO

MGT. Ingeniería de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE GEOLOGÍA

MAESTRÍA EN GEOLOGÍA

BUCARAMANGA

2016

DEDICATORIA

A toda mi familia, quien me ha formado y enseñado el gran valor de las cosas sencillas.

AGRADECIMIENTOS

A todos mis compañeros de Maestría quienes hicieron de las clases una experiencia gratificante y cálida y muy seguramente inolvidable.

A mi compañero Juan José Tovar quien fue clave en ayudar a sacar adelante esta idea, por sus grandes aportes y orientaciones.

A mi compañero Camilo Andrés Díaz por su apoyo y asesoría en el desarrollo del proyecto además de sus grandísimos aportes en el campo de la investigación.

A mis Directores Héctor Hugo Pérez y Aristóbulo Bejarano por su disponibilidad total y disposición a ayudar en todo momento.

A todas aquellas personas que aportaron una cuota de sacrificio y de alguna manera fueron motivación y estímulo para continuar adelante en los momentos de anquilosamiento.

A Yudy, gracias por el amor, la paciencia y la amistad.

A Ecopetrol S.A. muy especialmente por su soporte económico y apoyo en la realización de esta investigación. Espero siga siendo la empresa de todos los colombianos y continúe aportando al crecimiento de este hermoso país.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	20
1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	22
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	22
1.2. PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	23
1.3. HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN	24
1.4. OBJETIVO GENERAL	24
1.5. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	24
2. ANTECEDENTES	26
3. MARCO DE REFERENCIA	29
3.1 LOCALIZACIÓN	29
3.2 CONTEXTO GEOLÓGICO DE LA FM UNE	31
3.2.1 Marco Estratigráfico y Sedimentológico	33
4. MODELAMIENTO PETROFÍSICO DE LA FM UNE A PARTIR DE INFORMACIÓN DE NÚCLEO	37
4.1 DEFINICIÓN DE FACIES DE LA FM UNE EN EL POZO INVESTIGADOR-1	37
4.1.1 Cross stratification sandstone (CxSs)	38
4.1.2 Horizontal bedding sandstone (HzBdSs)	39
4.1.3 Plane parallel Sandstone (PpSs)	40
4.1.4 Structureless sandstone (SlesSs)	41
4.2 AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN DE LA FM UNE A PARTIR DE LA ASOCIACIÓN DE FACIES EN EL POZO INVESTIGADOR-1	42
4.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS FACIES ALMACENADORAS DE LA FM UNE EN EL POZO INVESTIGADOR-1	43

4.3.1 Propiedades Petrofísicas Básicas.....	43
4.3.2 Impregnación visual del nucleo de la FM Une en el pozo investigador-1.	52
4.3.3 Definición de tipos de roca.....	54
4.4 DETERMINACIÓN DE SATURACIÓN IRREDUCIBLE A PARTIR DE PRESIONES CAPILARES POR PLATO POROSO.....	55
4.3.1. Presión capilar tipo de roca 1.....	56
4.3.2 Presión capilar tipo de roca 2.....	56
4.3.3 Presión capilar tipo de roca 3.....	56
4.4 CALCULO DE HPT A PARTIR DEL MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA EMPLEANDO FUNCIÓN J.	57
4.4.1 determinación de sw para cada tipo de roca.....	62
4.4.2 FWL	62
4.4.3 Cálculo de HPT para el pozo investigador-1 usando SW a partir de presiones capilares	63
5. MODELAMIENTO PETROFÍSICO DE LA FM UNE A PARTIR DE ANALISIS DE REGISTROS.....	68
5.1 MODELO DE ARCILLOSIDAD	69
5.1.1 Cálculo del modelo de arcilla	70
5.2 MODELO DE POROSIDAD.....	71
5.2.1 Cálculo de la porosidad total.....	76
5.2.2 Cálculo de la porosidad efectiva	77
5.2.3 Analisis de los resultados del modelado de la porosidad a partir de la combinación del registro densidad neutrón	80
5.3 MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA.....	83
5.3.1 Determinación de la saturación de fluidos	85
5.4 CÁLCULO DE HPT (Hydrocarbon Pore Volumen)	94
5.4.1 Parametros para determinar Net Pay	95
5.4.2 HPT Modelo convencional vs HPT Modelo Alta Resolución.....	95

6. MODELADO DE ALTA RESOLUCIÓN DE REGISTROS EN LAS ARENISCAS FINAMENTE INTERESTRATIFICADAS DE LA FORMACIÓN UNE EN EL ÁREA DE RIO GÜEJAR.....	97
6.1 METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL MODELAMIENTO DE REGISTROS DE ALTA RESOLUCIÓN DE LAS ARENISCAS FINAMENTE INTERESTRATIFICADAS DE LA FORMACIÓN UNE EN EL POZO INVESTIGADOR-1.....	98
6.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE CAPA INICIAL “EARTH MODEL”	100
6.2.1 Construcción del modelo de capa 1-d para la formación une en el pozo investigador-1 a partir del registro EBI y fotografía de núcleo	100
6.2.2 Modelo de capa final de los registros GR, NPHI, RHOB y RT, de la formación UNE en el pozo investigador-1 para modelado inicial.....	108
6.3 MODELADO FORWARD DE REGISTROS.....	109
6.3.1 Función de respuesta de la herramienta.....	111
6.3.2 Convolución 1-d de registros	113
6.4 INVERSIÓN ITERATIVA.....	125
6.4.1 Inversión del registro GR y generación del registro de alta resolución	125
6.4.2 Inversión del registro NPHI y RHOB y generación del registro de alta resolución	128
6.4.3 Inversión del registro de resistividad profunda y generación del registro de alta resolución.....	131
6.5 VISUALIZACIÓN DE REGISTROS DE ALTA RESOLUCIÓN A PARTIR DE INVERSIÓN ITERATIVA DEL MODELO 1-D DE LA FORMACIÓN UNE EN EL POZO INVESTIGADOR-1	134
7. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	136
7.1 CÁLCULO DE OOIP A PARTIR DEL CALCULO DE HPT CON INFORMACIÓN DE ROCA (PRESIONES CAPILARES)	136
7.1.1 Impacto del error del HPT empleando funcion J	137
7.2 CALCULO DE OOIP A PARTIR DEL CALCULO DE HPT CON INFORMACIÓN DE REGISTROS CONVENCIONALES	139

7.2.1 Impacto del error del HPT empleando analisis convencional de registros..	140
7.3 CÁLCULO DE OOIP A PARTIR DEL HPT CON INFORMACIÓN DE REGISTROS DE ALTA RESOLUCIÓN CREADOS SEGÚN MÉTODO LCM (Log Convolution Model).	142
7.3.1 OOIP a partir del HPT empleando registros de alta resolución.....	143
7.3.2 Impacto del error del cálculo del HPT en la estimación de recursos.....	144
8. CONCLUSIONES	146
9. RECOMENDACIONES.....	148
BIBLIOGRAFÍA.....	150
ANEXOS.....	159

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Escala de saturación en el reservorio finamente interestratificado de la formación UNE y dimensiones del bandeamiento	22
Figura 2. Identificación del problema. Aplicación de cutoff para determinar zonas de pay y no-pay. En amarillo capas de arena y verde capas de shale.	23
Figura 3. Ubicación de la zona de estudio	29
Figura 4. La Línea AR-81-105 sobre la que está posicionado el Pozo San Juan-1 en el bloque de un monoclinal buzando al Este y limitado al Oeste por la Falla inversa de Arama.....	30
Figura 5. Marco cronoestratigráfico generalizado para el sector oriental de la cordillera oriental, desde el jurásico tardío hasta finales del cenozoico.....	33
Figura 6. Sección estratigráfica esquemática mostrando una secuencia mareal completa, Bay of Fundy, Canadá.....	36
Figura 7. (Facies Cxss clasificadas según sus estructuras sedimentarias)	39
Figura 8. Facies HzSs: Horizontal stratification sandstone.	40
Figura 9. Facies PpSs: Plane parallel sandstone.....	41
Figura 10. Facies SlesSs: Structureless Sandstone.	42
Figura 11. Gráfico de distribución de frecuencias de la porosidad de la facies Trx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.	46
Figura 12. Gráfico de distribución de frecuencias de la permeabilidad de la facies Trx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.	46
Figura 13. Gráfico de distribución de frecuencias del % de arcillas de la facies Trx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.	47

Figura 14. Gráfico de distribución de frecuencias de la saturación de aceite de la facies Trx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.....	47
Figura 15. Gráfico de distribución de frecuencias de la porosidad de la facies Ptx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.	48
Figura 16. Gráfico de distribución de frecuencias de la permeabilidad de la facies Ptx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.	48
Figura 17. Gráfico de distribución de frecuencias del % de arcillas de la facies Ptx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.	49
Figura 18. Gráfico de distribución de frecuencias de la saturación de aceite de la facies Ptx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.....	49
Figura 19. Gráfico de distribución de frecuencias de la porosidad de la facies Sless de la Fm Une en el pozo Investigador-1.	50
Figura 20. Gráfico de distribución de frecuencias de la permeabilidad de la facies Sless de la Fm Une en el pozo Investigador-1.	50
Figura 21. Gráfico de distribución de frecuencias del % de arcillas de la facies Sless de la Fm Une en el pozo Investigador-1.	51
Figura 22. Gráfico de distribución de frecuencias de la saturación de aceite de la facies Sless de la Fm Une en el pozo Investigador-1.	51
Figura 23. Escala de impregnación definida para este trabajo	54
Figura 24. Curvas de presión capilar sistema aceite agua para los tipos de roca 1, 2 y 3 de la Fm Une en el pozo Investigador-1.	57
Figura 25 Saturación de agua según tipo de roca calculado empleando función J de Leverett. Curva de saturación de agua en morado.	66
Figura 26. Distribución de porosidad a partir de análisis petrofísicos básicos. Pozo Investigador-1.	72
Figura 27. Análisis de la litofacies 1 y 2 a diferentes escalas.	74
Figura 28. Gráfico de Distribución litología predominante registros convencionales.	75
Figura 29. Gráfico de Distribución litología predominante de los registros de alta resolución.	76

Figura 30. Histograma de distribución de la Porosidad total calculada a partir de la combinación Neutrón-Densidad de los registros convencionales.	81
Figura 31. Histograma de distribución de la Porosidad efectiva calculada a partir de la combinación Neutrón-Densidad de los registros convencionales.	81
Figura 32. Histograma de distribución de la Porosidad total calculada a partir de la combinación Neutrón-Densidad de los registros de alta resolución.....	82
Figura 33. Histograma de distribución de la Porosidad efectiva calculada a partir de la combinación Neutrón-Densidad de los registros alta resolución.....	83
Figura 34. Exponente de cementación conjunto de muestras Fm UNE.....	88
Figura 35. Índice de saturación conjunto muestras Formación Une, pozo Investigador-1.	90
Figura 36. Gráfico de dispersión Resistividad Profunda (HRLT) vs GR. Lectura de RT en Zona Agua.....	92
Figura 37. Gráfico de dispersión Resistividad Profunda de alta Resolución (Modelada) vs GR de alta resolución (Modelado). Lectura de RT en Zona Agua.	92
Figura 38. Visualización de los registros de alta resolución, modelo de saturación de agua, y Vshale de alta resolución comparados con los modelos de saturación de agua y Vshale convencionales.....	94
Figura 39. 1-D Earth Model. Variación de las propiedades petrofísicas en una sola dirección. (Con la profundidad).	98
Figura 40. Método de inversión Iterativo (Log Convolution Method) empleado para el modelado de alta resolución de la Formación UNE.	99
Figura 41. Visualización del modelo de geométrico (Intercalación de capas amarillas – arenas saturadas de petróleo- , y blancas – arenas sin petróleo) creado a partir del registro de imágenes microresistivas (EBI) y la fotografía del núcleo.	102
Figura 42. Selección de intervalos representativos de cada litofacies y su respuesta en el registro GR.	104
Figura 43. Histograma de distribución de valores de GR mostrando valores de litofacies 1 y litofacies 2.	104

Figura 44. Distribución de frecuencias del registro NPHI indicando litofacies 1 (verde) y litofacies 2 (rojo).	105
Figura 45. Distribución de frecuencias del registro RHOB indicando litofacies 1 (verde) y litofacies 2 (rojo).	106
Figura 46. Distribución de frecuencias del registro resistividad profunda (RT) indicando litofacies 1 (verde) y litofacies 2 (rojo).	108
Figura 47. Modelado Forward de un modelo 1-D.....	110
Figura 48. Función de respuesta de la resistividad obtenido en el Pozo Investigador-1.	113
Figura 49. Representación esquemática de un modelo de convolución 1-D.	114
Figura 50. Función de respuesta de la herramienta GR.	116
Figura 51. Convolución Inicial del registro Gamma Ray para el intervalo 904-914. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro GR de pozo Rojo: registro GR modelado.	117
Figura 52. Convolución Inicial del registro Gamma Ray para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro GR de pozo Rojo: registro GR modelado.	118
Figura 53. Función de respuesta de la herramienta NPHI Y RHOB.	119
Figura 54. Convolución Inicial del registro NPHI Y RHOB para el intervalo 904-914. (Izquierda Modelo de capa. Línea Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado.	120
Figura 55. Convolución Inicial del registro NPHI y RHOB para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo Rojo: registro modelado.	121
Figura 56. Función de respuesta de la herramienta Resistividad Profunda (RT).	122
Figura 57. Convolución Inicial del registro Resistividad profunda para el intervalo 904-914. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado).	123

Figura 58. Convolución Inicial del registro Resistividad Profunda (RT) para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado.	124
Figura 59. Inversión Final del registro GR para el intervalo 904-914. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro GR invertido-Alta resolución).	126
Figura 60. Inversión final del registro GR para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro GR invertido-Alta resolución).	127
Figura 61. Inversión Final de los registros NPHI Y RHOB para el intervalo 904-914. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro NPHI y RHOB invertido-Alta resolución).	129
Figura 62. Inversión final de los registros NPHI y RHOB para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro invertido-Alta resolución).	130
Figura 63. Inversión Final del registro RT para el intervalo 904-914. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro RT invertido-Alta resolución).	132
Figura 64. Inversión final del registro RT para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro RT invertido-Alta resolución).	133
Figura 65. Integración registros modelados con registros de pozo. Ajuste con información disponible. Coherencia en resultados.	135
Figura 66. Comparación de la disposición de las capas en el reservorio, modelo de capa inicial vs respuesta del modelo de saturación y VShale a partir de registros convencionales.	140
Figura 67. Comparación del modelo de saturación de agua y Vshale de alta resolución, modelo geométrico (modelo de capa inicial), fotografía del núcleo vs Modelo de saturación de agua y Vshale convencional, para el intervalo 1000 a 1020 del Pozo Investigador-1.	143

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Litofacies definidas para la Fm Une en el pozo Investigador-1	37
Tabla 2. Asociación de facies identificadas para la Fm Une.....	43
Tabla. 3. Presiones capilares e Índice de resistividad para los tipos de roca 1, 2 y 3.....	56
Tabla 4. Valores de Presión capilar, J calculada para cada Pc, Saturación de agua para cada Pc, y la saturación de agua libre para el tipo de roca 1. Swirr en verde.	60
Tabla 5. Valores de Presión capilar, J calculada para cada Pc, Saturación de agua para cada Pc, y la saturación de agua libre para el tipo de roca 2. Swirr en verde.	60
Tabla 6. Valores de Presión capilar, J calculada para cada Pc, Saturación de agua para cada Pc, y la saturación de agua libre para el tipo de roca 3. Swirr en verde.	61
Tabla 7. Valores obtenidos de Swirr, a, b, para cada tipo de roca.....	62
Tabla 8. Información de pozo disponible en el pozo Investigador-1	68
Tabla 9. Muestras de plug de litofacies 1 y 2 con valores de porosidad asociados	73
Tabla 10. Valores de porosidad y Factor de formación obtenido para las muestras de la Formación UNE.....	87
Tabla 11. Índice de resistividad vs Sw para cada una de las 6 muestras de la Formación UNE.	89
Tabla 12. Modelo de capa (Earth Model) inicial para la Formación UNE en el pozo Investigador-1	109

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A Cálculo Sw J Function (Medio margético)	159
ANEXO B. Calculo HPT Alta resolucion (Medio margético).....	160
ANEXO C. Calculo HPT Convencional (Medio margético)	161
ANEXO D. Registros convencionales. Valores Modelo petrofisico convencional (Medio margético)	162
ANEXO E. Registros alta resolucion Modelo HR (Medio margético)	163
ANEXO F. Modelo completo integrado (Medio margético)	164

RESUMEN

TITULO: MODELAMIENTO DE ALTA RESOLUCIÓN EN LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LAS ARENISCAS FINAMENTE INTERESTRATIFICADAS DE LA FORMACIÓN UNE EN EL ÁREA DE RIO GÜEJAR, LLANOS ORIENTALES, COLOMBIA

AUTOR: DAVIS EMERSON SUAREZ LANDAZABAL **

PALABRAS CLAVE: Areniscas Finamente Interestratificadas, Modelamiento De Alta Resolución, Hydrocarbon Pore Volume (Hpt), Log Convolution Model (Lcm), Forward Modeling, Formación Une, Cuenca De Llanos.

DESCRIPCIÓN

La resolución vertical de los registros convencionales usados en la evaluación de formaciones es limitada en algunos casos y puede llevar a lecturas erróneas como por ejemplo yacimientos en capas muy delgadas, debido al efecto de borde. En algunos casos cuando se calcula espesor poroso de hidrocarburos en reservorios de capa delgada empleando registros convencionales, puede llegar a encontrarse errores hasta de un 40% respecto a su valor real

Para mejorar el problema anterior, se propone el modelamiento de registros de alta resolución para el reservorio finamente interestratificado de la Formación Une en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, el cual se halla en una estructura con buzamiento inferior a 30° y un perfil de invasión relativamente bajo. Dicho modelamiento se realizó empleando modelamiento directo "Forward Modeling" a partir de convolución y posterior inversión iterativa, dicho procedimiento es conocido como Log Convolution Model (LCM). Dicha operación involucra un modelo de capa inicial, que se crea con base en el registro EBI (Electric Borehole Image) integrado con fotografías de núcleos tomados en la Formación objetivo, y una función de respuesta de la herramienta de registro o "tool response function" que es propia de cada herramienta. El producto de dicha operación es un registro modelado. Con los registros de alta resolución se construye un modelo petrofísico de alta resolución y de esta forma se obtienen valores más confiables de espesor poroso de hidrocarburos (HPT) en reservorios finamente interestratificados permitiendo reducir la incertidumbre en la estimación de los recursos del área evaluada, y obteniendo un valor de OOIP más confiable.

* Tesis de Maestría

** Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Escuela de Geología. Director: M.Sc. Héctor Hugo Pérez. Codirector: MGT. Aristóbulo Bejarano

SUMMARY

TITLE: MODELING IN HIGH RESOLUTION PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION FINELY INTERBEDDED SANDSTONES UNE FORMATION IN THE AREA OF RIO GÜEJAR, EASTERN PLAINS COLOMBIA*

AUTHOR: DAVIS EMERSON SUAREZ LANDAZABAL**

KEYWORDS: Areniscas Finamente Interestratificadas, Modelamiento De Alta Resolución, Hydrocarbon Pore Volume (Hpt), Log Convolution Model (Lcm), Forward Modeling, Formación Une, Cuenca De Llanos.

DESCRIPTION

Vertical resolution of conventional well logs used in Formation Evaluation of thinly bedded sandstone reservoirs has restrictions. It can take to fatal errors in calculations of Hydrocarbon Pore Thickness (HPT). Calculations of HPT in thinly bedded sandstone using conventional well logs have a gap up to 40% compared with the real measured HPT.

To reduce the problems associated to the vertical resolution of conventional well logs in Formation Evaluation of the thinly bedded sandstone reservoir in the Une Formation, located in llanos basin, Colombia, which is placed in a soft dipping structure ($<30^\circ$) and with a reservoir which has a low mud invasion, it's proposed a high resolution modeling method. This modeling was made using by first forward modeling applying convolution and then iterative inversion. This procedure is also called Log Convolution Method (LCM). This method starts with the construction of earth model created since the conjunction of the Electric Borehole Image and the core image from photography. This earth model is convolved with the tool response function. The result is a modeled high resolution well log which it is used subsequently to construct the high resolution petrophysics model. With the high resolution effective porosity and water saturation model, a suitable HPT can be estimated and then a reliable OOIP can be determined in the thinly bedded sandstone of the Une Formation.

* Master Thesis

** Faculty of Physicochemical Sciences. Geology School. Directress: M.Sc. Hector Hugo Pérez. Codirectress: MGT. Aristóbulo Bejarano

INTRODUCCIÓN

En el 2012 se llevó a cabo la perforación de 6 pozos estratigráficos en el área de Río Güejar, cuenca de los llanos, Colombia, con el fin de evaluar el potencial de recursos de crudos extrapesados y/o arenas bituminosas almacenados en el reservorio de la Formación Une. Se obtuvo el núcleo de todos estos pozos y se realizó la descripción sedimentológica de cada uno de estos. El análisis de estructuras sedimentarias y características litológicas permitió definir unas facies cuya asociación indican un ambiente de depositación de plataforma mareal. Este ambiente favoreció la depositación alternada de las dos litofacies muy características que componen el reservorio de la Formación Une, en este sector. Estas capas presentan espesores muy pequeños que van desde 2 cm hasta 30 cm.

El modelamiento petrofísico inicial empleando registros convencionales se utilizó para estimar los volúmenes de hidrocarburos almacenados en el reservorio, sin embargo, se observó que la resolución de los registros empleados para este modelo, no refleja la naturaleza de la roca, ya que existían zonas sin impregnación de petróleo que el modelo de saturación de agua lo mostraba como petrolífero y viceversa.

Se emplearon algunos métodos durante la etapa de evaluación del posible yacimiento, para calcular con confiabilidad los volúmenes de hidrocarburo, sin embargo ninguno fue lo suficientemente confiable para obtener un valor robusto.

Por tal motivo se propone este proyecto de investigación, con el fin de obtener un registro de alta resolución, que refleje la configuración real de la roca y permita evaluar con confiabilidad los volúmenes de petróleo almacenados en el reservorio, aprovechando toda la cantidad de información adquirida durante la etapa de

evaluación, consistente de registros de pozo convencionales, registros de imágenes, registros especiales, núcleo de toda la Formación, análisis exhaustivos de laboratorio, sísmica, entre otras.

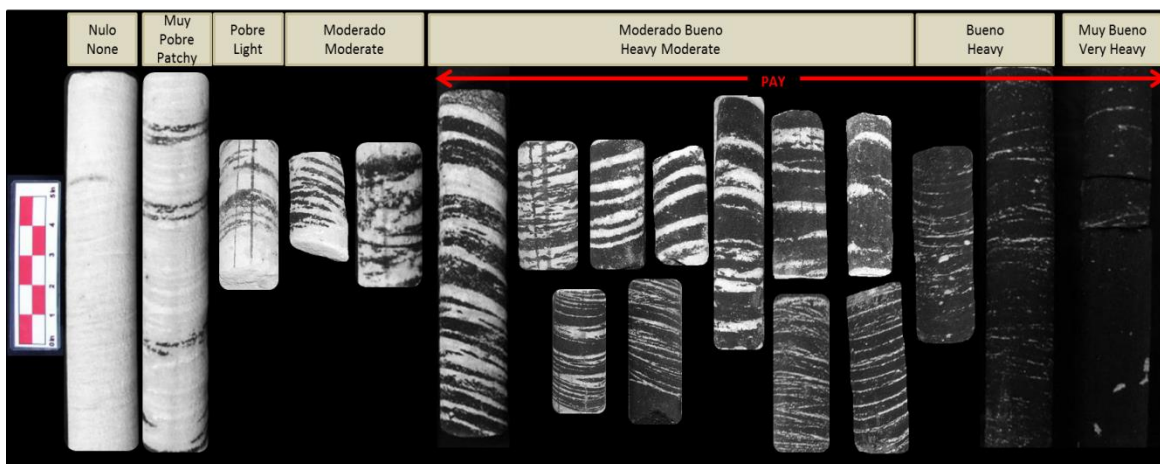
Se emplea esta zona de Río Güejar, como un área experimental, donde se pueden llevar a cabo proyectos de investigación enfocados a resolver temáticas específicas y que pueden ser verificables, debido a la gran cantidad de información que poseen los pozos allí perforados.

1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El análisis convencional de registros en reservorios de areniscas finamente interestratificadas introduce gran incertidumbre al cálculo de recursos petrolíferos, debido a que la resolución de las herramientas de registros es menor que la de las unidades que contienen el hidrocarburo (Figura 1).

Figura 1. Escala de saturación en el reservorio finamente interestratificado de la formación UNE y dimensiones del bandeamiento

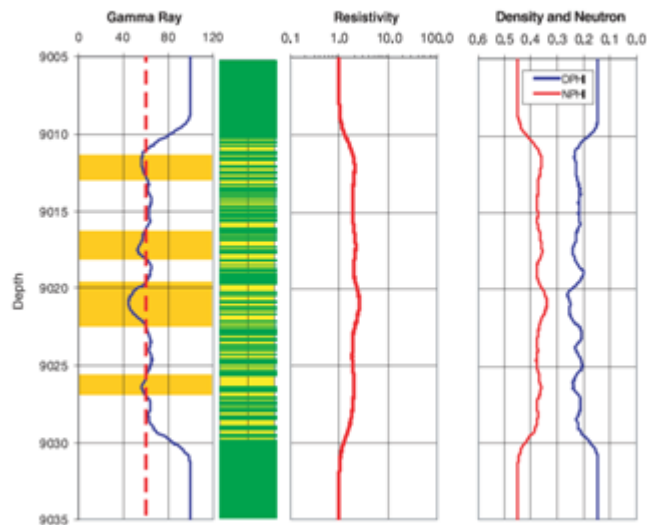


Fuente: Ecopetrol. Generación del informe final del modelo petrofísico de las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. Reporte Interno. 2012

Al emplear cut-off (p.e. $GR < 40$ API) en el análisis convencional de registros, se incurre en el error de excluir zonas que contienen hidrocarburos pero que por la resolución de la herramienta no alcanza a identificarlo, de igual forma, alcanza a contabilizar intervalos ubicados dentro de zonas interpretadas como petrolíferas

pero que en realidad no contiene hidrocarburo. (Figura 2). Esta incorrecta concepción puede llevar a un error de gran magnitud, ya que con base en las estimaciones de los recursos calculados a partir de las propiedades petrofísicas se hacen escenarios económicos que pueden llevar a una compañía a hacer una mala inversión o a subestimar las utilidades esperadas en un negocio.

Figura 2. Identificación del problema. Aplicación de cutoff para determinar zonas de pay y no-pay. En amarillo capas de arena y verde capas de shale.



Fuente: Passey, Q. R., K. E. Dahlberg, K. B. Sullivan, H. Yin, Y. H. Xiao, A. G. Guzman-Garcia. Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs. AAPG Archie Series, No. 1. Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, U.S.A 2006

1.2. PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

¿El cálculo de propiedades petrofísicas en reservorios finamente interestratificados aplicando modelado de alta resolución presenta valores de HPT con menor incertidumbre que el análisis convencional de registros?

1.3. HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN

El modelo petrofísico de alta resolución aplicado al reservorio de areniscas finamente interestratificadas de la Formación Une en el área de Rio Güejar tiene menor incertidumbre en el cálculo del HPT “Hydrocarbon Pore Thickness” que el modelamiento petrofísico convencional.

1.4. OBJETIVO GENERAL

- Realizar el modelamiento de alta resolución en la caracterización petrofísica de las areniscas finamente interestratificadas de la formación Une en el área de Rio Güejar para calcular el ‘HPT” (Hydrocarbon Pore Thickness).

1.5. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar las propiedades petrofísicas del reservorio de la Formación UNE, empleando análisis convencional de registros.
- Determinar las propiedades petrofísicas del reservorio de la Formación UNE mediante análisis de laboratorio.
- Establecer mediante herramienta EBI-Electric Borehole Image intervalos petrolíferos de no petrolíferos para establecer el net pay del reservorio de la formación UNE en el área de Rio Güejar.

- Determinar las propiedades petrofísicas del reservorio finamente interestratificado de la formación UNE empleando modelado de alta resolución para calcular el espesor poroso de hidrocarburos (HPT).

2. ANTECEDENTES

En 2012 Ecopetrol S.A. realizó la evaluación del potencial de arenas bituminosas en el área de Río Güejar, realizando modelamiento petrofísico convencional; sin embargo aunque el análisis convencional de registros dio resultados aceptables, se requiere disminuir la incertidumbre en el cálculo de recursos empleando una técnica de alta resolución.

Se han publicado un gran número de trabajos relacionados con modelamiento de registros enfocados a resolver problemas específicos de algunos yacimientos, sin embargo se toma como base del presente trabajo la compilación realizada por Passey et al. 2006.¹ ya que recopila los trabajos realizados previamente enfocados a modelamiento de registros y los aplica a la evaluación de reservorios finamente interestratificados.

Passey et al., (2006)², compila en la AAPG Archie Series No 1, toda la información relacionada a la evaluación de este tipo de reservorios, allí se establecen los mecanismos y técnicas que comúnmente se aplican para una correcta evaluación. En este documento se compila los resultados del proyecto de investigación llevado a cabo por el Exxon Production Research Company, que fue conducido durante los años 1995-1998 y que fueron publicados inicialmente como reportes internos de la compañía pero que ahora son sacados al público luego de haber sido enriquecidos con información nueva.

¹ Ibid

² Ibid

Yin, (2011)³, en la AAPG Archie Series No 2, relaciona la aplicación de modelado de la herramienta de resistividad para evaluación de formaciones. En este trabajo el autor integra todo su trabajo investigativo en construcción de modelos forward para evaluar herramientas de resistividad de las compañías de servicios y por otro lado su trabajo en construcción de modelos inversos para evaluación de formaciones. Aborda el problema de que la inversión puede resultar en una solución no única.

Trabajos relevantes realizados con anterioridad:

W.J. Looyestijn, (1982)⁴, trabaja en la deconvolución de registros como el sísmico y el Gama ray, para mejorar la resolución vertical, no se obtienen buenos resultados para registros como el densidad, neutrón y resistivos.

Yin H. (2000)⁵, evalúa los errores inherentes al modelamiento de registros empleando función de respuesta de la herramienta (Tool response function), ya que aún en condiciones perfectas de pozo, si no se cuenta con una información de entrada de calidad afectará el producto obtenido de esa operación y podrá generar errores aún más grandes en la evaluación de formaciones.

Lofts, J., y G. Page, (2002)⁶, expone la metodología para realizar modelado forward a partir de un “earth model” el cual posee unos parámetros determinados, posteriormente el uso iterativo de inversión permite ajustar el mejor modelo que

³ Yin, H., Application of resistivity-Tool-Response Modeling For Formation Evaluation, AAPG Archie Series, No 2. Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 2011

⁴ Looyestijn, W. J., Deconvolution of Petrophysical Logs: Applications and Limitations, in Transactions of the SPWLA 23rd Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper W. 1982

⁵ Yin, H., Limitations and Error Inherent in Resistivity Log Inverse Modeling for Formation Evaluation, in SEG Annual Meeting Transactions: Society of Exploration Geophysicists, 2000

⁶ Lofts, J., and G. Page, Defining thin beds and improving net pay with modern logging and core-interpretation techniques, in M. Lovell and N. Parkinson, eds., Geological applications of well logs: AAPG Methods in Exploration No. 13, 2002

prediga la respuesta de los registros y por ende el cálculo de propiedades petrofísicas a alta resolución.

Zhipeng Liu et al, (2007)⁷, realizan el análisis para un reservorio que presenta intervalos menores a 1 ft de espesor y otros mayores a este espesor, para uno y otro tipo de reservorio se empleó un método diferente para estimar sus propiedades, para los de bajo espesor (thin bed) se empleó estadística bayesiana para realizar la inversión y estimar propiedades. Para los intervalos más espesos se empleó inversión conjunta empleando los registros convencionales.

Existen otros estudios, algunos de ellos incorporados en el trabajo de Passey et al., (2006)⁸, en el cual establecen el core image analysis como herramienta para estimar el pay (parámetro más sensible en el cálculo de HPT). (Ej. Core image analysis: reliable pay estimation in thin-bedded reservoir units, Christopher M. Prince, PTS laboratories, Inc., Houston, TX jayashree chitale, chevron EPTC, bellaire, TX). Sin embargo esta técnica no se tendrá en cuenta para el trabajo de investigación.

Existen algunos software comerciales para el modelamiento de la resistividad, como el R_{BAN}, INFORM y el INVASION, sin embargo su uso no es muy frecuente en la evaluación de formaciones.

No se registran antecedentes a nivel nacional de trabajos relacionados con evaluación de propiedades petrofísicas en las areniscas interestratificadas de la formación UNE empleando modelado de alta resolución.

⁷ Zhipeng Liu, Carlos Torres-Verdín, Gong Li Wang, Alberto Mendoza, and Peimin Zhu. Joint inversion of density and resistivity logs for the improved petrophysical assessment of thinly-bedded clastic rock formations, SPWLA 48th annual logging symposium, June 3-6, 2007

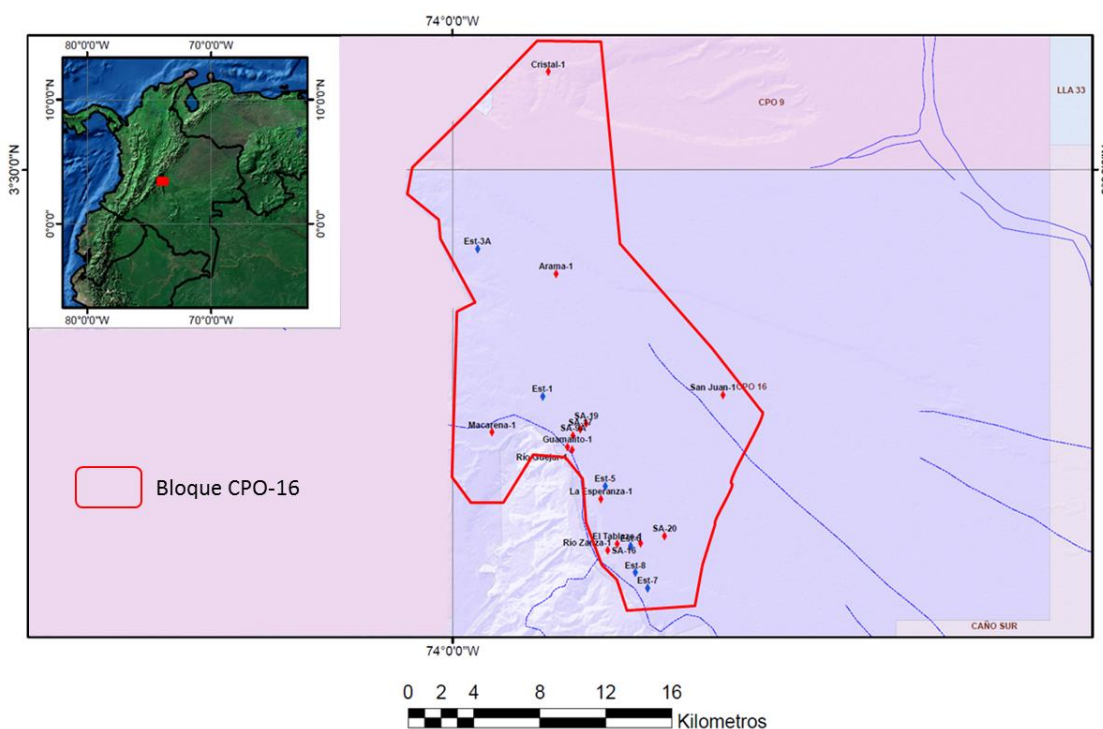
⁸ Passey, Q. R., K. E. Dahlberg, K. B. Sullivan, H. Yin, Y. H. Xiao, A. G. Guzman-Garcia. Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs. AAPG Archie Series, No. 1. Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 2006

3. MARCO DE REFERENCIA

3.1 LOCALIZACIÓN

El área de estudio denominada Río Güejar, se encuentra en el Departamento del Meta, Municipio San Juan de Arama, en la esquina sur-oeste del Bloque Exploratorio Caño Sur, incluida dentro del Bloque CPO-16 en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia (Figura3).

Figura 3. Ubicación de la zona de estudio

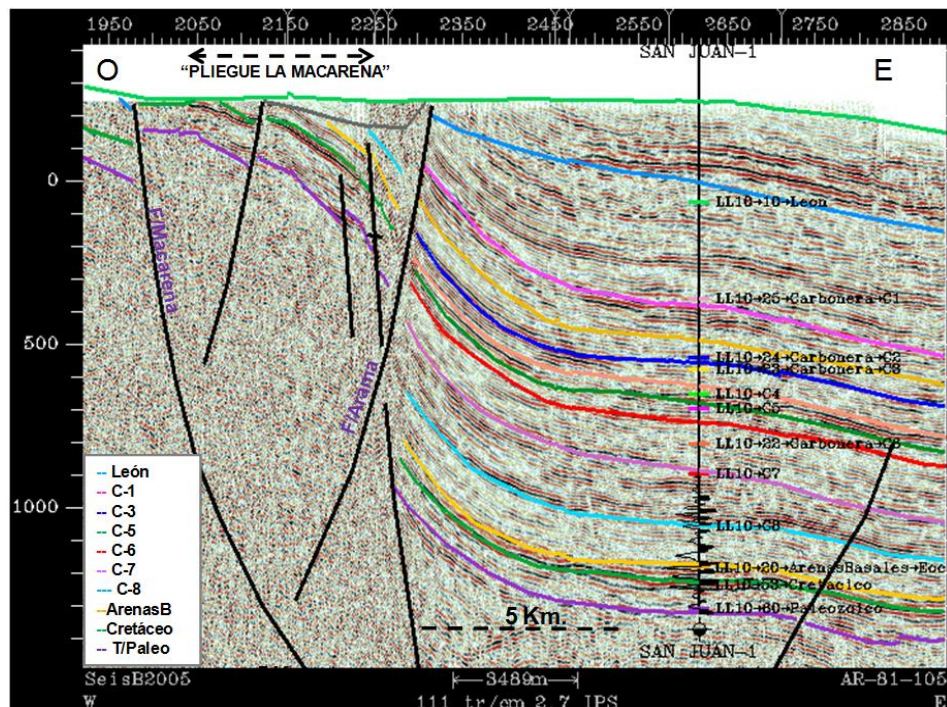


Fuente: Ecopetrol. Generación del informe final del modelo petrofísico de las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. Reporte Interno. 2012

La unidad estratigráfica de interés prospectivo en este sector es la Formación UNE, de edad cretácico inferior tardío a cretácico superior temprano (Ecopetrol, 2012).⁹

La Línea AR-81-105 (Figura 4) ilustra la zona del Pliegue de la Macarena al occidente, al oriente el bloque perforado por el Pozo San Juan 1 y en medio, las estribaciones de la Serranía de la Macarena.

Figura 4. La Línea AR-81-105 sobre la que está posicionado el Pozo San Juan-1 en el bloque de un monoclinal buzando al Este y limitado al Oeste por la Falla inversa de Arama



Ecopetrol. Generación del informe final del modelo petrofísico de las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. Reporte Interno. 2012

⁹ Ecopetrol. Generación del informe final del modelo petrofísico de las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. Reporte Interno. 2012

El flanco oriental del bloque fallado, perforado por el Pozo San Juan-1, es un monoclinal buzando al Este con un levantamiento suave en el flanco occidental, entre las Fallas inversas Macarena y Arama se observa un pliegue compresional. El Pliegue La Macarena se refleja en la estructura inversa a nivel del horizonte púrpura del Paleozoico y el horizonte verde a nivel del Cretácico. Las Fallas Macarena y Arama, son fallas inversas lístricas con componente de desplazamiento horizontal (strike-slip).

Los análisis realizados a muestras de fluidos extraídos de la piscina de perforación indican que se trata de un crudo de 6°API, con una viscosidad superior a 100.000 cp a condiciones de superficie, esto indicaría que se trata de una arena bituminosa, lo que hace pensar que la única forma de producir este recurso sería empleando métodos de recobro, por eso se hace importante hacer una correcta evaluación de recursos, teniendo en cuenta que este tipo de proyectos son muy sensibles a la factibilidad económica.

3.2 CONTEXTO GEOLÓGICO DE LA FM UNE.

La Formación UNE, se encuentra depositada en la cuenca Llanos Orientales, Colombia.

Esta cuenca se encuentra localizada al oriente de la cordillera oriental, en el nororiente del país.

El desarrollo de la cuenca comienza con una megasecuencia “synrift” triásica-jurásica, constituida por rocas de carácter lacustre y vulcanoclásticas, asociada con la separación de Norte y Suramérica en el caribe (Cooper et al., 1995)¹⁰. El desarrollo de la cuenca continuó durante el cretácico temprano (Berriasiano-Aptiano) con una megasecuencia de unidades de plataforma synrift depositada en una cuenca bastante extendida.

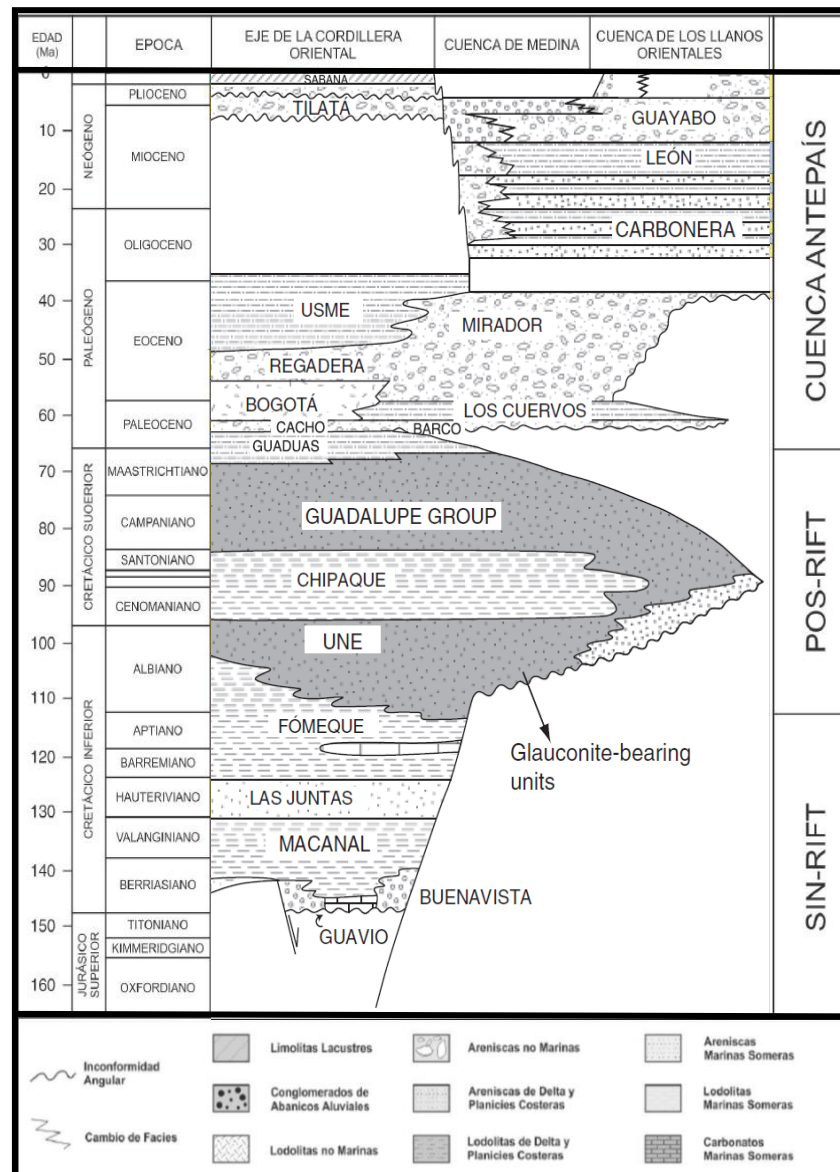
Posterior se encuentra una secuencia postrift, de rocas depositadas en ambientes marinos someros. En la cordillera oriental, esas unidades son reportadas como areniscas glauconíticas en las Formaciones Une, Chipaque y Guadalupe. (Parra 2010)¹¹. La sedimentación marina terminó abruptamente durante el Maestrichtiano temprano debido a la acreción final de la cordillera occidental (Cooper)¹². Figura 5.

¹⁰ Cooper et al., 1995] Cooper, M., Addison, F., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R., Hayward, A., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., et al. Basin development and tectonic history of the llanos basin, eastern cordillera, and middle magdalena valley, colombia. AAPG bulletin, 79(10): 1995

¹¹ Parra, M., Mora, A., Jaramillo, C., Torres, V., Zeilinger, G., and Strecker, M. Tectonic controls on cenozoic foreland basin development in the north-eastern andes, Colombia. Basin Research, 22(6): 2010

¹² Ibid

Figura 5. Marco cronoestratigráfico generalizado para el sector oriental de la cordillera oriental, desde el jurásico tardío hasta finales del cenozoico



Fuente: Parra, M., Mora, A., Jaramillo, C., Torres, V., Zeilinger, G., and Strecker, M. Tectonic controls on cenozoic foreland basin development in the north-eastern andes, Colombia. Basin Research, 22(6): 2010

3.2.1 Marco Estratigráfico y Sedimentológico. Análisis bioestratigráficos realizados en núcleos de la Formación UNE, en esta zona, establecen que la unidad tiene un rango amplio de edad, desde Albiano Superior a la base hasta

campaniano al tope (Ecopetrol, 2012)¹³. Este amplio rango de edad abarcaría litoestratigráficamente según el esquema de la Figura 5, la Formación UNE, Chipaque y Guadalupe; sin embargo teniendo en cuenta que la Formación no presenta variaciones litológicas y se comporta como una misma unidad de flujo, para el presente trabajo, se empleará la nomenclatura litoestratigráfica definida inicialmente, y se denominará Formación UNE.

La identificación en el núcleo de: superficies de reactivación observadas en las facies con estratificación cruzada indicando flujo y reflujo del agua (Flood and ebb), cross stratification con mud drapes (Tidal bundles), wavy bedding flaser, compound cross stratification y counter flow ripples (Ecopetrol, 2012)¹⁴, permite identificar que existen procesos dominados por mareas.

Una secuencia vertical de bahía influenciada por procesos mareales (Figura 6) presenta facies similares a las encontradas en la Formación UNE. La secuencia es granodecreciente, inicia en facies de estratificación cruzada a gran escala, estratificación cruzada compuesta o estratificación planar tabular a gran escala indicando condiciones más profundas (*Shallow marine tidal platform– subtidal*), posteriormente pasa a estratificación cruzada de pequeña escala, ripples o estratificación horizontal y mayor cantidad de *mud drapes* indicando condiciones más someras (*intertidal*) y la secuencia finaliza con sedimentos finos, lodosos, con trazas de raíces, material carbonoso, *flaser*, *mud drapes* mostrando la parte más somera y cercana del continente (*bay margin mudstone-supratidal*).

A partir de la descripción sedimentológica de la Formación UNE, en el núcleo de la Formación UNE, se definieron las facies que se encuentran en la Tabla 1.

¹³ Ecopetrol. Reporte interno. Informe final de la reconstrucción paleoambiental de cada una de las unidades de interés exploratorio para las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. 2012

¹⁴ Ibid

La asociación de estas facies permite definir claramente el ambiente de depositación:

Supratidal (Bay Margin Basin)

- Mudstone Carbonaceous
- Linsen
- Wavy
- Wispy
- Mud Drape

Intertidal

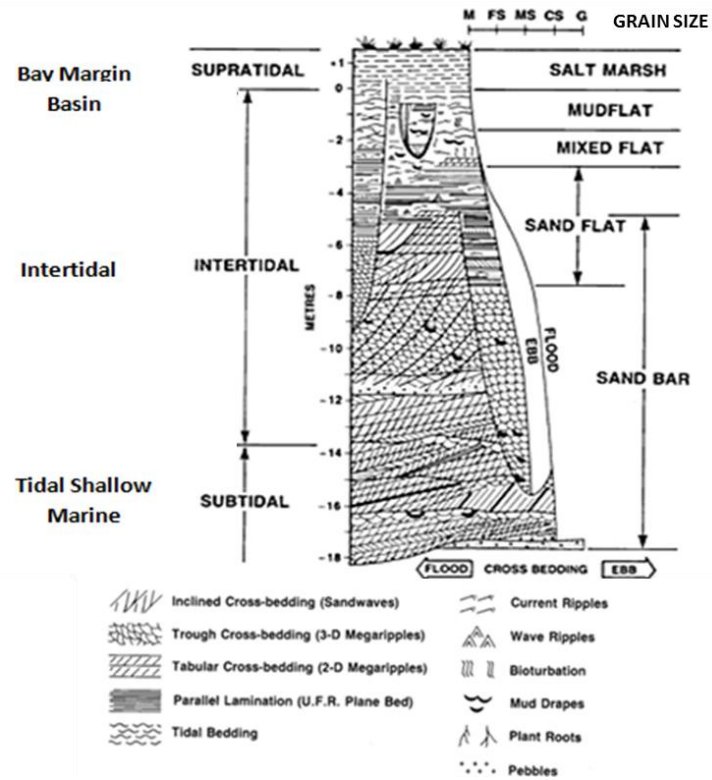
- Trough cross stratification
- Trough cross stratification with mud drapes
- Horizontal stratification
- Bioturbation
- Ripples

Subtidal (Shallow marine Tidal Platform).

- Compound cross stratification
- Planar tabular stratification
- Trough cross stratification

Por todos los factores anteriormente enunciados, se define que el ambiente de depositación de la Formación UNE en el área de estudio corresponde a un Tidal flat (Bahía Dominada por mareas).

Figura 6. Sección estratigráfica esquemática mostrando una secuencia mareal completa, Bay of Fundy, Canadá



Fuente: Dalrymple Robert, Davis Richar. Principles of Tidal Sedimentology. Springer, New York, Heidelberg. 2011

4. MODELAMIENTO PETROFÍSICO DE LA FM UNE A PARTIR DE INFORMACIÓN DE NÚCLEO.

4.1 DEFINICIÓN DE FACIES DE LA FM UNE EN EL POZO INVESTIGADOR-1.

El presente trabajo tomó como base la interpretación sedimentológica realizada por Ecopetrol (2012)¹⁵. En dicho trabajo se partió de la descripción sedimentológica de los núcleos de perforación a escala 1:10, luego la definición de facies y asociación de las mismas, posterior a esto se interpretaron los ciclos estratigráficos para llegar a una interpretación ambiental.

Para este trabajo se emplearon las 8 litofacies definidas por Ecopetrol (2012)¹⁶, según Tabla 1.

Tabla 1. Litofacies definidas para la Fm Une en el pozo Investigador-1

NOMENCLATURA	NOMBRE DE LA FACIES	
CxSs	Cross stratification sandstone.	Trough cross stratification
		Planar tabular stratification
		Compound cross stratification
		Ripples
HdBdSs	Horizontal Bedding Sandstone	
PpSs	Upper flow regimen	
	Plane parallel sandstone	
SlessSs	Structureless sandstone	
md-l-Ss-Mt	Sandstone and silstone with mud and carbon drapes, linsen, lamination mudstone, wispy and wavy lamination	

¹⁵ Ecopetrol. Reporte interno. Informe final de la reconstrucción paleoambiental de cada una de las unidades de interés exploratorio para las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. 2012

¹⁶ Ibid

NOMENCLATURA	NOMBRE DE LA FACIES
Mtc	Mudstone carbonaceous and coal
Psol	Paleosol
PblCg	Pebbles and conglomerates.

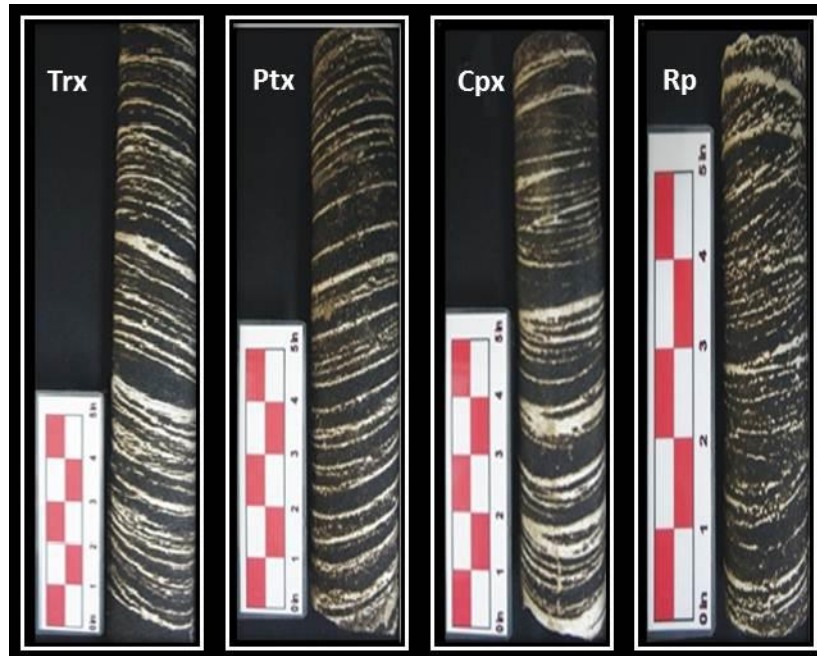
Fuente: Ecopetrol. Reporte interno. Informe final de la reconstrucción paleoambiental de cada una de las unidades de interés exploratorio para las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. 2012

A continuación se describirá brevemente las características generales de las facies de principal importancia desde el punto de vista de roca almacenadora y que son objeto de investigación del presente trabajo.

4.1.1 Cross stratification sandstone (CxSs). Según Ecopetrol (2012)¹⁷, esta facies está compuesta por arenas finas, medias y gruesas, de regular a buen sorteado. Dentro de esta facies se encuentran las estructuras sedimentarias: trough cross stratification (Figura 7 (Trx)), planar tabular stratification (Figura 7 (Ptx)), compound cross stratification (Figura 7 (Cpx)) y ripples (Figura 7 (Rp)).

¹⁷ Ibid

Figura 7. (Facies Cxss clasificadas según sus estructuras sedimentarias)



Fuente: Ecopetrol. Reporte interno. Informe final de la reconstrucción paleoambiental de cada una de las unidades de interés exploratorio para las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. 2012

4.1.2 Horizontal bedding sandstone (HzBdSs). Según Ecopetrol (2012)¹⁸ esta facies corresponde principalmente a Cuarzoarenitas de moderada selección (Figura 8).

¹⁸ Ibid

Figura 8. Facies HzSs: Horizontal stratification sandstone.

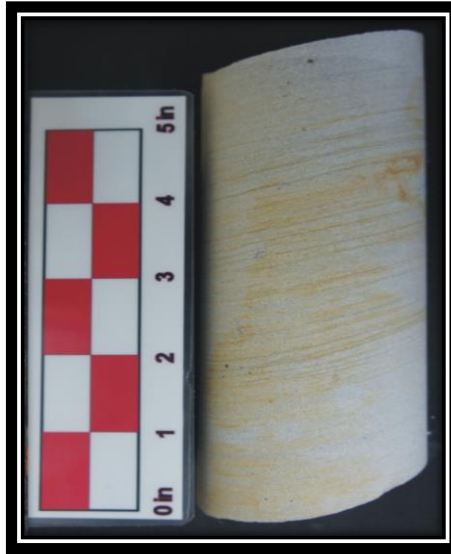


Fuente: Ecopetrol. Reporte interno. Informe final de la reconstrucción paleoambiental de cada una de las unidades de interés exploratorio para las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. 2012

4.1.3 Plane parallel Sandstone (PpSs). Según Ecopetrol (2012)¹⁹ esta facies presenta Laminación horizontal producida por capas planas con partición lineal (Figura 9).

¹⁹ Ibid

Figura 9. Facies PpSs: Plane parallel sandstone.



Fuente: Ecopetrol. Reporte interno. Informe final de la reconstrucción paleoambiental de cada una de las unidades de interés exploratorio para las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. 2012

4.1.4 Structureless sandstone (SlesSs). Según Ecopetrol (2012)²⁰, esta facies se caracteriza por no presentar estructuras sedimentarias. Principalmente son descritas como Cuarzoarenitas.

²⁰ Ibid

Figura 10. Facies SlesSs: Structureless Sandstone.



Fuente: Ecopetrol. Reporte interno. Informe final de la reconstrucción paleoambiental de cada una de las unidades de interés exploratorio para las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. 2012

4.2 AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN DE LA FM UNE A PARTIR DE LA ASOCIACIÓN DE FACIES EN EL POZO INVESTIGADOR-1.

En la Tabla 2 se presenta el resumen de la asociación de facies planteada por Ecopetrol (2012)²¹, quienes plantean un ambiente general para la Fm Une en el pozo Investigador-1 de Tidal Flat. Los subambientes se logran establecer según la asociación de facies propuesta en la tabla 2.

²¹ Ibid

Tabla 2. Asociación de facies identificadas para la Fm Une.

ASOCIACIÓN DE FACIES.

INTERPRETACIÓN AMBIENTAL.

Mudstone carbonaceous – linsen – wavy – wispy - mud drape.	Supratidal (Bay margin basin).
Trough cross stratification- Trough cross stratification with mud drapes- horizontal stratification - bioturbation – ripples.	Intertidal.
Compound cross stratification - planar tabular stratification, trough cross stratification.	Subtidal (Shallow marine Tidal Platform).

Fuente: Ecopetrol. Reporte interno. Informe final de la reconstrucción paleoambiental de cada una de las unidades de interés exploratorio para las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. 2012

4.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS FACIES ALMACENADORAS DE LA FM UNE EN EL POZO INVESTIGADOR-1.

Si bien hay diversidad de facies en el núcleo del pozo Investigador-1 pertenecientes a la Fm Une, en el presente capítulo se ahondará en la caracterización de las facies que se encuentran con mayor abundancia en el núcleo y a las que se les observó impregnación de hidrocarburos. Las facies Trx y Ptx clasificadas por Ecopetrol (2012)²² dentro de la facie Cx; se tratarán en el presente trabajo, como facies independientes, ya que como se verá más adelante presentan características ligeramente diferentes una de la otra.

4.3.1 Propiedades Petrofísicas Básicas. Los datos reportados en el presente documento corresponden a muestras de roca obtenidas del núcleo del pozo en mención. Se trabajó principalmente con dos tipos de muestras: 1. Muestras consolidadas, las cuales por sus características físicas permitieron trabajarse

²² Ibid

como plugs (muestras regulares de forma cilíndrica, según practica API 40); 2. Muestras inconsolidadas o irregulares.

La saturación de fluidos se estimó empleando el método Dean Stark, según metodología explicada en el **manual ICP-ICP-F-062 Versión 1** de Ecopetrol²³. La saturación de fluidos se logra midiendo el volumen de agua luego de extraer los fluidos contenidos en la muestra empleando tolueno como disolvente de transporte, en este método se mide el contenido de agua; el volumen de hidrocarburo se estima teniendo en cuenta el volumen poroso de la muestra, el volumen de agua, el peso de la muestra inicial, el peso de la muestra seca y la densidad esperada del hidrocarburo contenido en la muestra, como puede verse en la ecuación 1.

$$V_o = \frac{(W_s - W_D) - V_w * \rho_w}{\rho_o} \quad \text{(Ecuación 1)}$$

Donde

Vo = Volumen del hidrocarburo

Ws = Volumen de la muestra saturada

Vw = Volumen de agua medida.

Pw = Densidad del agua

Po= Densidad del hidrocarburo

Teniendo en cuenta lo anterior, es muy importante observar que el éxito en la estimación más cercana al valor real de saturación de aceite en una muestra, depende de la preservación de los fluidos originales de la roca y su permanencia en la misma. La pérdida de fluidos, redundará en errores importantes en la estimación de estas saturaciones.

²³ Ecopetrol. Manual ICP-ICP-F-062 Versión 1. 2013

Los datos de porosidad y permeabilidad se obtuvieron empleando dos diferentes métodos. Para muestras consolidadas y/o regulares se empleó el equipo AUTOMATED CORE MEASUREMENT SYSTEM (CMS-400), el cual utiliza la ley de Boyle para la medición del volumen poroso y flujo de gas en estado inestable para la medición de la permeabilidad Klinkenberg. Si bien las mediciones se hicieron a dos presiones de confinamiento, los valores reportados en este documento son los obtenidos a mayor presión de confinamiento (1200 psi).

Las muestras irregulares o que luego de medirse en el CMS-400 resultaron con permeabilidades mayores a 4000 mD, fueron medidas en los equipos convencionales. La medición convencional del volumen poroso se hace por medio de un porosímetro. El peso de la muestra limpia y seca se mide en una balanza analítica para de esta manera obtener los datos necesarios para estimarla densidad de granos. Ecuación 2

$$\text{Densidad de granos g/cm}^3 = \frac{W_T}{V_g} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde W_t = Peso total de la muestra seca.

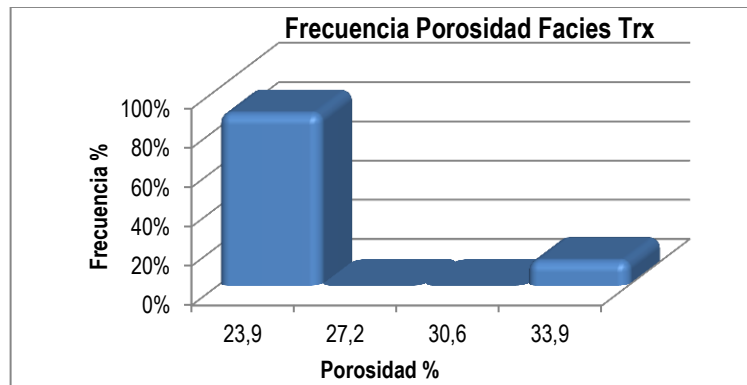
V_g = Volumen total de la muestra seca.

La permeabilidad se obtiene en permeámetro convencional de estado estable.

4.3.1.1 Facies Trx. La facies Trx, presenta un rango porosidades entre 23,9 a 33,9; con un claro dominio de valores cercanos a 23%. La permeabilidad oscila entre 1500 a 3400 milidarcies, con un claro dominio de valores cercanos a los 3400 milidarcies. Los valores de % arcillas se encuentra en rangos entre 6 -18%, sin un claro dominio. El tipo predominante de arcilla es la caolinita. La saturación de aceite si bien resultó tener gran incertidumbre, puede emplearse como referencia para comparar la calidad de reservorio de cada facie. Los valores de

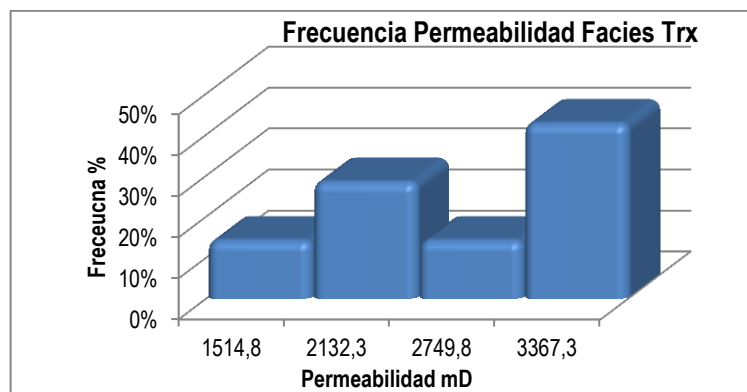
saturación de aceite oscilan entre 18-41%, con mayores frecuencias hacia los valores más altos.

Figura 11. Gráfico de distribución de frecuencias de la porosidad de la facies Trx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.



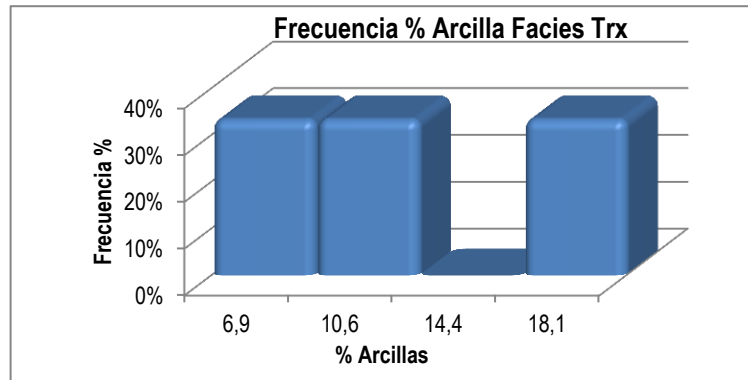
Datos tomados por Ecopetrol.

Figura 12. Gráfico de distribución de frecuencias de la permeabilidad de la facies Trx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.



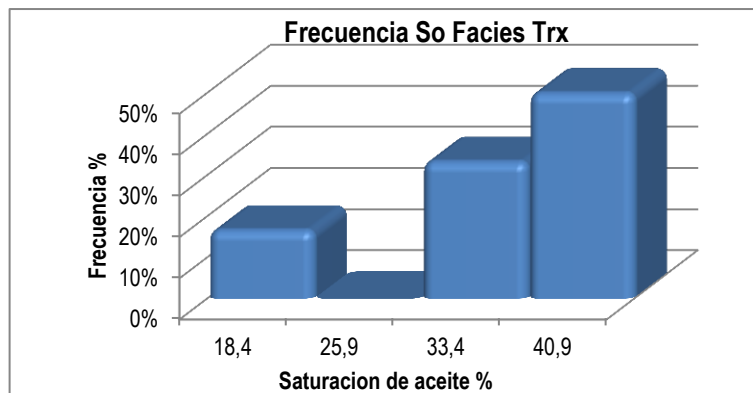
Datos tomados por Ecopetrol.

Figura 13. Gráfico de distribución de frecuencias del % de arcillas de la facies Trx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.



Datos tomados por Ecopetrol.

Figura 14. Gráfico de distribución de frecuencias de la saturación de aceite de la facies Trx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.

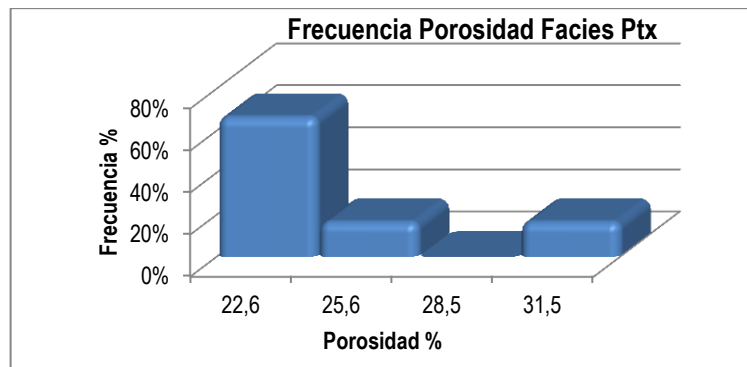


Datos tomados por Ecopetrol.

4.3.1.2 Facies Ptx. La facies Ptx, presenta un rango porosidades entre 22 a 32%; con un claro dominio de valores cercanos a 22%. La permeabilidad oscila entre 400 a 1500 milidarcies, con un claro dominio de valores cercanos a los 1500 milidarcies. Los valores de % arcillas se encuentra en rangos entre 12 -26%, con un dominio hacia los valores medios (19%). El tipo predominante de arcilla es la caolinita. La saturación de aceite si bien resultó tener gran incertidumbre, puede

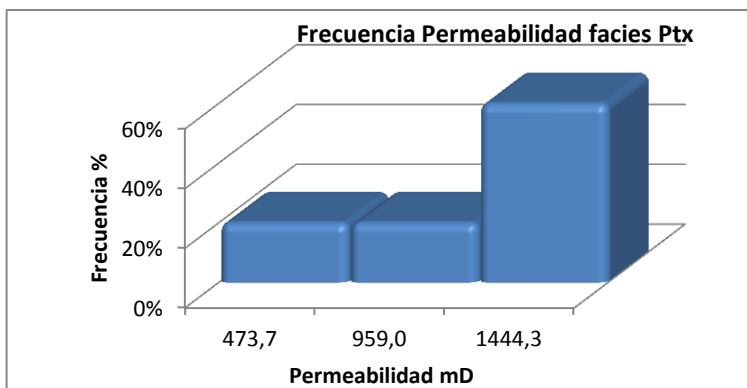
emplearse como referencia para comparar la calidad de reservorio de cada facie. Los valores de saturación de aceite oscilan entre 10-45%, con mayores frecuencias hacia los valores intermedios (27%).

Figura 15. Gráfico de distribución de frecuencias de la porosidad de la facies Ptx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.



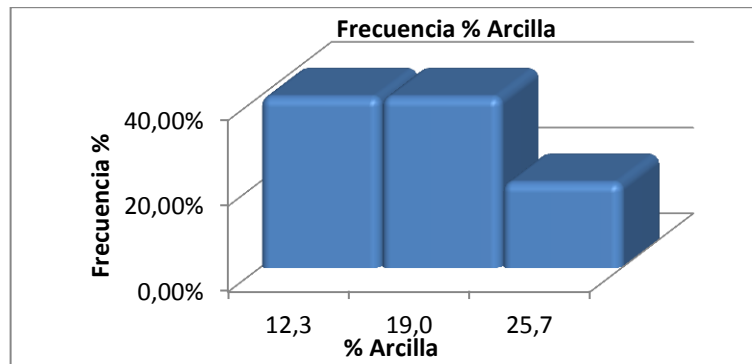
Datos tomados por Ecopetrol.

Figura 16. Gráfico de distribución de frecuencias de la permeabilidad de la facies Ptx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.



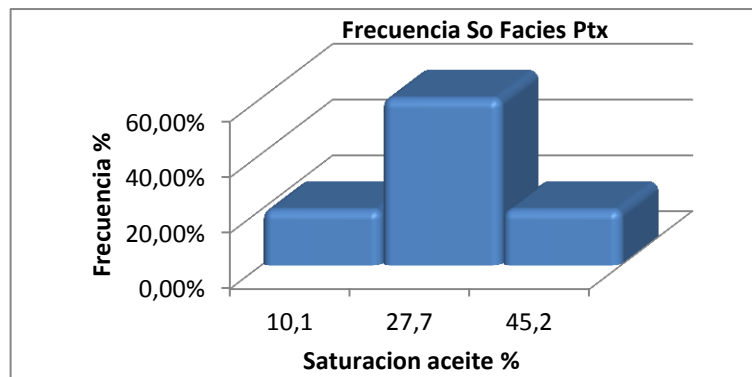
Datos tomados por Ecopetrol.

Figura 17. Gráfico de distribución de frecuencias del % de arcillas de la facies Ptx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.



Datos tomados por Ecopetrol.

Figura 18. Gráfico de distribución de frecuencias de la saturación de aceite de la facies Ptx de la Fm Une en el pozo Investigador-1.

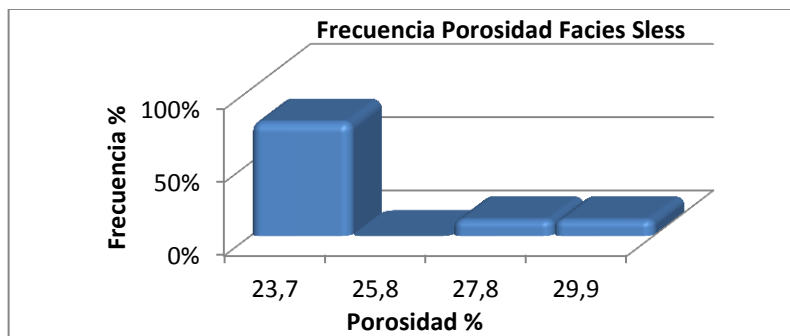


Datos tomados por Ecopetrol.

4.3.1.3 Facies Sless: La facies Sless, presenta un rango porosidades entre 23 a 30%; con un claro dominio de valores cercanos a 23%. La permeabilidad oscila entre 4200 a 9100 milidarcies, con un claro dominio de valores cercanos a los 4200 milidarcies. Los valores de % arcillas se encuentra en rangos entre 1.2 - 7.9%, con un dominio hacia los valores medios (5%). El tipo predominante de arcilla es la caolinita. La saturación de aceite si bien resultó tener gran incertidumbre, puede emplearse como referencia para comparar la calidad de

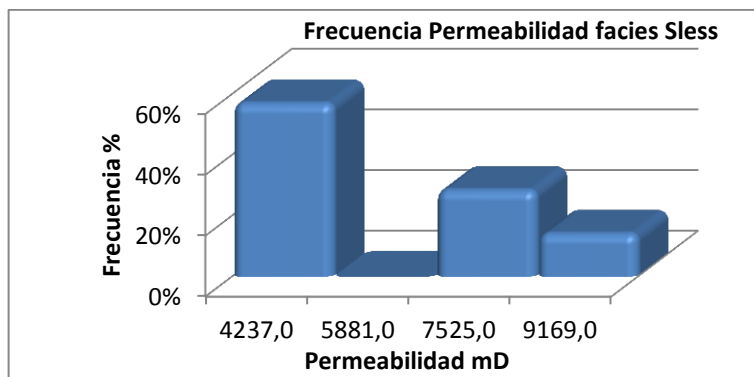
reservorio de cada facies. Los valores de saturación de aceite oscilan entre 25-50%, con mayores frecuencias hacia los valores intermedios (34%).

Figura 19. Gráfico de distribución de frecuencias de la porosidad de la facies Sless de la Fm Une en el pozo Investigador-1.



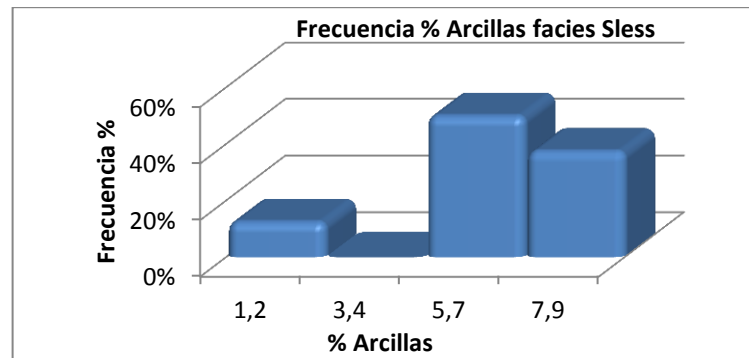
Datos tomados por Ecopetrol.

Figura 20. Gráfico de distribución de frecuencias de la permeabilidad de la facies Sless de la Fm Une en el pozo Investigador-1.



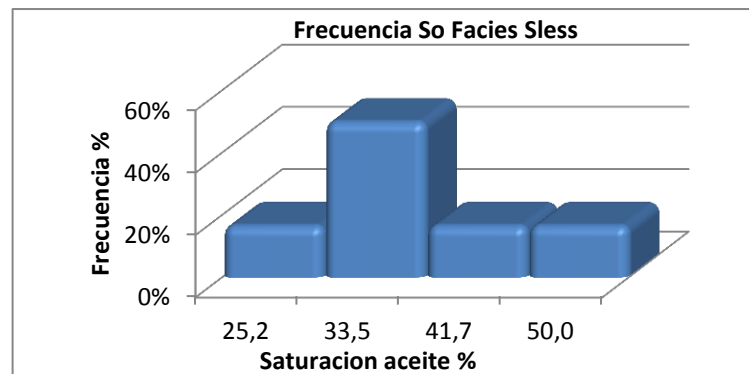
Datos tomados por Ecopetrol.

Figura 21. Gráfico de distribución de frecuencias del % de arcillas de la facies Sless de la Fm Une en el pozo Investigador-1.



Datos tomados por Ecopetrol.

Figura 22. Gráfico de distribución de frecuencias de la saturación de aceite de la facies Sless de la Fm Une en el pozo Investigador-1.



Datos tomados por Ecopetrol.

4.3.1.4 Facies HzBd: La facies HzBd, no tuvo suficiente muestras para obtener una distribución por frecuencias, por los que se presentan los valores promedio de la misma. La porosidad promedio está alrededor de 21.5% La permeabilidad promedio está alrededor de 1500 milidarcies. El % arcillas promedio es 17.5%. El tipo predominante de arcilla es la caolinita. La saturación de aceite está alrededor de 26%.

4.3.2 Impregnación visual del núcleo de la FM Une en el pozo investigador-1.

Inicialmente se trató de hacer una clasificación convencional por tipos de roca; sin embargo debido a la heterogeneidad del reservorio, a su alta intercalación de litologías, no fue posible realizarlo de esta manera; por citar un ejemplo; como puede observarse, la porosidad en cada una de las facies resulta ser muy similar, cercana al 22%; la saturación de aceite estimada a partir del método Dean Stark resultó con una alta incertidumbre, debido a la pérdida de fluidos a la hora del corazonamiento. En teoría cuando no existe pérdida de fluidos en la muestra, y teniendo en cuenta que no se detectó presencia de gas, la suma de la saturación de aceite y la saturación de agua debe ser cercana a 100%. Sin embargo, se observó que las muestras de la Fm Une se alejaban de esta regla esperada, luego es importante aclarar que los valores estimados de saturación de aceite están subestimados en un porcentaje difícil de determinar por métodos analíticos. Por otro lado se identificó que la permeabilidad y el porcentaje de arcilla en cada facies muestra rangos si bien no rotundamente discriminatorios, si permite mostrar que existen facies con mejores valores de cada una de estas propiedades. Por ejemplo, la facies Sless muestra los valores más altos de permeabilidad y los más bajos de % de arcillas, por otro lado según Ecopetrol (2013)²⁴, el tipo de arcilla en esta facies es más cristalina, probablemente autigénica, lo que favorecería una textura microporosa que ayudaría a mejorar la impregnación. Para la facies Trx se identificaron buenos valores de permeabilidad (1500 a 3400 milidarcies) y valores aceptables de % de arcilla. (6 -18%). Para la facies Ptx, el rango de valores sigue siendo bueno, sin embargo más bajo que las facies anteriormente descritas (400 a 1500 milidarcies), y valores de % de arcilla mayores a las facies Sless y Trx (12 - 26%).

²⁴ Ecopetrol. Informe de Afinación del modelo petrofísico de Río Güejar con nuevos resultados de corazones. Reporte interno. 2013

Por tanto el primer criterio para definir calidad o tipo de roca en este reservorio sería la facies, la cual se obtuvo de la descripción a detalle realizada por Ecopetrol (2012)²⁵, de esta manera la calidad de las mejores facies se identificó de 1 a 4 siendo 1 la de mejor calidad y 4 la de peor calidad:

Sless

Trx

HzBd

Ptx.

El siguiente criterio empleado para definir la calidad o tipo de roca, y que funcionó muy bien es la impregnación visual. Para esto se definió una escala cualitativa de impregnación, la cual fue modificada de la realizada por Ecopetrol (2013)²⁶ (Figura 23). Esta escala tiene 5 clasificaciones:

Excelente

Bueno

Regular

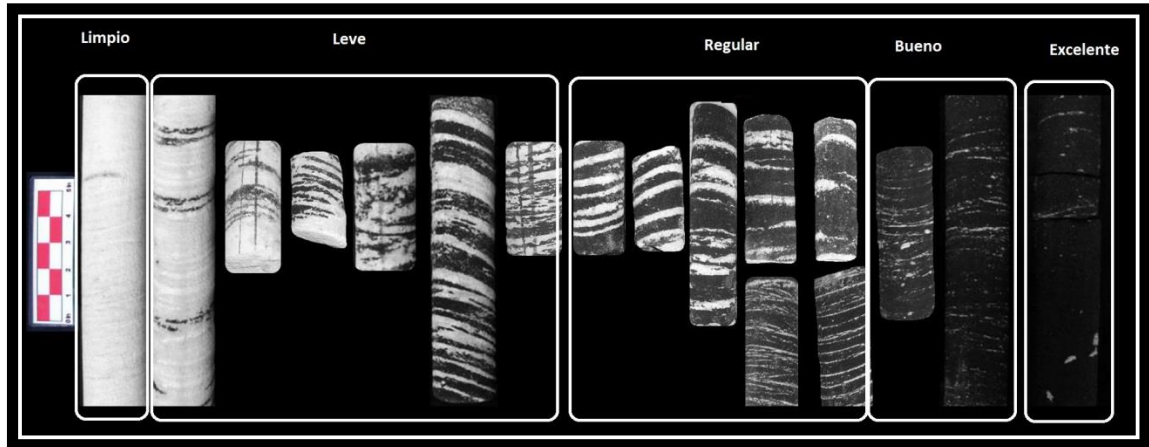
Leve

Limpio.

²⁵ Ecopetrol. Reporte interno. Informe final de la reconstrucción paleoambiental de cada una de las unidades de interés exploratorio para las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. 2012

²⁶ Ecopetrol, Informe Técnico con el análisis del impacto de los resultados del pozo E-2 en el entendimiento de los factores geológicos que controlan las acumulaciones de arenas bituminosas en el área de Río Guejar. Reporte Interno. 2013

Figura 23. Escala de impregnación definida para este trabajo



Fuente: Ecopetrol, Informe Técnico con el análisis del impacto de los resultados del pozo E-2 en el entendimiento de los factores geológicos que controlan las acumulaciones de arenas bituminosas en el área de Río Guejar. Reporte Interno. 2013

Esta clasificación resultó ser muy confiable, ya que se está haciendo la valoración sobre la misma roca, y no resulta de un modelo creado, sino de la observación directa.

4.3.3 Definición de tipos de roca. Teniendo de cuenta que la heterogeneidad y complejidad del reservorio no permitió hacer una clasificación convencional de tipos de roca, y en aras de poder llegar a crear un modelo de saturación de agua basado en presiones capilares, el cual emplea tipos de roca, y basados en el hecho que tanto las facies definidas para el reservorio como la impregnación visual son coherentes con la calidad de roca, se empleó la combinación de estos dos factores para crear 4 tipos de roca., Posteriormente se emplearan los tipos de roca 1, 2 y 3 para ser modelados por presiones capilares.

4.3.3.1 Tipo de Roca 1: El tipo de roca 1 en el reservorio de la Fm Une se definió para los intervalos en que se cumplía la condición de que la facies es Sless o Trx, y la impregnación es excelente.

4.3.3.2 Tipo de Roca 2: Facies Sless, Trx, Ptx, HsBd y grado de impregnación bueno.

4.3.3.3 Tipo de roca 3: Facies Sless, Trx, Ptx, HzBd y grado de impregnación regular o leve.

4.3.3.4 Tipo de roca 4: Todas las facies y grado de impregnación Limpio.

4.4 DETERMINACIÓN DE SATURACIÓN IRREDUCIBLE A PARTIR DE PRESIONES CAPILARES POR PLATO POROSO

Según informe interno **10003235 ID0146 T67 13 0333**²⁷, Las pruebas se llevaron en el laboratorio de análisis petrofísicos del Instituto Colombiano del Petróleo de Ecopetrol S.A. sobre las muestras sin restauración de mojabilidad, por el método de plato poroso, utilizando el equipo de presión capilar a presión de sobrecarga y temperatura ambiente, los equipos utilizados fueron electrocapilarómetro convencional y automático, sistema de inyección, manómetros de medida, resistómetro y sistemas de recolección y medición de afluentes.

Para la realización de la pruebas se siguieron los Procedimientos Internos Técnicos de Ensayo UST-147-P-025 y UST-147-P-035, estos procedimientos aplican para la ejecución de ensayos en determinación de la presión capilar por plato poroso aceite- agua e Índice de resistividad y el exponente de saturación (n) para una muestra de roca de yacimiento a partir de métodos indirectos de acuerdo a Art. SPE 15271 parte 4, y la operación del equipo se realizó siguiendo los

²⁷ Ecopetrol. Reporte interno 10003235 ID0146 T67 13 0333, Laboratorio de análisis petrofísicos especiales. 2013

procedimientos técnicos operativos UST-147-P-509 e UST-147-P-511. Para la salmuera con la cual se satura la muestra, se empleó un agua con una concentración de NaCl de 286.57 ppm, dato obtenido de un pozo perforado en el mismo bloque exploratorio y en la misma unidad estratigráfica.

4.3.1. Presión capilar tipo de roca 1. El tipo de roca 1 representa la roca en el reservorio con mejor calidad (Tabla 3). Por lo tanto se escogió para este tipo de roca la curva de presión capilar con mejores propiedades, o sea con menor saturación irreducible (Figura 24).

4.3.2 Presión capilar tipo de roca 2. Para el tipo de roca 2 se empleó curva de presión capilar de la roca con buenas propiedades, sin embargo no resulta ser tan buena como la tipo 1. (Figura 24) Tabla 3

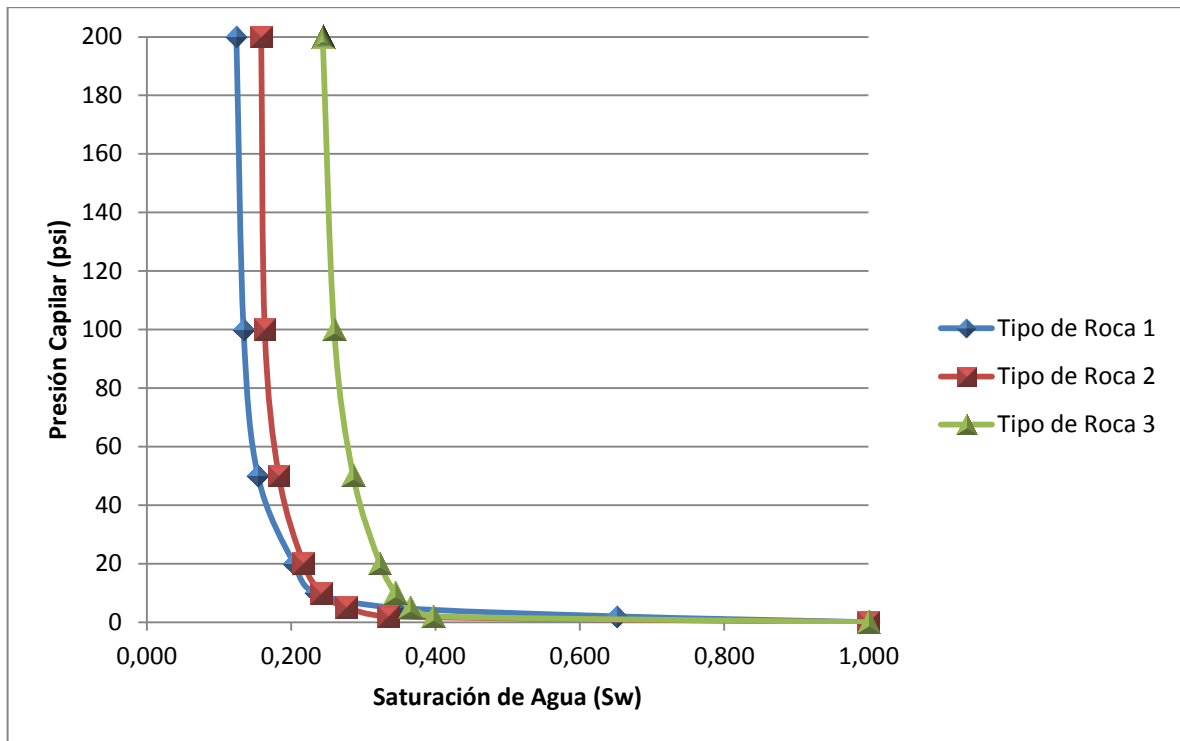
4.3.3 Presión capilar tipo de roca 3.

Para este tipo de roca, se empleó los datos de presión capilar de la muestra de roca de menor calidad como reservorio. (Figura 24) Tabla 3.

Tabla. 3. Presiones capilares e Índice de resistividad para los tipos de roca 1, 2 y 3.

	Tipo de roca 1		Tipo de roca 2		Tipo de roca 3	
	Ka = 2111.82 md Por = 0.23		Ka = 4781.91 md Por = 0.24		Ka = 1621.53 md Por= 0.20	
Pc (psi)	Sw	IR	Sw	IR	Sw	IR
0	1,00		1,00		1,00	
2	0,65	1,69	0,33	4,06	0,40	2,94
5	0,34	4,10	0,28	6,17	0,37	4,25
10	0,23	7,76	0,24	8,07	0,34	5,60
20	0,20	10,56	0,22	10,36	0,32	7,26
50	0,15	16,33	0,18	14,53	0,29	10,49
100	0,13	23,36	0,16	19,35	0,26	14,82
200	0,12	27,01	0,16	21,72	0,24	17,06

Figura 24. Curvas de presión capilar sistema aceite agua para los tipos de roca 1, 2 y 3 de la Fm Une en el pozo Investigador-1.



4.4 CALCULO DE HPT A PARTIR DEL MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA EMPLEANDO FUNCIÓN J.

Si bien, el objetivo principal del trabajo de investigación es determinar el HPT empleando modelado de alta resolución, se realizó el cálculo del mismo, a partir de información netamente analítica combinado con la observación directa de la roca; esto con el fin de tener un estimado de un cálculo de HPT a partir de otra metodología y poder comparar con los resultados obtenidos del modelado convencional y de alta resolución, para determinar la coherencia entre los resultados. Si bien, es difícil esperar resultados iguales a partir de las diferentes técnicas, las tendencias y los resultados de manera general deben ser coherentes.

Para este caso se empleó el cálculo de la saturación de agua empleando la técnica de la función J, de Leverett (1941, 1941)^{28, 29}, El-Khatib (1995)³⁰, Harrison (2001)³¹. Ecuación 3, la sensibilidad en la exactitud de este método está en ciertos factores de los cuales no se tiene certeza en el pozo objeto de la presente investigación, como es el Free Water Level y el equilibrio hidrostático, ya que por ser un pozo estratigráfico, no es posible obtener pruebas de formación que permitan determinar gradientes de presión de los fluidos, y por tanto no se puede determinar con total exactitud estos parámetros.

$$J(s) = \left(\frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \right) * \sqrt{K/\phi} \quad (\text{Ecuación 3}).$$

Donde

Pc= Presión capilar

σ = Tensión interfacial

J(s)= Función J. Adimensional

Φ = Porosidad en fracción

Θ = Angulo de contacto de los fluidos.

K= Permeabilidad en mD.

Es sumamente importante que las unidades involucradas en el cálculo de este factor sean coherentes.

²⁸ Lofts, J., and G. Page, Defining thin beds and improving net pay with modern logging and core-interpretation techniques, in M. Lovell and N. Parkinson, eds., Geological applications of well logs: AAPG Methods in Exploration No. 13, 2002

²⁹ Looyestijn, W. J., Deconvolution of Petrophysical Logs: Applications and Limitations, in Transactions of the SPWLA 23rd Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper W, 1982

³⁰ EL-Khatib N. Development of a Modified Capillary Pressure J-Function. SPE 29890. 1995

³¹ Harrison B. Saturation Height Methods and Their Impact on Volumetric Hydrocarbon in Place Estimates SPE 71326. 2001

Como

$$P_c = (\Delta\rho * g * h) \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde $\Delta\rho$ = Diferencia de densidades del agua y el aceite

g = gravedad

h = altura desde el nivel libre de agua.

Se puede calcular el factor J en función de h .

Donde

$$J = \left(\frac{\Delta\rho * g * h}{\sigma * \cos\theta} \right) * \sqrt{K/\phi} \quad (\text{Ecuación 5})$$

De la anterior ecuación y en aras de unificar unidades se trabaja con la siguiente ecuación:

$$J = 0.21645 * \left(\frac{P_c}{\sigma * \cos\theta} \right) * \sqrt{K/\phi} \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde las unidades correspondientes son:

P_c = psi

σ = dyn/cm² (45.12 Medido en laboratorio de reología del ICP, empleando tensiómetro Dataphysocs Dcat11)

θ = grados (30°) para este caso sistema agua aceite, tomado de Crain's Petrophysics Handbook (<http://www.spec2000.net>)

K = milidarcies

ϕ = Fracción.

Empleando la ecuación anterior (ecuación 6) se obtienen los respectivos valores de J , según la P_c , así mismo cada presión capilar tiene asociado para cada tipo de roca una saturación de agua medida. (Tabla 4, 5 y 6).

Tabla 4. Valores de Presión capilar, J calculada para cada Pc, Saturación de agua para cada Pc, y la saturación de agua libre para el tipo de roca 1. Swirr en verde.

TIPO DE ROCA 1			
Pc	J	Sw	Sw-Swirr
psi		%	%
0.00	0.00	1.00	0.88
2.00	1.05	0.65	0.53
5.00	2.62	0.34	0.22
10.00	5.23	0.23	0.11
20.00	10.46	0.20	0.08
50.00	26.16	0.15	0.03
100.00	52.32	0.13	0.01
200.00	104.65	0.12	0.00

Tabla 5. Valores de Presión capilar, J calculada para cada Pc, Saturación de agua para cada Pc, y la saturación de agua libre para el tipo de roca 2. Swirr en verde.

TIPO DE ROCA 2			
Pc	J	Sw	Sw-Swirr
psi		%	%
0.00	0.00	1.00	
2.00	1.55	0.33	0.18
5.00	3.86	0.28	0.12
10.00	7.73	0.24	0.08
20.00	15.46	0.22	0.06
50.00	38.64	0.18	0.02
100.00	77.28	0.16	0.01
200.00	154.57	0.16	0.00

Tabla 6. Valores de Presión capilar, J calculada para cada Pc, Saturación de agua para cada Pc, y la saturación de agua libre para el tipo de roca 3. Swirr en verde.

TIPO DE ROCA 3			
Pc	J	Sw	Sw-Swirr
psi		%	%
0.00	0.00	1.00	
2.00	0.88	0.40	0.15
5.00	2.20	0.37	0.12
10.00	4.39	0.34	0.10
20.00	8.78	0.32	0.08
50.00	21.95	0.29	0.04
100.00	43.91	0.26	0.02
200.00	87.81	0.24	0.00

Para el cálculo de Sw, en cada intervalo de la Fm Une en el pozo investigador-1, según el tipo de roca, se emplea la ecuación de la función J en función de Sw de Leverette planteada por Harrison (2001)³² donde

$$J = a * (Sw)^b \text{ (Ecuación 7)}$$

Si se grafica los valores de J vs los valores de Sw en una escala logarítmica, se obtendrá una ecuación de la forma $Y=a*x^b$, de allí se obtendrían los valores de a y b, para ser reemplazados en la ecuación y luego despejando la ecuación se podría obtener el valor de Sw en función de J(h), empleando los valores de a y b. Esto se hizo para cada tipo de roca. En nuestro caso de ejemplo se realizó esta correlación sencilla de Sw Vs J puesto que estamos obteniendo una correlación por solo un tipo de roca. En casos para los cuales se dispone de múltiples pruebas

³² Harrison B. Saturation Height Methods and Their Impact on Volumetric Hydrocarbon in Place Estimates SPE 71326. 2001

de presión capilar se recurren a métodos más complejos para obtener estas correlaciones entre Sw Vs J.

Para obtener el valor de Sw(h) se sumó Sw obtenida de la ecuación anterior más Swirr para cada tipo de roca.

Los resultados están contenidos en la Tabla 7

Tabla 7. Valores obtenidos de Swirr, a, b, para cada tipo de roca.

TIPO DE ROCA 1		TIPO DE ROCA 2		TIPO DE ROCA 3	
Swirr	0.124	Swirr	0.158	Swirr	0.244
a	0.5982	a	0.441	a	0.0131
b	-1.02	b	-1.076	b	-2.425

4.4.1 determinación de sw para cada tipo de roca. Se creó una “curva” de tipo de roca, con los criterios definidos anteriormente (numeral 4.4), aprovechando que existía dato de facies e impregnación para toda la columna del núcleo del pozo Investigador-1. Se construyó una “curva” donde para cada profundidad de 0.5 ft, se determinó que tipo de roca correspondía (aprovechando la información proporcionada por la columna estratigráfica del pozo Investigador-1 hecha por Ecopetrol, 2012)³³.

4.4.2 FWL. Un criterio sumamente importante para el cálculo de J(h), es el FWL, ya que de la ecuación:

³³ Ecopetrol. Reporte interno. Informe final de la reconstrucción paleoambiental de cada una de las unidades de interés exploratorio para las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. 2012

$$J = \left(\frac{\Delta \rho * g * h}{\sigma * \cos \theta} \right) * \sqrt{K/\phi} \quad (\text{Ecuación 8})$$

h se refiere a altura sobre el FWL (Free Water Level). Para el caso del pozo Investigador-1 por ser estratigráfico, en donde no se tenía datos de pruebas de presión de formación con las cuales definir los gradientes de los fluidos, el criterio definido para establecer el FWL en este pozo fue observar directamente sobre la roca expuesta en el núcleo, la profundidad en la cual se encontraron facies de excelentes calidades como reservorio (ej: Sless, Trx) y cuya impregnación fuera nula, o sea, $S_w=1$. Donde no existiera ningún tipo de manchamiento de hidrocarburo. Según este criterio, se definió que el FWL para este pozo está en 1191.5 ft, teóricamente se pudiera definir que a esta profundidad tendríamos nuestro nivel de presión capilar igual a cero, lo cual es factible por las características de estos yacimientos con buenas porosidades y permeabilidades manejamos zonas de transición cortas y se puede asumir el FWL es muy cercano o igual al contacto agua petróleo.

4.4.3 Cálculo de HPT para el pozo investigador-1 usando SW a partir de presiones capilares. El HPT (Hydrocarbon Pore Thickness) o mal llamado por algunos autores Volumen poroso de hidrocarburos, es una expresión planteada por Passey et al., 2006³⁴, para simplificar la expresión del OOIP (Original Oil in Place).

Ya que

$$OOIP = A * h * \phi * (1 - S_w) * 7758 * \left(\frac{1}{B_{oi}} \right) \quad (\text{Ecuación 9})$$

Donde A = Area en acres del reservorio

h= Espesor pay en pies

³⁴ Passey, Q. R., K. E. Dahlberg, K. B. Sullivan, H. Yin, Y. H. Xiao, A. G. Guzman-Garcia. Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs. AAPG Archie Series, No. 1. Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 2006

ϕ = Porosidad promedio total del pay en fracción

S_w = Saturación de agua en fracción.

B_{oi} = Factor volumétrico inicial promedio bbl/stb.

EL HPT se simplifica a la expresión

$$HPT = h * \phi * (1 - S_w) \quad (\text{Ecuación 10})$$

Por tanto

$$OOIP = A * HPT * 7758 * \left(\frac{1}{B_{oi}}\right) \quad (\text{Ecuación 11})$$

Este valor de HPT es objeto de determinación del presente trabajo, como criterio comparativo entre las diferentes técnicas para determinarlo en el mismo pozo, y finalmente determinar cuál es más confiable para este tipo de yacimientos de capas delgadas.

Para determinar el HPT del pozo Investigador se empleó la formula proporcionada por Passey et al., 2006³⁵:

$$HPT = \sum(HPT_i) \quad (\text{Ecuación 12})$$

Donde $HPT_i = h_i * \theta_i * (1 - S_{wi})$. Dado que para cada “punto” de la curva de tipos de roca creada, hay un valor de cada uno de estas propiedades asociadas así:

$h_i = 0.5$ ft. Ya que hay un valor de cada propiedad cada 0.5 ft

θ_i = Es la porosidad según el tipo de roca definido para esa profundidad. (Tabla 3)

³⁵ Ibid

Sw_i = Saturación calculada para cada profundidad a partir de $J(h)$ según tipo de roca.

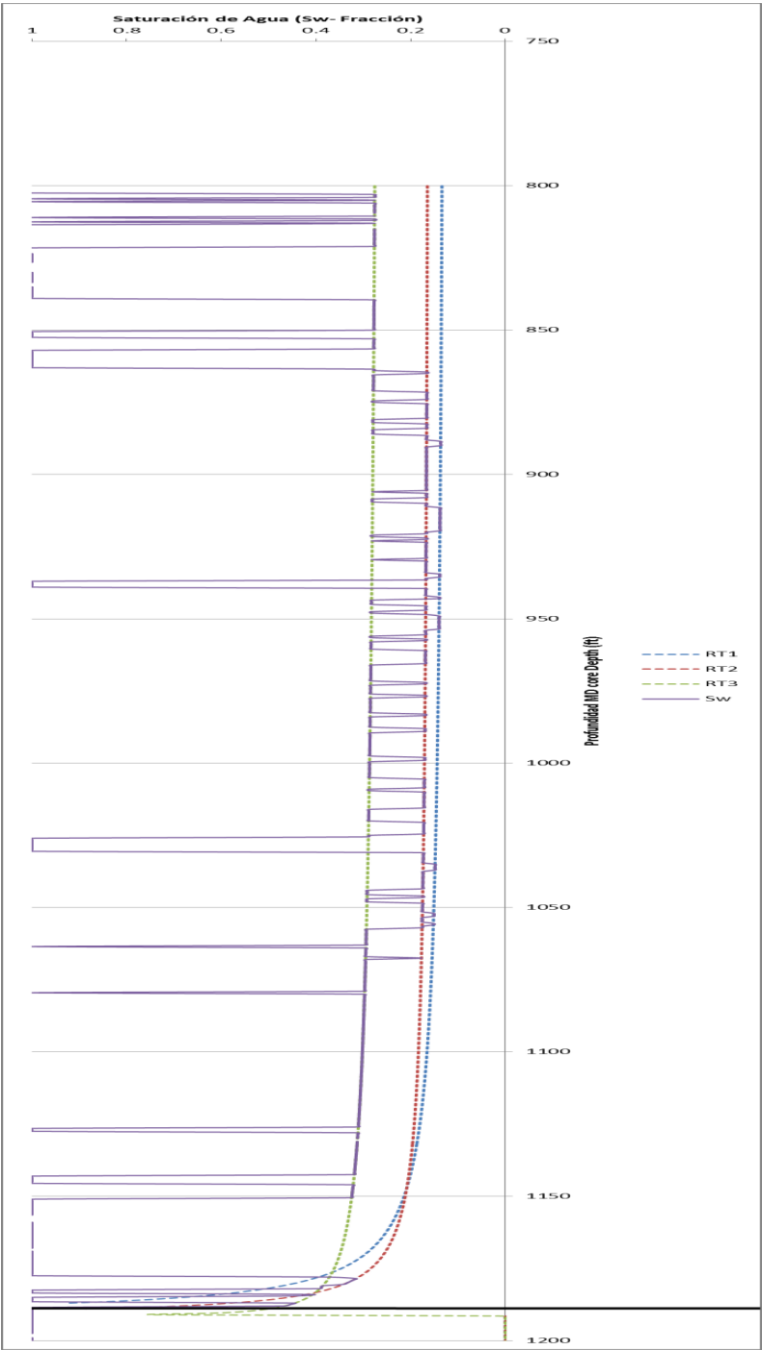
Como la idea de aplicar esta técnica para el cálculo de HPT es tener un estimado aproximado de ese valor, se trabajó con una porosidad constante, que fue la medida a presión de confinamiento (1200 psi). No se hizo corrección por confinamiento debido a que el ejercicio no requiere tal detalle. Sin embargo para ejercicios más exhaustivos se recomienda hacer tal corrección(Jones (1988)³⁶), la cual recomienda tomar al menos dos valores de porosidad y permeabilidad en el rango de presión de confinamiento entre 1500 y 5000 psi, para establecer la mejor relación de corrección.

Los valores de porosidad empleados para cada tipo de roca pueden verse en la Tabla 3.

Los valores de Sw para cada profundidad según el tipo de roca se pueden encontrar en el anexo 1. (Figura 25).

³⁶ Jones S. Two-Point Determination of permeability and PV vs Net confining Stress. SPE 1988. 1988

Figura 25 Saturación de agua según tipo de roca calculado empleando función J de Leverett. Curva de saturación de agua en morado.



Para el cálculo de HPT, se empleó los intervalos y los tipos de roca definidos como pay. En este caso para el cálculo de HPT se tomó en cuenta la sumatoria de los HPT_i de los intervalos donde se encontró tipo de roca 1 y tipo de roca 2, los cuales según se había definido por sus propiedades serían el reservorio.

Con las consideraciones anteriores el cálculo de HPT para la Formación UNE en el pozo Investigador-1, empleando saturación de agua a partir de la función J de Leverette es de 24.85 ft.

5. MODELAMIENTO PETROFÍSICO DE LA FM UNE A PARTIR DE ANALISIS DE REGISTROS.

Se escogió el pozo Investigador-1 para realizar el modelamiento petrofísico convencional y de alta resolución debido a la calidad y cantidad de información que posee para hacer una buena calibración y ajuste de los modelos, así como comparar los resultados.

Tabla 8. Información de pozo disponible en el pozo Investigador-1

POZO INVESTIGADOR-1

Registros Básicos Completos.	X
Registros Especiales (Imágenes, Resonancia)	X
Análisis Petrofísicos Básicos	X
Análisis Petrofísicos Especiales	X
Análisis Mineralógicos (Petrografía, SEM, DRX)	X
Fotografía a detalle	X
Core Gamma	X
Información de perforación.	X

El objetivo del modelamiento petrofísico es obtener una muy buena aproximación de las propiedades de la roca y eventualmente de fluidos. El ajuste y calibración con la mayor cantidad de datos proporciona confiabilidad al modelo generado.

Tanto para el modelo petrofísico convencional, como para el de alta resolución, se emplearon los mismos procedimientos para el cálculo de propiedades con el fin de tener una muy buena comparación. A continuación se explica de manera general el procedimiento empleado para cada una de las variables involucradas para el cálculo final de HPT.

5.1 MODELO DE ARCILLOSIDAD

El reservorio de la Fm. Une Objeto de estudio en esta investigación, es un buen ejemplo de una unidad heterolítica, conformada por la intercalación de dos litofacies muy bien definidas.

Si bien en el capítulo 4 se habló en detalle de las propiedades asociadas a las facies con base a sus estructuras; desde el punto de vista composicional y litofacial se puede clasificar la Unidad así:

1. Litofacies 1: Cuarzoarenitas con nulo a bajo contenido de arcilla (saturadas de petróleo).
2. Litofacies 2: Cuarzoarenitas con medio a alto contenido de arcilla. (no saturadas de petróleo).

La alternancia de estas dos litofacies conforma la llamada textura cebrada en este reservorio, la cual toma su característica de la presencia o no de hidrocarburo almacenado en su espacio poroso.

Según análisis de DRX realizados a la litofacies 1. Cuarzoarenitas con nulo a bajo contenido de arcilla, está compuesta principalmente por cuarzo con porcentajes entre 85-95%. Con contenidos de arcilla entre 5-15%.

Para la litofacies 2, Cuarzoarenitas con medio a alto contenido de arcilla, se reportan porcentajes de cuarzo entre 50-85% y arcilla entre 15-45%, siendo el valor de 45% un valor no muy frecuente en esta litofacies.

Dentro de la fracción arcilla, el tipo más encontrado en este reservorio es Caolinita, con porcentajes superiores a 80%, mientras que arcillas como esmectita, Clorita y/o Illita se reportan en porcentajes inferiores a 5%. Esto hace que se tengan valores de intercambio catiónico muy bajos como los medidos en laboratorio para las muestras del pozo en mención <5.98 meq/100 g.

Debido a lo anteriormente enunciado, el modelo de arcillosidad para el pozo Investigador-1 no presenta mayores complicaciones.

5.1.1 Cálculo del modelo de arcilla. Tanto para el modelamiento convencional como para el de alta resolución, se calculó el volumen de arcilla por dos métodos diferentes según ecuación 13 y 14:

1. VclayGR: Volumen de arcilla a partir del Gamma Ray
2. VclayND: Volumen de arcilla a partir de la combinación Densidad-Neutrón.

$$V_{ClayGR} = \frac{GR_{log} - GR_{Clean}}{GR_{Clay} - GR_{Clean}} \quad (\text{Ecuación 13})$$

Donde:

GRlog = Lectura del GR (Para el caso del modelo de alta resolución es el GR modelado).

GRclean = Promedio de la lectura del GR en las formaciones limpias

GRclay = Promedio de la lectura del GR en las arcillas

$$V_{ClayND} = \frac{(\phi_N - \phi_D)}{(\phi_{Nclay} - \phi_{Dclay})} \quad (\text{Ecuación 14})$$

Donde

$\emptyset N$ = Porosidad medida por el registro neutrón. (Para el modelo de alta resolución se emplea el registro modelado).

$\emptyset D$ = Porosidad medida por el registro densidad. (Para el modelo de alta resolución se emplea el registro modelado).

$\emptyset N_{clay}$ = Porosidad medida por el registro neutrón en las arcillas.

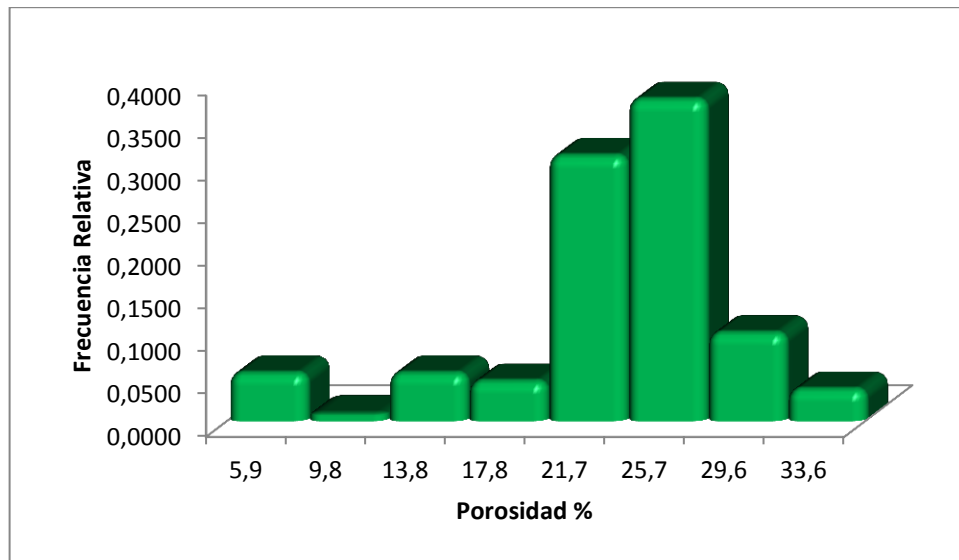
$\emptyset D_{clay}$ = Porosidad medida por el registro densidad en las arcillas.

Teniendo en cuenta que el modelo de arcillosidad no representa mayores complicaciones, y los valores de arcillosidad obtenidos por los dos modelos son similares, se reporta un promedio entre los dos que será denominado VSHFINAL.

5.2 MODELO DE POROSIDAD.

Los valores de porosidad para la Formación UNE en el pozo Investigador-1 con base al análisis de petrofísica básica a 106 muestras del núcleo del pozo Investigador-1, indican que la mayoría de muestras analizadas presentan porosidad que oscila principalmente entre 21-29%. (Figura 26).

**Figura 26. Distribución de porosidad a partir de análisis petrofísicos básicos.
Pozo Investigador-1.**



Sin embargo, no existe una clara diferenciación de las dos litofacies a partir de la porosidad. Tanto en niveles de la litofacies 1 como litofacies 2 se encuentran valores de porosidad en rangos similares. (Tabla 9).

Tabla 9. Muestras de plug de litofacies 1 y 2 con valores de porosidad asociados









	Foto Core	Foto Plug	Porosidad % @ 800 psi.
LITOFACIES 2 (NO IMPREGNADA)			16,2
			25
			19,6


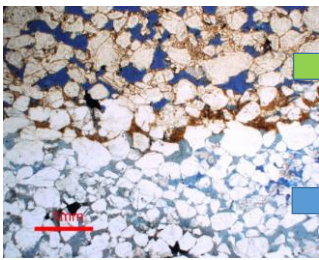
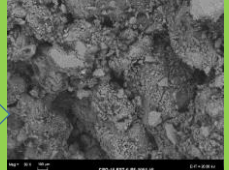
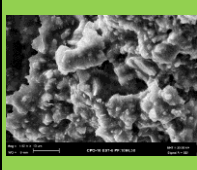
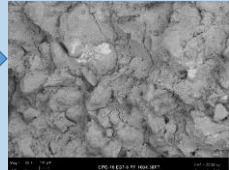
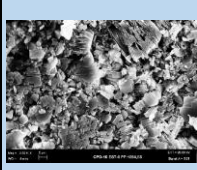
	Foto Core/ Plug	Porosidad % @ 800 psi.
LITOFACIES 1 IMPREGNADA		24.9
		25,2
		21

Fuente: Ecopetrol. Informe de Afinación del modelo petrofísico de Río Güejar con nuevos resultados de corazones. Reporte interno. 2013

Si bien, es común encontrar porosidades mayores en la litofacies 1 (>25%), también se reportan porosidades en ese orden de magnitud en la litofacies 2.

La calidad del reservorio en el pozo Investigador-1 está controlada por la cantidad y tipo de arcilla encontrada en la roca como puede verse en la Figura 27

Figura 27. Análisis de la litofacies 1 y 2 a diferentes escalas.

LITOFACIES	FOTO CORE	SECCION DELGADA	MICROSCOPIA ELECTRONICA	
LITOFACIE 1 (IMPREGNADA)				
LITOFACIE 2 (NO IMPREGNADA)				

Fuente: Ecopetrol. Informe de Afinación del modelo petrofísico de Río Güejar con nuevos resultados de corazones. Reporte interno. 2013

La litofacies 1, presenta menor arcillosidad que la litofacies 2, además el tipo de arcilla si bien es principalmente caolinita, en la litofacies 1, predomina el tipo de caolinita autigénica o más cristalina, mientras que en la litofacies 2, predomina la caolinita detrítica de hábito más amorfo, lo cual afecta la calidad del reservorio.

Por tal razón para determinar la porosidad efectiva, se debe tener emplear un Vshale bastante ajustado.

Tal como se puede observar en las Figura 28 (cross plot Densidad-Neutrón Schlumberger, CP-1c & Cp 1D), para los registros convencionales, como en la Figura 29 para los registros modelados de alta resolución, la litología más común en el pozo Investigador-1, son las areniscas.

Figura 28. Gráfico de Distribución litología predominante registros convencionales.

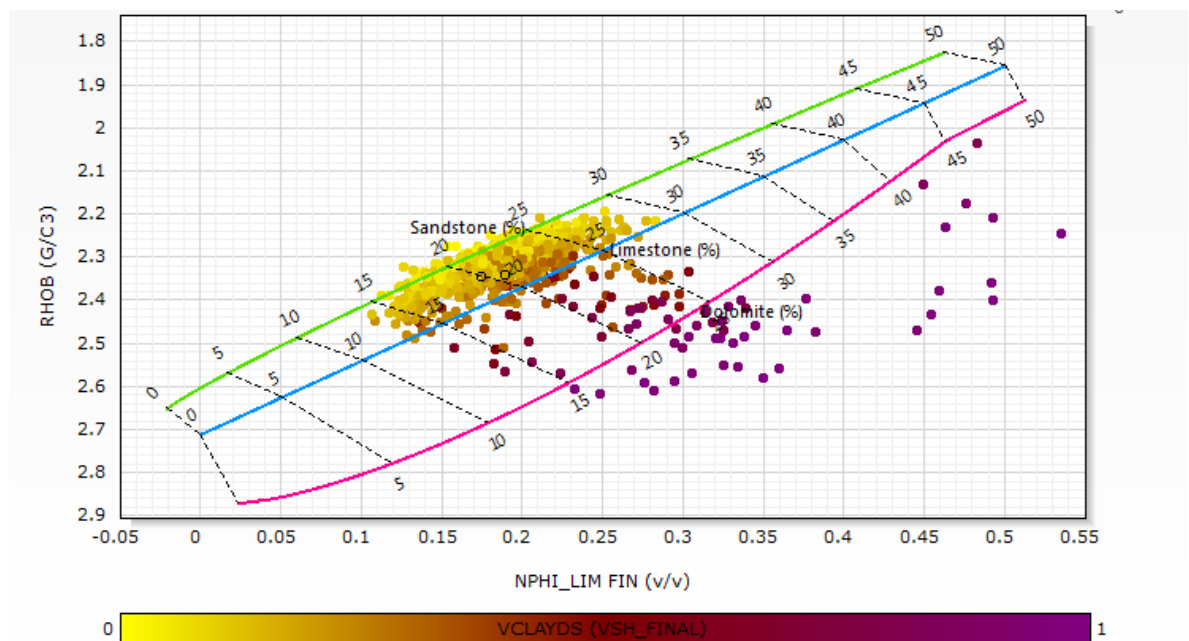
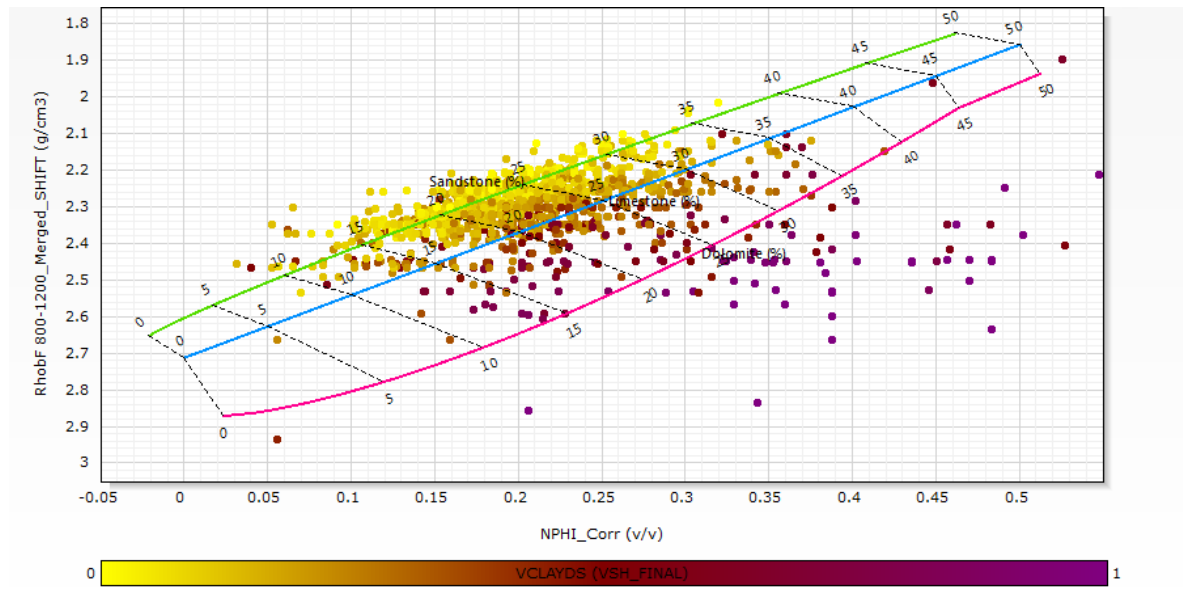


Figura 29. Gráfico de Distribución litología predominante de los registros de alta resolución.



5.2.1 Cálculo de la porosidad total. La formación UNE en el pozo Investigador-1 contiene crudo extrapesado o también llamado en algunos informes arena bituminosa, la presencia de gas es nula. Por tanto la densidad total de la roca estaría dada por la suma de la densidad de la roca y la densidad del fluido. Ecuación 15

$$\rho_b = \rho_f * \emptyset + \rho_{ma} * (1 - \emptyset) \quad (\text{Ecuación 15})$$

Donde

ρ_b = Densidad Total (bulk)

ρ_f = Densidad del fluido

ρ_{ma} = Densidad de la matriz

\emptyset = Porosidad total.

A partir de la ecuación anterior se puede despejar la porosidad en función de las densidades.

$$\varnothing D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\text{Ecuación 16})$$

Donde

$\varnothing D$ = Porosidad total a partir de la densidad.

De tal manera a partir del registro de densidad y los datos obtenidos de densidad de fluido y densidad de matriz se puede calcular la porosidad total.

5.2.2 Cálculo de la porosidad efectiva. Teniendo en cuenta que en el reservorio de la Formación UNE se encuentra una matriz cuarzosa y una matriz arcillolítica (principalmente caolinita dispersa), Torres-Verdin 2011³⁷, presenta la siguiente ecuación en donde realiza una corrección de la porosidad efectiva partir de la densidad por contenido de arcilla dispersa en unidades siliciclasticas.

$$\rho_b = \varnothing_s * \rho_f + (1 - \varnothing_s - V_{sh}) * \rho_m + V_{sh} * \rho_{sh} \quad (\text{Ecuación 17})$$

Donde

ρ_{sh} = Densidad del shale

\varnothing_s = Porosidad asociada a la matriz arenosa (No arcillosa o efectiva)

ρ_b = Densidad Total (bulk)

ρ_f = Densidad del fluido

ρ_m = Densidad de la matriz

V_{sh} = fracción de arcilla en la roca.

³⁷ Torres-Verdin, Integrated Geological-Petrophysical Interpretation of Well Logs,. Lecture Notes for Fundamentals of Well Logging, The University of Texas at Austin, Unpublished. 2011

De la ecuación anterior se desprende la fórmula para la porosidad efectiva así:

$$\emptyset_s = \frac{\rho_{ma}-\rho_b}{\rho_{ma}-\rho_f} - V_{sh} * \frac{\rho_{ma}-\rho_{sh}}{\rho_{ma}-\rho_f} \quad (\text{Ecuación 18})$$

Donde el primer término corresponde a la porosidad total según ecuación 16, y el segundo término corresponde a la porosidad total en una zona 100% arcilla multiplicado por el V_{shale} .

De esta manera se deriva que la porosidad efectiva sería:

$$\emptyset_e = \emptyset_t - V_{sh} * \emptyset_{tsh} \quad (\text{Ecuación 19})$$

Donde

\emptyset_e = Porosidad efectiva

\emptyset_t = Porosidad total de la roca

\emptyset_{tsh} = Porosidad total en una arcilla.

V_{sh} = Fracción de shale.

5.2.2.1 Cálculo de porosidad efectiva a partir del registro de densidad: A partir de la ecuación anterior se deriva la porosidad efectiva a partir del registro de densidad así:

$$\emptyset_{eD} = \emptyset_D - \emptyset_{Dsh} * V_{sh} \quad (\text{Ecuación 20})$$

Donde

\emptyset_{eD} = Porosidad efectiva a partir del registro de densidad

\emptyset_D = Porosidad total calculada a partir del registro de densidad.

\emptyset_{Dsh} = Porosidad medida por el registro de densidad en una zona de arcilla.

V_{sh} = Fracción de arcilla.

5.2.2.2 Cálculo de porosidad efectiva a partir del registro neutrón: De igual manera se puede emplear la misma ecuación en función del registro Neutrón para calcular la porosidad efectiva.

$$\emptyset_{eN} = \emptyset N - \emptyset N_{sh} * V_{sh} \quad (\text{Ecuación 21})$$

Donde

\emptyset_{eN} = Porosidad efectiva a partir del registro Neutrón

$\emptyset N$ = Porosidad total calculada a partir del registro Neutrón.

$\emptyset N_{sh}$ = Porosidad medida por el registro neutrón en una zona de arcilla.

V_{sh} = Fracción de arcilla.

5.2.2.3 Cálculo de porosidad efectiva a partir de la combinación densidad-neutron: Como el reservorio de la Formación Une no contiene gas, no es necesario hacer corrección por este factor, por tanto se utiliza las siguientes ecuaciones para calcular la porosidad efectiva.

$$\emptyset_t = \frac{(\emptyset D + \emptyset N)}{2} \quad (\text{Ecuación 22})$$

Donde

\emptyset_t = Porosidad total

$\emptyset D$ = Porosidad total a partir del registro de densidad

$\emptyset N$ = Porosidad total a partir del registro Neutrón.

$$\emptyset_{tsh} = \frac{(\emptyset D_{sh} + \emptyset N_{sh})}{2} \quad (\text{Ecuación 23})$$

Donde

\emptyset_{tsh} = Porosidad total de la arcilla

$\emptyset D_{sh}$ = Porosidad total de la arcilla a partir del registro de densidad

$\emptyset N_{sh}$ = Porosidad total de la arcilla a partir del registro Neutrón

A partir de las anteriores ecuaciones se obtiene la siguiente:

$$\emptyset_e = \emptyset_t - V_{sh} * \emptyset_{tsh} \quad (\text{Ecuación 24})$$

Donde

\emptyset_e = Porosidad efectiva a partir de la combinación del registro de Densidad-Neutrón.

El método para el cálculo de porosidad tanto efectiva como total fue la combinación de Densidad Neutrón.

5.2.3 Analisis de los resultados del modelado de la porosidad a partir de la combinación del registro densidad neutrón. Las ecuaciones anteriores se emplearon para hacer el cálculo de las porosidades de la Formación UNE en el pozo Investigador-1. Se hizo el ejercicio utilizando los registros convencionales de pozo, así como los registros de alta resolución modelados.

5.2.3.1 Porosidad total y efectiva empleando registros convencionales y registros modelados de alta resolución: El análisis de la distribución de los valores de la porosidad tanto la total como la efectiva calculados con registros convencionales (Figura 30 y 31) muestra una tendencia unimodal, por tanto no existe criterio claro para diferenciar la litofacies 1 de la 2 a partir de esta propiedad, corroborando el planteamiento expuesto en este trabajo que la evaluación petrofísica en reservorios finamente interestratificados empleando modelamiento convencional de registros tiene asociado un error debido a la resolución de la herramienta.

Figura 30. Histograma de distribución de la Porosidad total calculada a partir de la combinación Neutrón-Densidad de los registros convencionales.

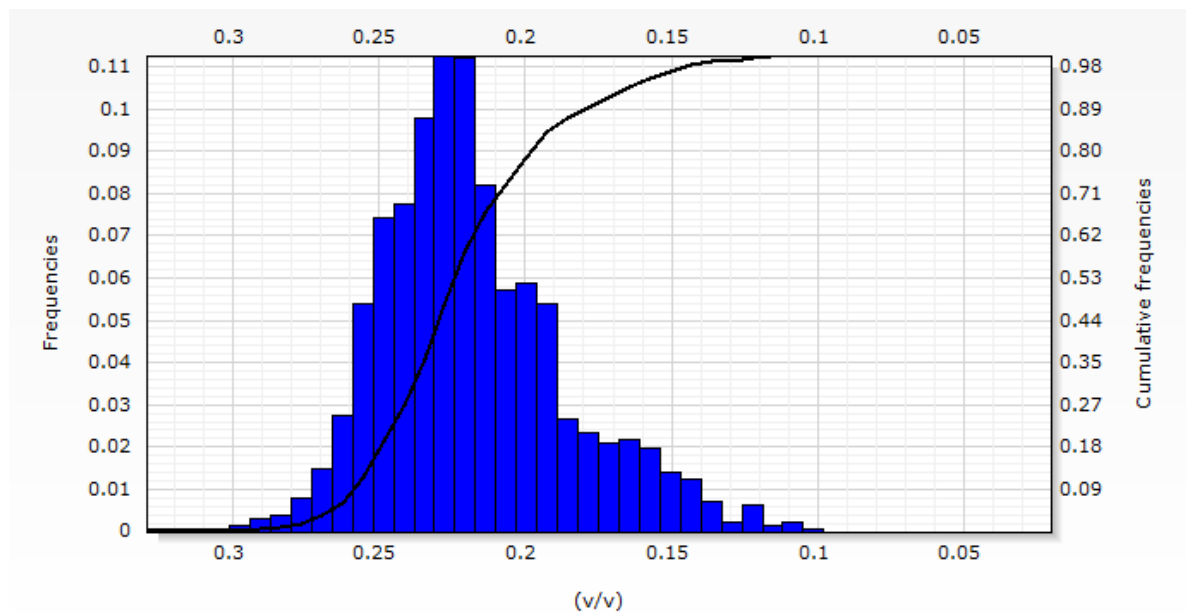
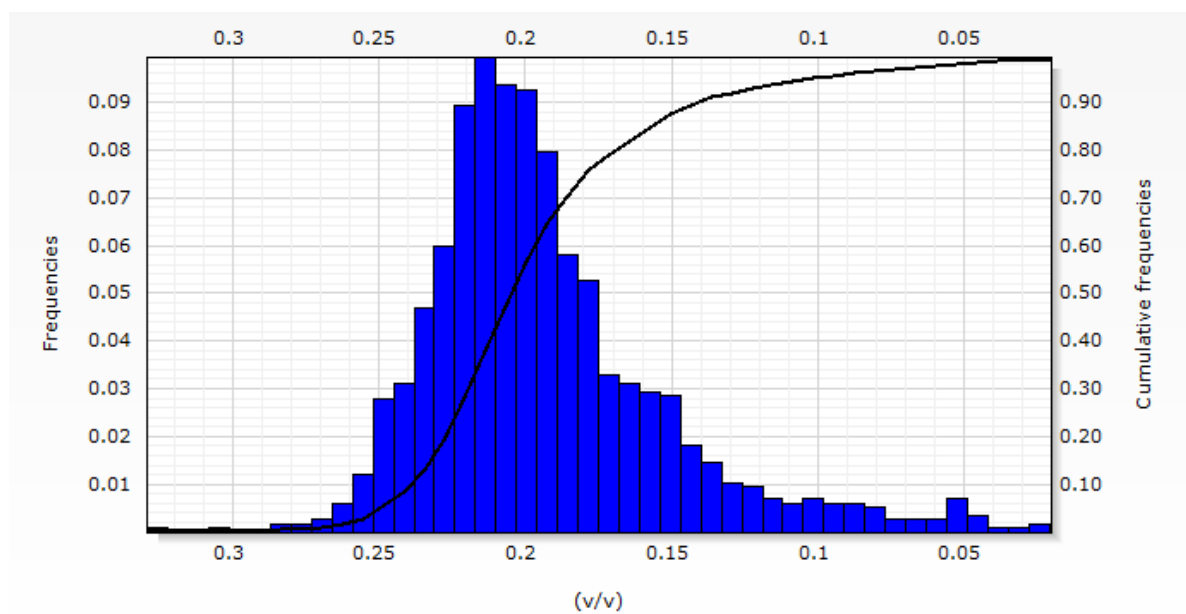


Figura 31. Histograma de distribución de la Porosidad efectiva calculada a partir de la combinación Neutrón-Densidad de los registros convencionales.



Por otro lado la distribución de valores de porosidad total como efectiva empleando registros modelados de alta resolución (Figura 32 y 33) muestran una clara distribución bimodal, esta distribución es más coherente con lo observado en la roca, ya que la Litofacies 1 posee valores de porosidad más altos, mientras que la litofacies 2 presenta valores de porosidad menos altos. Estos resultados en el modelamiento de alta resolución indican que los resultados del modelo petrofísico de alta resolución es coherente con lo observado en la roca y se esperaría tenga menor error asociado.

Figura 32. Histograma de distribución de la Porosidad total calculada a partir de la combinación Neutrón-Densidad de los registros de alta resolución.

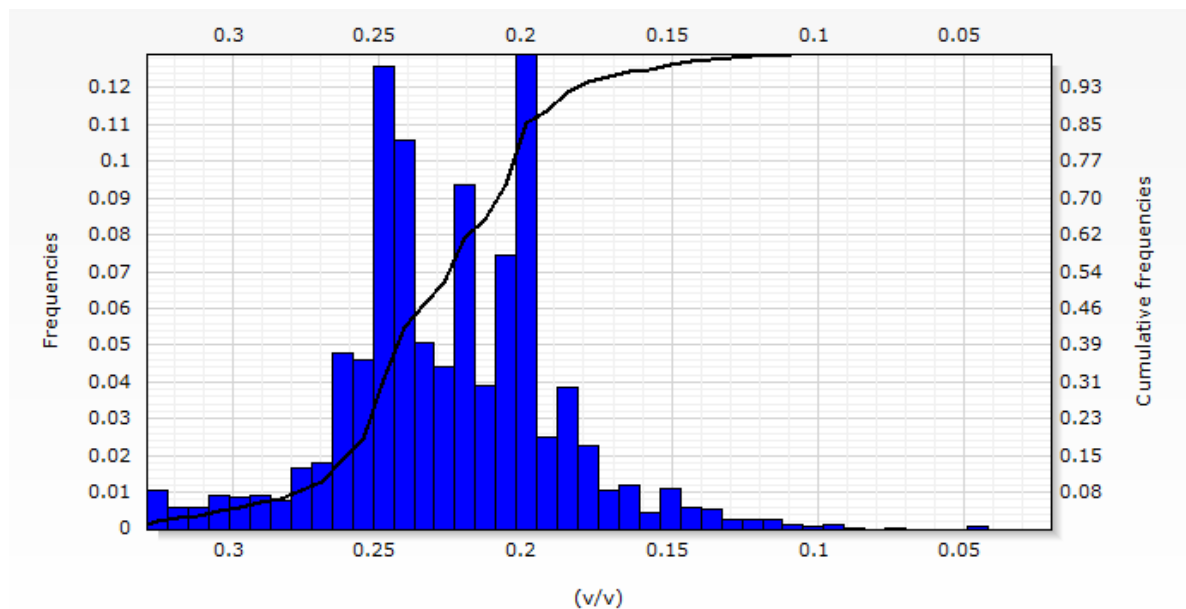
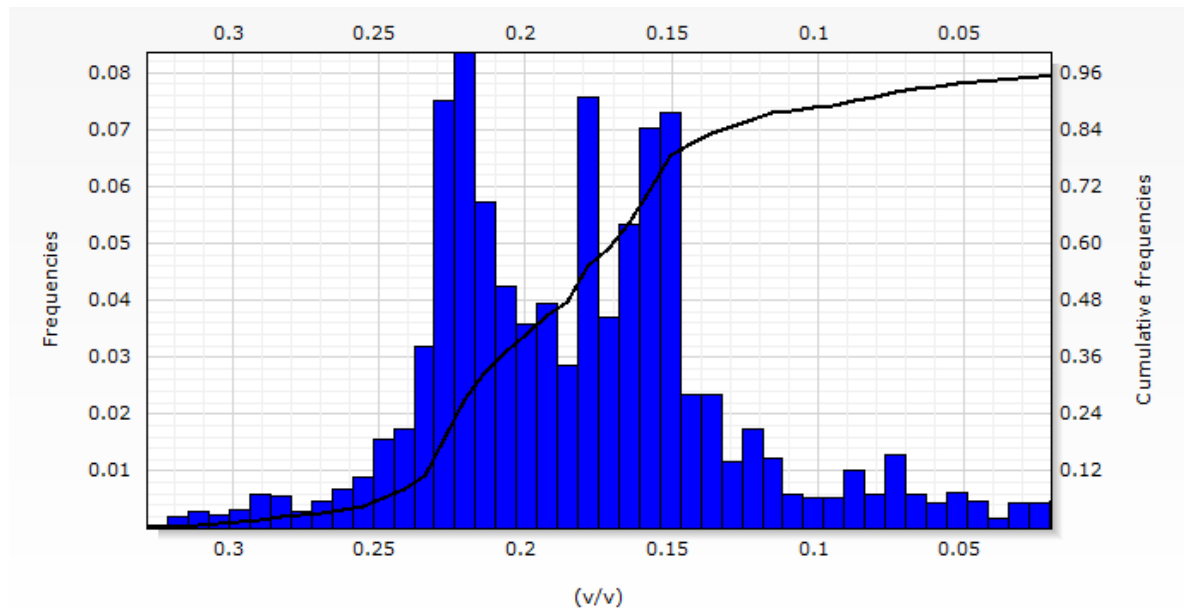


Figura 33. Histograma de distribución de la Porosidad efectiva calculada a partir de la combinación Neutrón-Densidad de los registros alta resolución.



5.3 MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA

Durante años, los reservorios de areniscas finamente interestratificadas han sido evaluadas como reservorios de areniscas arcillosas y en el ámbito petrofísico así han sido denominadas, incluso se han aplicado modelos de evaluación para areniscas arcillosas (Waxman-Smits o Doble Agua; Worthington 1985)³⁸; sin embargo estos modelos no corrigen el efecto de las capas delgadas en la respuesta de los registros (Passey et al., 2006)³⁹. Estas técnicas fueron diseñadas principalmente para areniscas con arcillas dispersas.

³⁸ Worthington, P. F., The Evolution of Shaly Sand Concepts in Reservoir Evaluation: The Log Analyst, v. 26, no. 1, 1985

³⁹ Passey, Dahlberg, Sullivan, Yin, Xiao, Guzman-Garcia. Op. Cit.

Passey et al., 2006⁴⁰, realiza varias simulaciones para establecer el efecto combinado del error en la estimación del HPT (Espesor Poroso de Hidrocarburos), teniendo en cuenta que las tres variables (Espesor, Porosidad, Saturación de Agua), involucradas en este cálculo tendrían un error asociado principalmente a la resolución de las herramientas de registro convencionales. En el mismo trabajo, el autor demuestra que el uso de un modelo doble agua, no corrige el error inherente en la evaluación de este tipo de reservorios.

En el presente trabajo se realiza el cálculo de la Saturación de Agua empleando Archie, tanto para el modelo petrofísico con registros convencionales como para el modelo petrofísico empleando registros modelados de alta resolución con el fin de tener resultados para comparar.

El trabajo adelantado por Gus Archie indica de manera general que la resistividad de las rocas está controlado por la porosidad, el grado de cementación, la saturación de agua y la resistividad del agua connata. Por tanto aplicando la relación definida por Archie, se puede calcular la saturación de hidrocarburos en una formación porosa y permeable. Para determinar la resistividad de la formación se debe emplear la medida de resistividad más profunda aún en formaciones con baja invasión de lodo como lo es la Formación UNE en el pozo Investigador-1.

La ecuación de Archie asume que la conducción eléctrica ocurre en el espacio poroso que tiene alguna saturación de agua, y asume que tanto los granos que conforman la roca como los hidrocarburos son aislantes de la corriente eléctrica. Así mismo la tortuosidad juega un importante papel en la resistividad de la roca, a mayor tortuosidad mayor resistividad. (Torres-Verdín 2011)⁴¹.

⁴⁰ Ibid

⁴¹ Torres-Verdín, Op. Cit.

El registro de resistividad fue tomado con una herramienta laterolog de alta resolución, la cual obtiene una resolución vertical de 1 pie, y un radio de investigación en su registro más profundo de 50 pulgadas, lo cual garantiza que el valor de resistividad medido sea muy probablemente la resistividad de la zona virgen o no invadida, de la cual queremos obtener la saturación de fluidos.

La resistividad de las aguas de formación en yacimientos tiene un amplio rango de valores. En la literatura se reportan resistividades desde 0.0001 a 10.000 ohm*m. (Torres-Verdin 2011)⁴².

5.3.1 Determinación de la saturación de fluidos. La Ley de Archie se usa para estimar la saturación de fluidos a partir de la resistividad eléctrica. La primera ley de Archie para el caso de una saturación de 100% agua está dada por:

$$R_o = R_w * \left(\frac{a}{\phi^m}\right) \quad (\text{Ecuación 25})$$

Donde

R_o = Resistividad de la roca completamente saturada de agua

R_w = Resistividad del agua de formación.

m = Exponente de cementación

a = factor de tortuosidad.

Tanto m como a son estimados en laboratorio a partir de análisis en núcleos. Por otro lado se estima el factor de formación (F) según la siguiente ecuación:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (\text{Ecuación 26})$$

⁴² Ibid

El otro escenario en el trabajo de Archie, es cuando la roca se encuentra parcialmente saturada de hidrocarburo, y que correspondería a la segunda ley de Archie así:

$$Rt = Rw * \left(\frac{a}{\phi^m}\right) * \left(\frac{1}{S_w^n}\right) \quad (\text{Ecuación 27})$$

Donde S_w es la saturación de agua y n es el exponente de saturación.

De la Fórmula anterior se obtiene la que es comúnmente llamada la ley de Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{Rw * a}{Rt * \phi^m}\right)} \quad (\text{Ecuación 28})$$

La saturación de agua obtenida por medio de esta fórmula no distingue entre agua libre, agua irreducible o agua capilar (bound-water), el valor obtenido es una saturación general.

5.3.1.1 Determinación de a , m y n : Se analizaron 6 muestras sin restauración de mojabilidad tomadas del núcleo de la Formación UNE en el pozo Investigador-1.

• FACTOR DE FORMACIÓN

Para la determinación de este parámetro utilizaron electrocapilarómetros convencional y automático, que cuentan con sistemas de inyección de fluidos, resistómetro, sistema de confinamiento, manómetros y recolectores de efluentes. El procedimiento desarrollado aplica para la ejecución de ensayos con el fin de determinar el coeficiente “ a ” y el exponente de cementación “ m ” para el conjunto de muestras de roca, a partir de métodos indirectos de acuerdo a Recommended Practice API RP 40 February 1998⁴³, art. SPE 19589/89, SCA part. I January -

⁴³ American Petroleum Institute, Recommended Practices for Core Analysis. 1998

February, 1990 págs. 20-28, SCA part. II March - April, 1990 págs. 57-63 y SCA part. IV March - April, 1990 págs. 68-75, a temperatura ambiente y presión de sobrecarga en muestras sin restauración de mojabilidad.

Para la determinación del factor de formación, se siguieron procedimientos técnicos internos de Ecopetrol S.A.

- **ESTIMACIÓN DE a y m.**

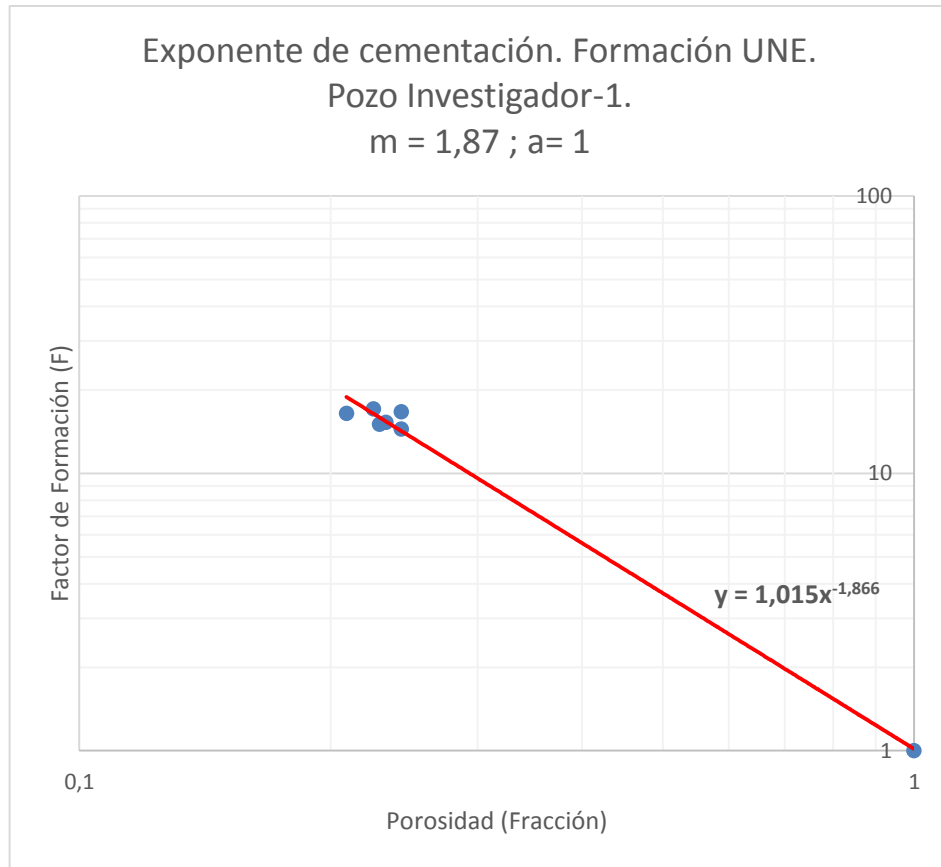
Según ecuación 29, Para la estimación de m y a una vez determinado el Factor de Formación (F) se grafica la porosidad (fracción) en el eje x, mientras que en el eje y se grafica el factor de formación, ambos en escala logarítmica. Esto da una línea recta cuyo exponente corresponde al valor de m estimado, la intersección con el eje de las X será el valor de a.

$$\text{Log}(F) = -m \log(\phi) + \log(a) \quad (\text{Ecuación 29})$$

Tabla 10. Valores de porosidad y Factor de formación obtenido para las muestras de la Formación UNE.

Profundidad (ft)	Porosidad (frac)	Factor de Formación
903.67	0.233	15.28
918.46	0.243	16.68
973.42	0.243	14.43
985.33	0.209	16.46
1006.5	0.229	15.02
1036.38	0.225	17.06

Figura 34. Exponente de cementación conjunto de muestras Fm UNE.



- **PRESIÓN CAPILAR POR PLATO POROSO**

Las pruebas se llevan a cabo simultáneamente sobre muestras sin restauración de mojabilidad preferencial, por el método de plato poroso, utilizando el equipo de presión capilar a presión de sobrecarga y temperatura ambiente, los equipos utilizados fueron electrocapilarómetro convencional y automático, sistema de inyección, manómetros de medida, resistómetro y sistemas de recolección y medición de afluentes.

Para la realización de las pruebas se siguieron procedimientos técnicos de ensayo internos de Ecopetrol S.A. con los cuales se logra determinar presión capilar por plato poroso, índice de resistividad y el exponente de saturación (n) para una

muestra de roca partir de métodos indirectos de acuerdo a Art. SPE 15271 parte 4, y la operación del equipo se realizó siguiendo procedimientos técnicos operativos internos de Ecopetrol S.A.

• **ESTIMACIÓN DE n.**

Para la estimación general de n, se utiliza un gráfico de dispersión. En el eje x se grafica S_w mientras en el eje Y se grafica el índice de resistividad (Ir). [Serra et al., 1984]⁴⁴; [Ellis and Singer, 2007]⁴⁵

$$Ir = \frac{Rt}{Ro} \quad (\text{Ecuación 30})$$

El valor de Ir se obtiene en laboratorio a partir de la medición de la resistividad de la muestra a una saturación de agua determinada (Rt). El valor de Ro se mide con la muestra totalmente saturada de agua.

Tabla 11. Índice de resistividad vs S_w para cada una de las 6 muestras de la Formación UNE.

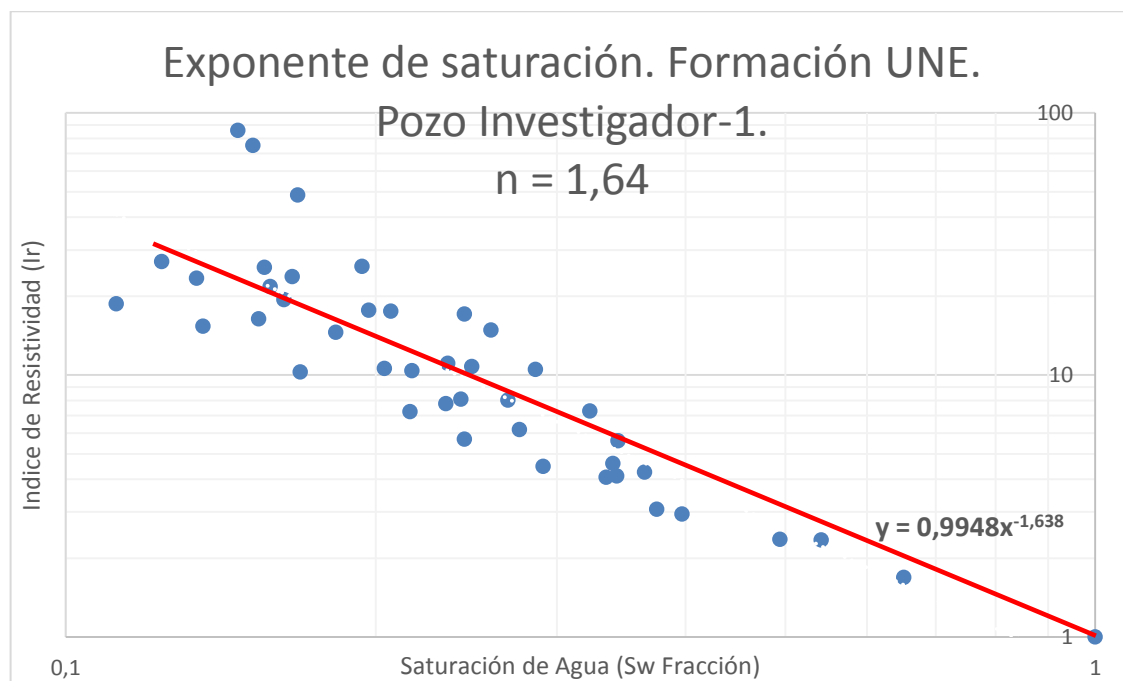
PROFUNDIDAD	S_w	IR	PROFUNDIDAD	S_w	IR
903,67	0,652	1,687	985,33	0,397	2,939
	0,343	4,104		0,365	4,245
	0,234	7,763		0,344	5,596
	0,204	10,556		0,323	7,264
	0,154	16,332		0,286	10,493
	0,134	23,361		0,259	14,823
	0,124	27,01		0,244	17,057
918,46	0,542	2,339	1006,5	0,375	3,07

⁴⁴ Serra, O., Westaway, P., and Abbott, H. Fundamentals of well-log interpretation, volume 1. Elsevier Amsterdam-1984

⁴⁵ Ellis D.V. and Singer J.M. Well logging for earth scientists, volume 2. Springer. 2007

PROFUNDIDAD	Sw	IR	PROFUNDIDAD	Sw	IR
	0,235	11,049		0,291	4,476
	0,207	17,463		0,244	5,685
	0,194	25,922		0,216	7,221
	0,168	48,471		0,169	10,24
	0,152	74,954		0,136	15,329
	0,147	85,622		0,112	18,668
973,42	0,335	4,063	1036,38	0,494	2,352
	0,276	6,175		0,34	4,589
	0,242	8,065		0,269	7,991
	0,217	10,365		0,248	10,748
	0,183	14,531		0,197	17,643
	0,163	19,349		0,166	23,661
	0,158	21,721		0,156	25,701

Figura 35. Índice de saturación conjunto muestras Formación Une, pozo Investigador-1.



El valor de n se obtiene de despejarla de la siguiente ecuación:

$$\text{Log}(I_r) = -n * \text{Log}(S_w) \quad (\text{Ecuación 31})$$

5.3.1.2 Estimación de la resistividad del agua de formación (RW): La resistividad del agua de formación no se pudo medir, ya que el pozo Investigador-1, por ser un pozo estratigráfico, no tiene pruebas de formación.

En este caso se empleará el método de la Resistividad aparente, en la cual se emplea el registro de resistividad más profunda para medir el valor de la misma en una arena completamente saturada de agua. De esta manera se puede estimar el valor de R_w a partir de la siguiente ecuación (32):

$$R_{wapp} = \frac{R_t * \phi^m}{a} \quad (\text{Ecuación 32})$$

Donde

R_{wapp} = Resistividad aparente del agua de Formación.

Esto se puede determinar a partir de un gráfico de dispersión (Figura 36), en donde se ubica en un eje la resistividad profunda y en el otro el registro GR, y se define una zona de arenas de buena calidad que esté completamente saturada de agua, de allí se obtiene el valor de R_t para esa unidad, y aplicando la ecuación anterior, se obtiene R_{wapp} .

Figura 36. Gráfico de dispersión Resistividad Profunda (HRLT) vs GR. Lectura de RT en Zona Agua.

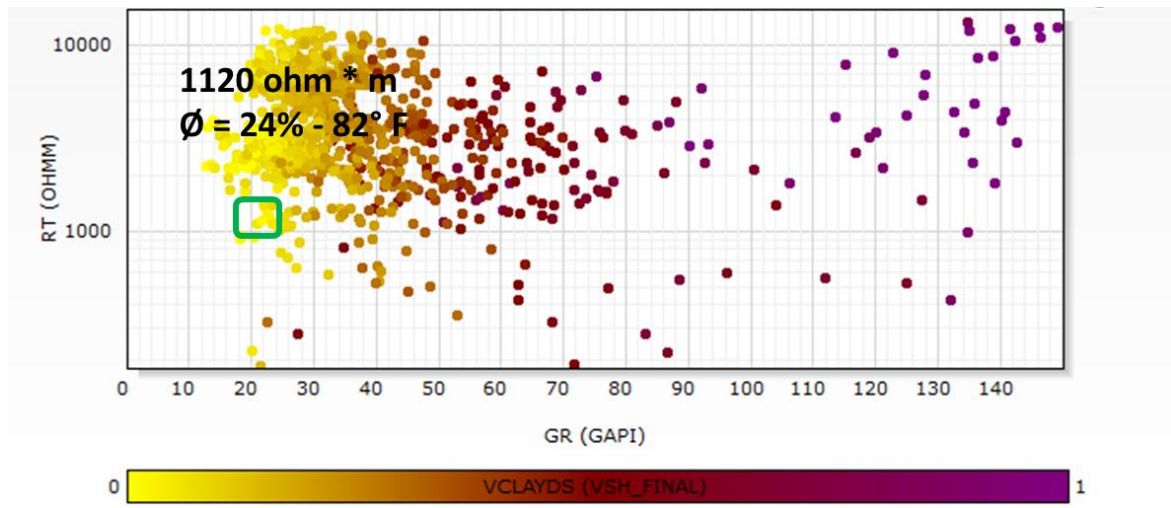
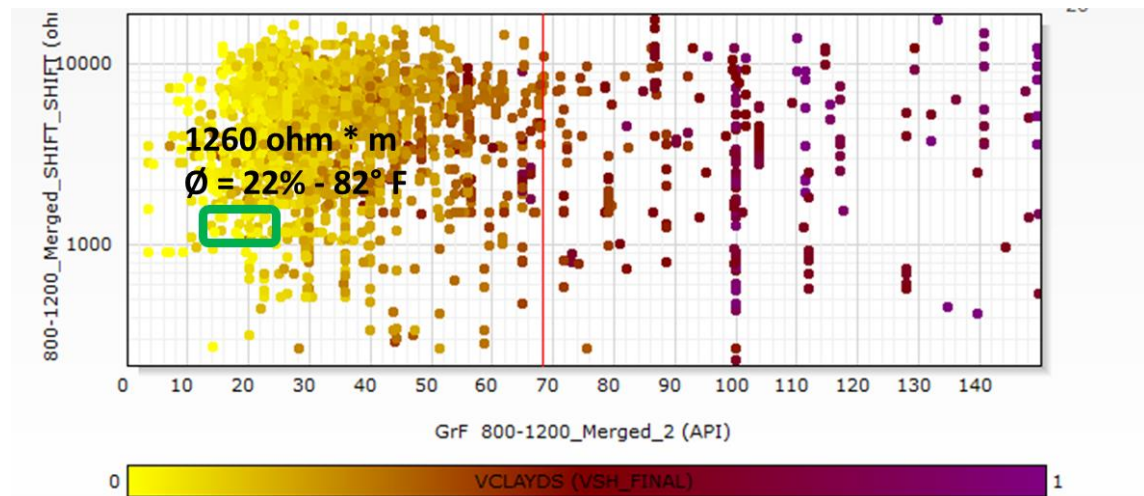


Figura 37. Gráfico de dispersión Resistividad Profunda de alta Resolución (Modelada) vs GR de alta resolución (Modelado). Lectura de RT en Zona Agua.



A partir de los datos anteriores y empleando la ecuación de la Rwapp se obtiene el valor a emplear como Rw

$$Rw_{app} = \frac{Rt * \varnothing^m}{a} \quad (\text{Ecuación 33})$$

Donde

$$a = 1$$

$$m = 1,87$$

Para el caso del modelo convencional de registros

$$\varnothing = 0,24$$

$$Rt = 1120 \text{ ohm} * \text{m}$$

Se tiene que

$$Rw_{app} = 77 \text{ ohm} * \text{m}$$

Para el caso del modelo registros de alta resolución

$$\varnothing = 0,22$$

$$Rt = 1260 \text{ ohm} * \text{m}$$

Se tiene que

$$Rw_{app} = 74 \text{ ohm} * \text{m}$$

• DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE RW

Con los datos obtenidos de Rw a la temperatura determinada, se puede construir una curva de Rw para cada profundidad del pozo, la cual tiene asociada una temperatura.

$$R_2 = R_1 * \frac{T_1 + 6,77}{(T_2 + 6,77)} \quad (\text{Ecuación 34})$$

Donde

R_2 = Rw a la temperatura T_2 que se quiere determinar.

R_1 = Rw conocida a la temperatura T_1 .

5.3.1.3 Estimación de la saturación de agua final (Sw): Una vez se determinan los valores de a, m, n, porosidad efectiva (ϕ_e), y la curva de R_w aplicando la ecuación de Archie, se puede determinar la S_w final para el reservorio, reemplazando estos valores en la ecuación 28.

Figura 38. Visualización de los registros de alta resolución, modelo de saturación de agua, y Vshale de alta resolución comparados con los modelos de saturación de agua y Vshale convencionales.



5.4 CÁLCULO DE HPT (Hydrocarbon Pore Volumen)

Este término es una simplificación de la ecuación del OOIP (Original Oil in Place), la cual se emplea para estimar volumen de hidrocarburo en sitio.

$$OOIP = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w) \cdot 7758}{B_o} \quad (\text{Ecuación 35})$$

Donde

A= Área del reservorio (En acres)

h = Espesor pay (En pies – ft)

Ø = Porosidad efectiva (Fracción)

Sw = Saturación de agua (Fracción)

Bo = Factor Volumétrico de la Formación. (rb/stb)

Para simplificar la ecuación de OOIP se emplea la expresión HPT

$$HPT = h * \phi * (1 - S_w) \quad (\text{Ecuación 36})$$

Finalmente la ecuación para calcular OOIP se simplifica

$$OOIP = \frac{A * HPT * 7758}{Bo} \quad (\text{Ecuación 37})$$

5.4.1 Parámetros para determinar Net Pay. Para determinar los intervalos pay, se emplean los siguientes parámetros:

$$\phi \geq 15\%$$

$$S_w \leq 50\%$$

Y teniendo en cuenta que el contenido de arcilla juega un papel muy importante en la calidad del reservorio se tiene en cuenta

$$V_{sh} \leq 15\%$$

5.4.2 HPT Modelo convencional vs HPT Modelo Alta Resolución. Tomando como base el modelo petrofísico convencional y de alta resolución se calculó el HPT.

Los resultados son:

Modelo petrofísico convencional: 16 ft

Modelo petrofísico de alta resolución: 13 ft

La discusión de estos resultados se hará en el capítulo 7

6. MODELADO DE ALTA RESOLUCIÓN DE REGISTROS EN LAS ARENISCAS FINAMENTE INTERESTRATIFICADAS DE LA FORMACIÓN UNE EN EL ÁREA DE RIO GÜEJAR.

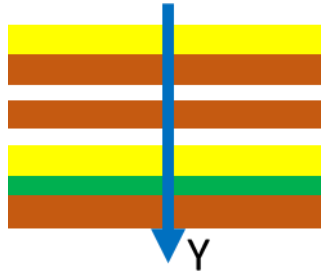
Como se explicó en capítulo 5, las lecturas de los registros convencionales de pozo no deben ser usados directamente para determinar propiedades petrofísicas con el fin de estimar HPT (Hydrocarbon Pore Thickness) en reservorios finamente interestratificados, debido a las limitaciones que tienen estos en resolución vertical.

Como herramienta para disminuir el error asociado al cálculo de HPT empleando registros convencionales, se plantea el uso de algoritmos que simulan la respuesta de las diferentes herramientas de registros a unidades litológicas finamente interestratificadas, dichos modelos son empleados posteriormente para realizar modelamiento petrofísico en este tipo de unidades.

Dependiendo de la complejidad litológica en el subsuelo, existen diferentes algoritmos que pueden ser empleados, desde sencillas ecuaciones a operaciones de simulación numérica que requieren gran despliegue de tecnología para poder ser ejecutadas.

Para el caso del reservorio de la Formación Une en el pozo Investigador-1, que corresponde a areniscas finamente interestratificadas, en donde la variación de las propiedades petrofísicas ocurren en una sola dimensión Figura 39., la invasión de lodo en la formación es baja debido a que el hidrocarburo almacenado en el espacio poroso es crudo extrapesado de muy baja a nula movilidad, y el buzamiento de la estructura es inferior a 25°, se empleó un método de mediana complejidad para realizar el modelamiento de esta formación.

Figura 39. 1-D Earth Model. Variación de las propiedades petrofísicas en una sola dirección. (Con la profundidad).

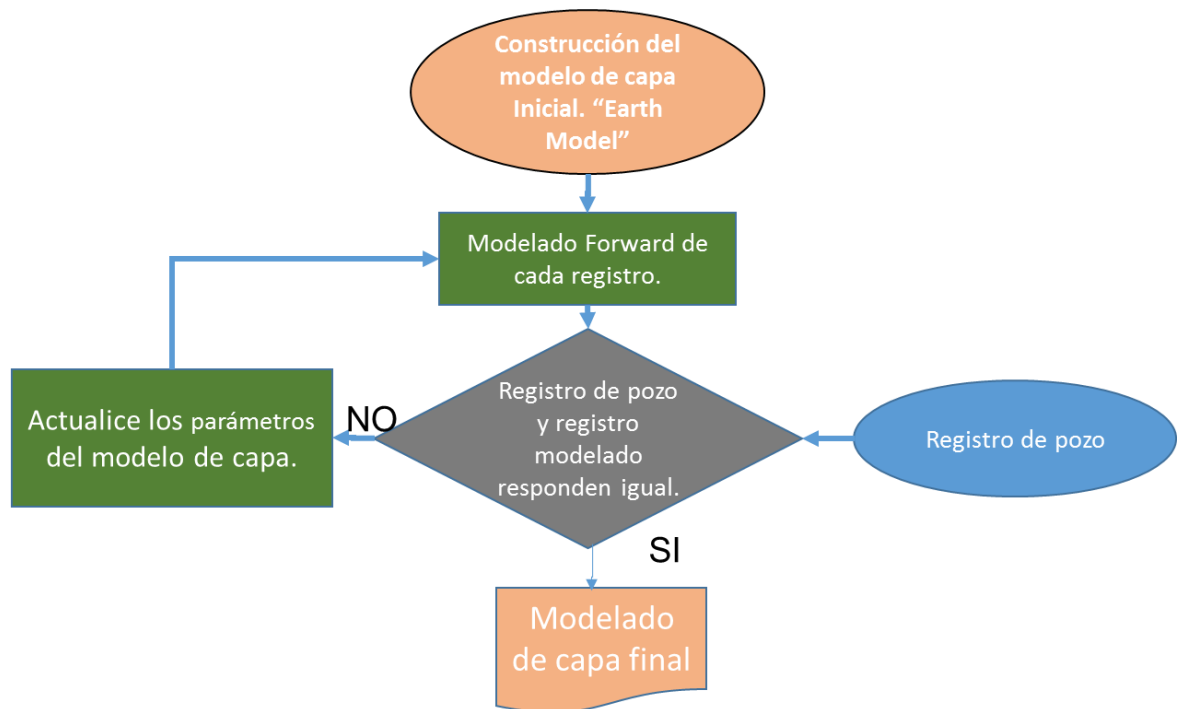


Fuente: Passey, Q. R., K. E. Dahlberg, K. B. Sullivan, H. Yin, Y. H. Xiao, A. G. Guzman-Garcia. Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs. AAPG Archie Series, No. 1. Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 2006

6.1 METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL MODELAMIENTO DE REGISTROS DE ALTA RESOLUCIÓN DE LAS ARENISCAS FINAMENTE INTERESTRATIFICADAS DE LA FORMACIÓN UNE EN EL POZO INVESTIGADOR-1

EL modelado de registros de alta resolución para la Formación UNE en el pozo investigador-1, se realizó empleando la metodología que se muestra en la Figura 40.

Figura 40. Método de inversión Iterativo (Log Convolution Method) empleado para el modelado de alta resolución de la Formación UNE.



Se emplea un método de inversión iterativa, también llamado Log Convolution Model (LCM), de tal manera que se repite tantas veces como sea necesario el modelado hasta encontrar un modelo aceptable y coherente.

De manera sencilla, el LCM combina un modelo de capa 1-D, un modelo de convolución o también llamado tool response function y un procedimiento de inversión iterativa para cada registro de pozo a modelar para obtener un modelo de capa final resultado del proceso de inversión con el fin de obtener parámetros reales de la formación a evaluar, con mejor resolución e información que los registros de pozo originales.

6.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE CAPA INICIAL “EARTH MODEL”

Un modelo de capa es una simplificación geométrica de la disposición de las capas en el subsuelo, con el valor de la propiedad a modelar asociado a cada una de ellas.

Para que un modelo de capa funcione y sea aplicable para realizar operaciones matemáticas que representen la respuesta de los registros en la formación, debe contener la siguiente información:

- a). Una subdivisión del intervalo a modelar en secciones más pequeñas (capas) con sus límites definidos y con la capacidad de ser caracterizadas con valores de propiedades petrofísicas.
- b). La serie de valores de propiedades petrofísicas que caractericen cada capa definida en el modelo geométrico.

6.2.1 Construcción del modelo de capa 1-d para la formación une en el pozo investigador-1 a partir del registro EBI y fotografía de núcleo. En un modelo 1-D como se muestra en la Figura 39, la variación de las propiedades petrofísicas se da solo en una dirección.

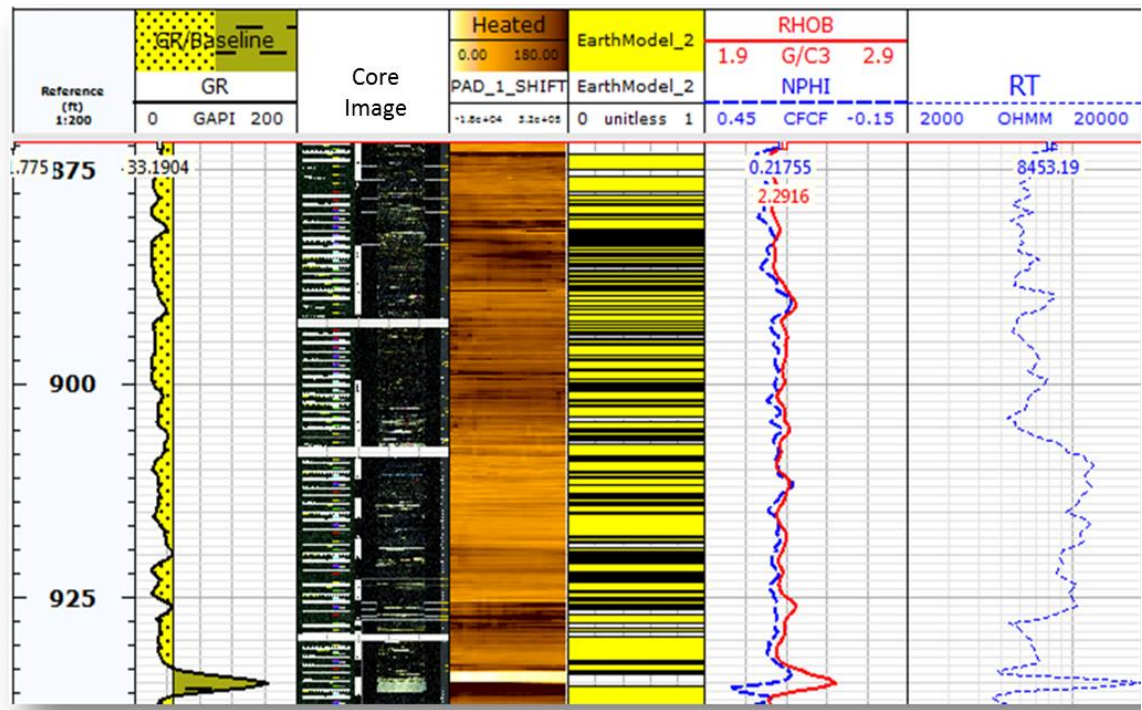
En el caso de la Formación UNE en el pozo Investigador-1, se da tal caso, ya que se encuentra una formación heterolítica, donde hay alternancia de dos litofacies claramente identificables y cada una de ellas se asume con propiedades homogéneas en toda su extensión lateral, mientras que se observan límites verticales entre capa mostrando así variación de las propiedades en esa orientación (con la profundidad).

Existe un sinnúmero de configuraciones que pueden dar lugar a una misma solución o a una misma respuesta modelada de registro. Para evitar que el proceso de inversión arroje múltiples soluciones alejadas de la configuración real de la formación, se parte de un modelo de capa bastante robusto construido a partir de la conjunción entre el registro de imágenes microresistivas (EBI – Electric Borehole Image) y las fotografías a escala real que se tomaron a detalle de todo el núcleo de la Formación UNE en el pozo Investigador-1.

Con este amarre se logra construir un modelo geométrico, en donde con gran confiabilidad se pueden definir claramente los límites de la gran mayoría de las capas y se logra diferenciar; basados principalmente en la fotografía; la litofacies asociada a cada capa.

Se construye así un modelo geométrico bicapa (litofacies 1, cuarzareniscas limpias saturadas de hidrocarburo; litofacies 2, cuarzoareniscas arcillosas sin impregnación de hidrocarburo), con una rata de muestreo en la misma escala del registro EBI (0,008 ft). Por tanto se garantiza que capas de hasta 3 cm puedan ser modeladas.

Figura 41. Visualización del modelo de geométrico (Intercalación de capas amarillas – arenas saturadas de petróleo- , y blancas – arenas sin petróleo) creado a partir del registro de imágenes microresistivas (EBI) y la fotografía del núcleo.



Como se puede observar en la figura 41, a partir de la información de fotografías y el registro EBI, se definen los límites de cada capa. Las capas de la litofacies 1, se representan en la Figura 41 de color amarillo, mientras que la litofacies 2, se representan de color blanco. Así de la misma forma para todo el reservorio.

6.2.1.1 Modelo de capa 1-D Inicial para modelado de registros de alta resolución: Una vez realizado el modelo geométrico, donde se determinan los límites de cada capa, el siguiente paso es determinar las propiedades de cada una de esas capas definidas.

Para este caso y como modelo de capa inicial se asume que cada una de las dos capas involucradas en el modelo inicial, tienen todas propiedades uniformes, en toda la extensión de la capa. Posteriormente en un paso posterior y luego de la aplicación del método de inversión, se determina que cada capa puede tener valores diferentes unas de otras, pero como modelo inicial, se asume que cada litofacies tiene las mismas propiedades en todo el reservorio a modelar. Por ejemplo, si se determinó que la litofacies 1, que está representada en la Figura 41, de color amarillo, tiene valores de Gama Ray de 20 uAPI, NPHI 0,26 v/v , RHOB 2,35 gr/cm³ , RT 4500 ohm*m ; entonces en todo intervalo modelado donde aparezca la litofacies 1, tendrá los mismos valores definidos.

6.2.1.2 Modelo de capa 1-D para el registro gamma RAY: Para el modelo de capa inicial del registro Gamma Ray, luego de contar con el modelo geométrico, se debió determinar el valor de GR en uAPI, que tendría cada una de las dos litofacies.

Para determinar los valores de Gamma Ray más de manera más confiable, se empleó una distribución de frecuencias.

Un método que funcionó en este trabajo para asignar los valores registro Gamma Ray a cada litofacies consistió en tomar un intervalo donde estén presentes las dos litofacies a modelar, y que tengan espesores considerables (preferiblemente por encima de la resolución de la herramienta), de tal manera que el registro gama ray alcance a responder a dicha configuración y a discriminar un valor de cada litofacies.

Figura 42. Selección de intervalos representativos de cada litofacies y su respuesta en el registro GR.

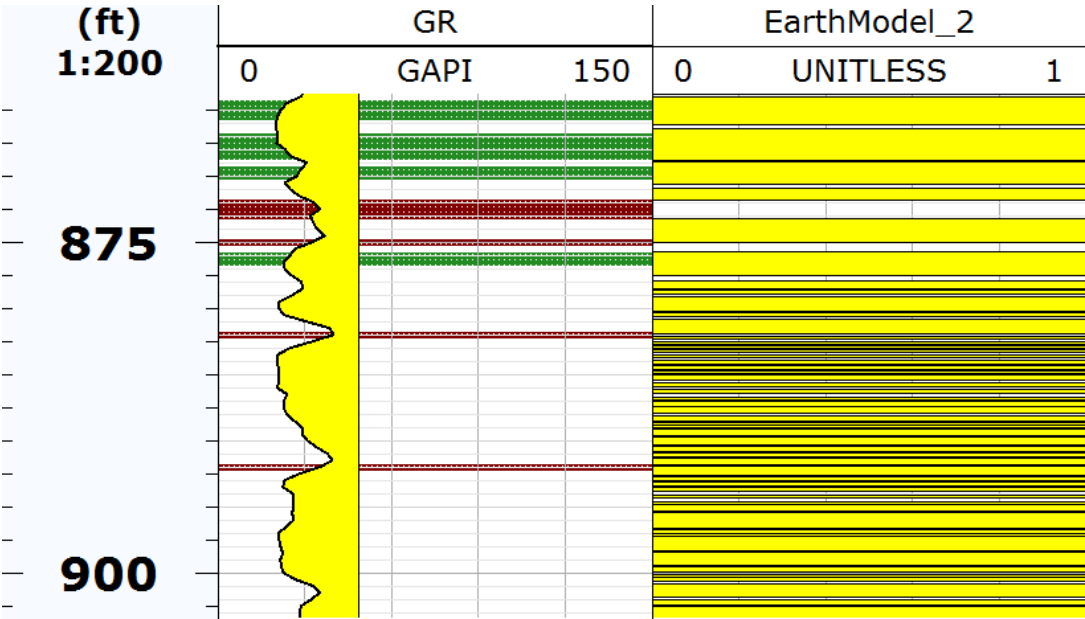
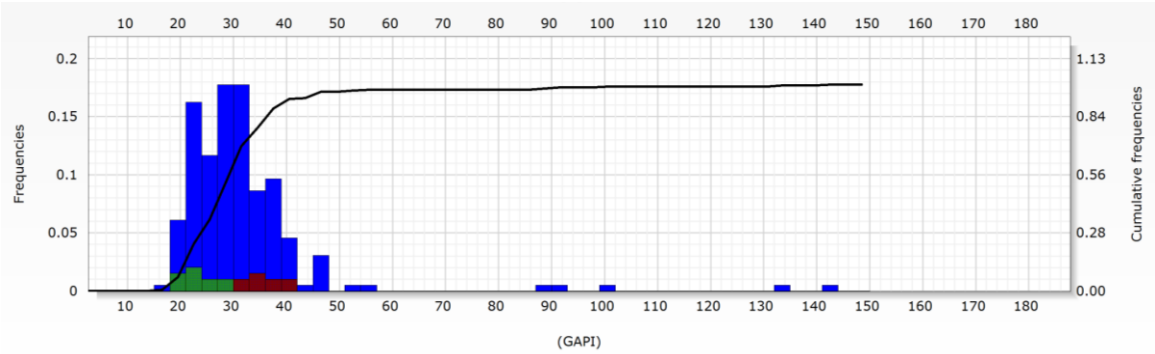


Figura 43. Histograma de distribución de valores de GR mostrando valores de litofacies 1 y litofacies 2.



Según lo observado en la figura 43, los valores de GR de la litofacies 1, son los más bajos (Verde) y los valores de GR de la litofacies 2, son los más altos (rojo).

La Formación UNE en el pozo Investigador-1, tiene un espesor aproximado de 600 pies, por tanto el modelado se realizó en intervalos más cortos de tal manera que facilitara el proceso.

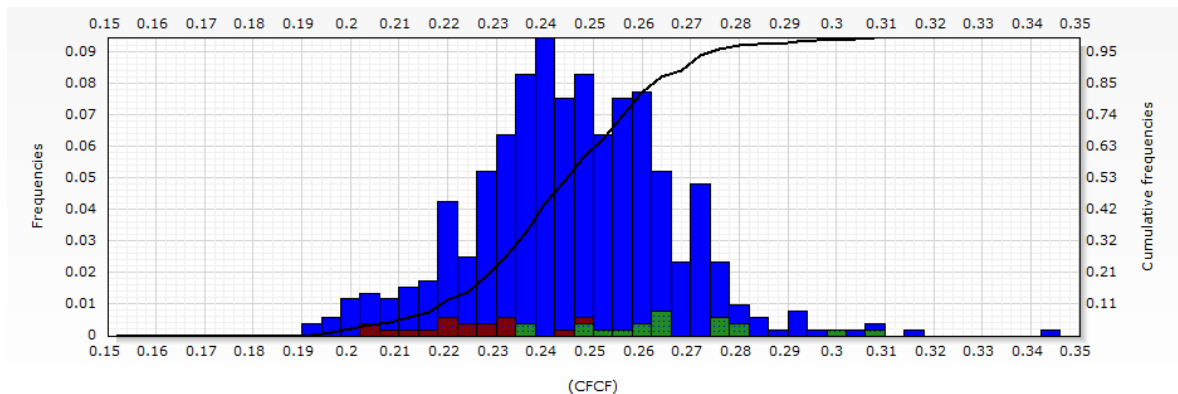
Los valores de GR empleados para el modelo de Capa Inicial de manera general son

Litofacies 1: GR 22 API

Litofacies 2: GR 38 API

6.2.1.3 Modelo de capa 1-d para el registro NPHI: De la misma forma como se hizo con el GR, se empleó una distribución de frecuencias para tener una idea aproximada de los valores de NPHI de la litofacies 1 y litofacies 2.

Figura 44. Distribución de frecuencias del registro NPHI indicando litofacies 1 (verde) y litofacies 2 (rojo).



Como se puede observar en la Figura 44, la litofacies 1, presenta valores más altos de NPHI que la litofacies 2.

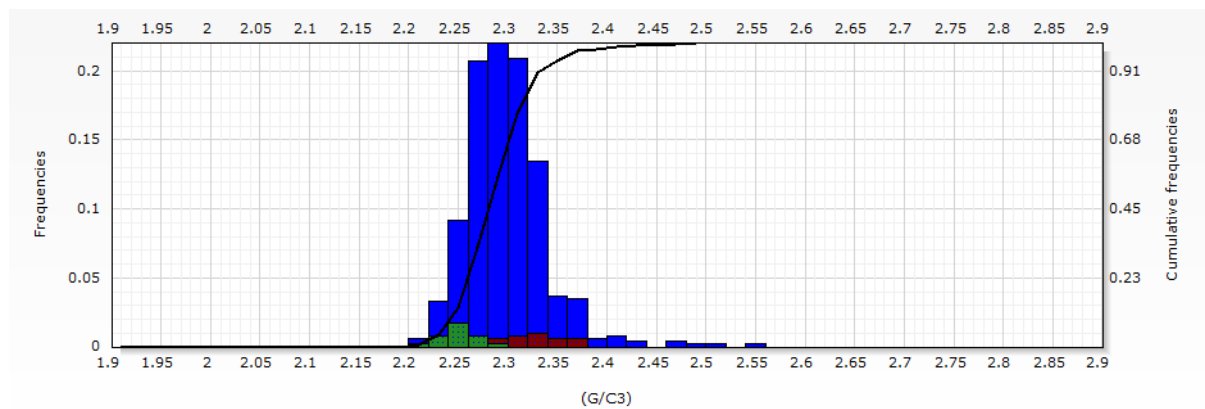
Los valores de NPHI de manera general serían:

Litofacies 1: 0,27

Litofacies 2: 0,22

6.3.1.4 Modelo de capa 1-d para el registro RHOB: Igualmente se empleó una distribución de frecuencias para tener una idea aproximada de los valores de RHOB de la litofacies 1 y litofacies 2.

Figura 45. Distribución de frecuencias del registro RHOB indicando litofacies 1 (verde) y litofacies 2 (rojo).



Como se puede observar en la Figura 45, la litofacies 1, presenta valores más bajos de RHOB que la litofacies 2, esto justificado en que la litofacies 1 contiene porcentajes muy bajos de arcilla, mientras que la litofacies 2, presenta mayor contenido de arcilla.

Los valores de RHOB de manera general serían:

Litofacies 1: 2,265

Litofacies 2: 2,35

6.2.1.5 Modelo de capa 1-d para el registro resistividad: El modelo de capa para la resistividad presenta un grado mayor de complejidad debido a que es más sensible a cambios litológicos, fluidos, temperatura, mineralógicos, etc.

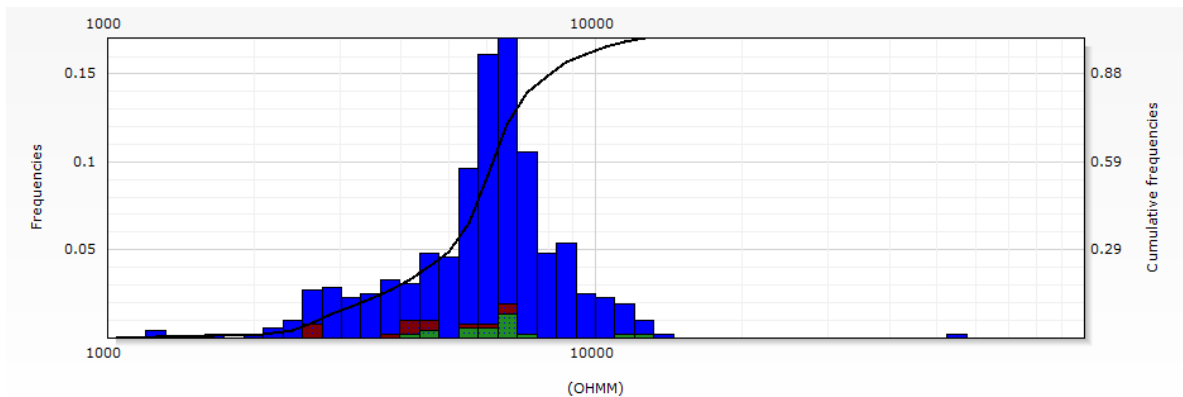
Para determinar los valores de resistividad para el modelo de capa, se hizo una subdivisión por intervalos más pequeños para poder ser evaluado a mayor detalle.

De igual manera se empleó la misma metodología de la distribución de frecuencias, solo que en intervalos más pequeños.

Otra complejidad, es que la diferencia entre la litofacies 1 y 2 no es muy grande en términos de magnitud, teniendo en cuenta que se trabaja en escala logarítmica.

Sin embargo no logró detectar alguna diferenciación.

Figura 46. Distribución de frecuencias del registro resistividad profunda (RT) indicando litofacies 1 (verde) y litofacies 2 (rojo).



Como se puede observar en la Figura 46, para el intervalo 860-1120 ft, la litofacies 1 (verde) presenta valores mayores en la resistividad que la litofacies 2.

Para el ejemplo de la figura anterior, se puede establecer que la litofacies 1 tendría un valor de resistividad cercana a los 6500 ohm*m, mientras que la litofacies 2 tendría una resistividad cercana a los 5000 ohm*m.

6.2.2 Modelo de capa final de los registros GR, NPHI, RHOB y RT, de la formación UNE en el pozo investigador-1 para modelado inicial. El modelo de capa inicial para el modelado de la Formación UNE en el pozo Investigador-1 se presenta a continuación:

Tabla 12. Modelo de capa (Earth Model) inicial para la Formación UNE en el pozo Investigador-1

		GR (GAPI)	NPHI	RHOB G/CM3	RT Ohm*m
800-840	LITOFACIES 1	30	0,25	2,35	3500
	LITOFACIES 2	100	0,35	2,45	2500
840-862	LITOFACIES 1	30	0,25	2,25	4000
	LITOFACIES 2	100	0,37	2,45	9000
862-933	LITOFACIES 1	20	0,26	2,27	9000
	LITOFACIES 2	40	0,23	2,34	5000
933-1024	LITOFACIES 1	22	0,27	2,26	6000
	LITOFACIES 2	38	0,22	2,34	7000
1024-1154	LITOFACIES 1	24	0,26	2,26	8000
	LITOFACIES 2	36	0,22	2,35	4000
1154-1210	LITOFACIES 1	20	0,27	2,25	2000
	LITOFACIES 2	40	0,24	2,3	1500

El modelo de capa se realizó para todo el intervalo considerado reservorio. El intervalo 800 a 862, se modeló para una intercalación de capas de cuarzoareniscas arcillosas y capas de arcillolitas (caolinita principalmente). La configuración típica de intercalación de areniscas finamente interestratificadas empieza desde la profundidad 862 pies.

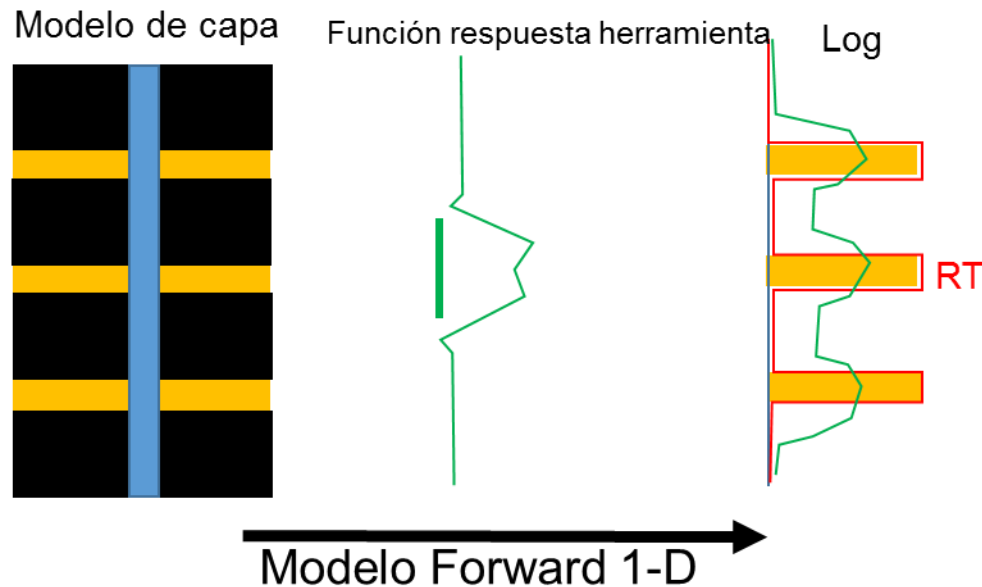
6.3 MODELADO FORWARD DE REGISTROS

Modelado Forward en petrofísica, (Forward modeling) se denomina al proceso de calcular numéricamente la respuesta de un registro de pozo a partir de un modelo de capa (Earth Model).

Un algoritmo o código de programación para llevar a cabo un cálculo es un modelo forward.

Cada modelo Forward a partir de un modelo de capa específico da una única solución.

Figura 47. Modelado Forward de un modelo 1-D



Fuente: Passey, Q. R., K. E. Dahlberg, K. B. Sullivan, H. Yin, Y. H. Xiao, A. G. Guzman-Garcia. Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs. AAPG Archie Series, No. 1. Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 2006

En la figura 47 se puede ver esquemáticamente un proceso para modelar un registro (Resistividad RT- Color rojo), donde se combina un modelo de capa (Earth model- Izquierda), con la función de respuesta de la herramienta (Función unidimensional normalmente de forma gaussiana en registros de comportamiento lineal, que describe el funcionamiento y rango de acción de la herramienta de registros), con el fin de obtener un registro modelado (verde).

Para la Formación UNE, en el pozo Investigador-1 el modelado forward aplicado es una convolución 1-D.

Una convolución puede expresarse de manera simplificada (Looyestijn 1982)⁴⁶:

$$T = S * R \quad (\text{Ecuación 38})$$

Donde

T= Señal medida (Registro modelado)

S = Valores del modelo de capa

R = Función de respuesta de la herramienta.

6.3.1 Función de respuesta de la herramienta: La función de respuesta de la herramienta (Tool response function) o también denominada filtro de convolución de una herramienta dada depende de los principios físicos, de la geometría, de las dimensiones, resolución de la misma. Cada compañía de servicios posee como propiedad intelectual sus funciones de respuesta de cada herramienta, por lo tanto es indispensable que para trabajar en este tipo de reservorios y si se quiere ser estrictos en la aplicación de los métodos de modelado, se debe asegurar con las compañías de servicios la accesibilidad a este tipo de información.

Esta función en reservorios cuyas propiedades presentan un comportamiento lineal, como es el caso de la Formación UNE, tienen una forma gaussiana según la siguiente ecuación (39):

$$f(x|\mu, \delta) = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} * e^{\frac{-(x-\mu)^2}{2\delta^2}} \quad (\text{Ecuación 39})$$

Donde

μ = Media

δ = Desviación estandar

⁴⁶ Looyestijn, W. J., Deconvolution of Petrophysical Logs: Applications and Limitations, in Transactions of the SPWLA 23rd Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper W, 1982

La función de respuesta de la herramienta en modelos unidimensionales con forma gaussiana, tiene como objetivo involucrar en el cálculo del registro modelado, el aporte de las capas adyacentes a la profundidad que se está modelando, por lo que en registros de pozo la señal obtenida de la herramienta de registro en realidad es un “promedio” de la propiedad en el volumen observado (Looyestijn 1982)⁴⁷.

Para el modelamiento de los registros Gamma Ray, NPHI y RHOB de la Formación UNE en el pozo Investigador-1, se emplearon las funciones de respuesta modificadas de Passey et al., 2006⁴⁸ y que emplea en el Thin Bed Simulator ubicado en la pagina <http://search.datapages.com/data/open/archie.xls> .

Para el modelamiento del registro de resistividad, no se obtuvo buenos resultados con el filtro de convolución empleado por Passey et al., 2006⁴⁹, por lo que empleó una función creada por Ecopetrol en 2014.

Para crear este filtro de convolución (para la resistividad), en este trabajo, se empleó un modelo de capa de un pequeño intervalo con capas de espesor mayor a 1 pie y con diferencias marcadas de resistividad entre sus dos litofacies.

Conociendo la resolución de la herramienta de resistividad empleada para tomar el registro, y tomando como base la función de gauss, se empleó varias configuraciones de funciones de respuesta, y aplicando el método de prueba y error, se obtuvo el filtro de convolución que mejor ajuste dió para el modelado de la resistividad en el intervalo estudiado.

⁴⁷ Ibid

⁴⁸ Passey, Q. R., K. E. Dahlberg, K. B. Sullivan, H. Yin, Y. H. Xiao, A. G. Guzman-Garcia. Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs. AAPG Archie Series, No. 1. Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 2006

⁴⁹ Ibid

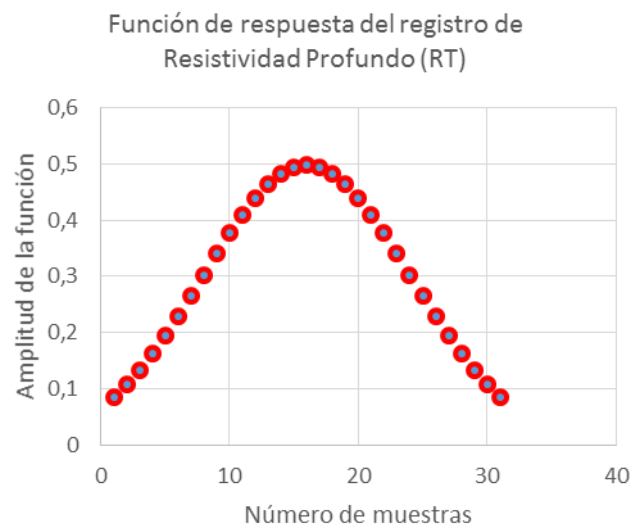
De esta manera se obtuvo que la función de respuesta de la resistividad para el modelado de la Formación UNE en el pozo Investigador-1 tendría los siguientes parámetros:

Extensión vertical: 3 pies

Media: 1,5

Desviación estandar: 0,8

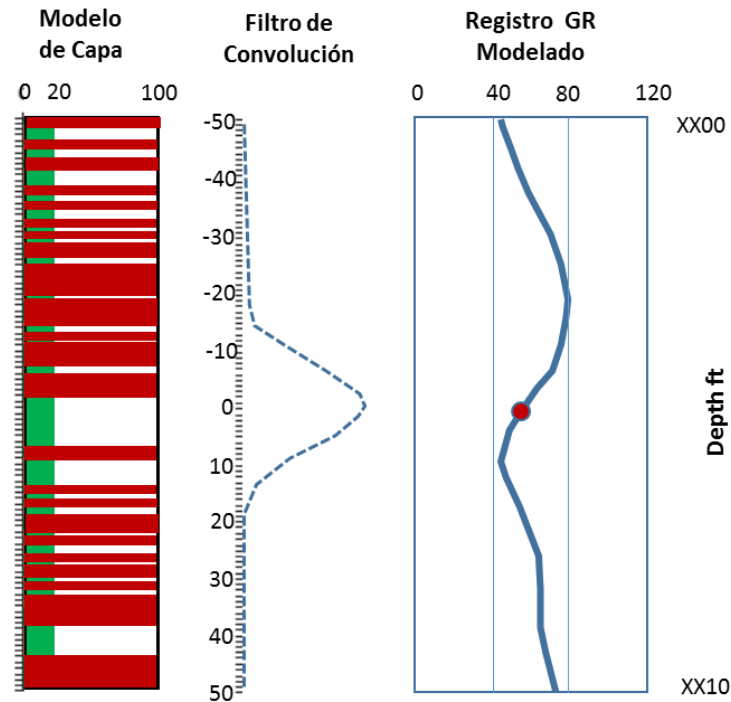
Figura 48. Función de respuesta de la resistividad obtenido en el Pozo Investigador-1.



6.3.2 Convolución 1-d de registros. La convolución 1-D de registros es un tipo de modelamiento Forward, el cual da una aproximación a la solución para un modelo de capa dado.

A continuación se presenta una explicación de una convolución 1-D para el registro GR expuesta por Passey et al., 2006⁵⁰.

Figura 49. Representación esquemática de un modelo de convolución 1-D.



Fuente: Passey, Q. R., K. E. Dahlberg, K. B. Sullivan, H. Yin, Y. H. Xiao, A. G. Guzman-Garcia. Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs. AAPG Archie Series, No. 1. Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 2006

En la Figura 49 se muestra un modelo de convolución 1-D para el registro Gama Ray. A la izquierda, un modelo de capa definido que tiene de espesor de 10 pies. Cada pie tiene 10 subdivisiones, luego el modelo de capa tiene información cada 0.1 ft. El modelo de capa muestra una intercalación de dos capas, verde (arenas)

⁵⁰ Ibid

con valor de GR de 20 API, roja (shale). Cada subdivisión de 0,1 ft tendrá un valor asociado de GR en API, este set de datos conforman una serie de datos que define la función $\{GR_i, 1 \leq i \leq 100\}$.

Por otro lado está el filtro de convolución o función de respuesta de la herramienta, cuya función es cuantificar el aporte de cada capa involucrada en el modelo, y darle mayor peso (como lo indica la función gaussiana) a las capas que se encuentran al frente de la herramienta que realizaría la medición, mientras que los extremos tienen menor aporte a la medida del registro GR modelado.

Matemáticamente el filtro de convolución se expresa como un conjunto de coeficientes numéricos definiendo otra serie de datos $\{f_i, -N \leq i \leq N\}$, la cual es normalizada a 1. El índice i representa el mismo incremento de profundidad que se definió para el modelo de capa (0,1 ft), luego esto indica que la función impulso contabiliza el aporte de las capas que se encuentran 2 pies arriba y abajo del punto que está siendo modelado. Luego esta función impulso tendría una longitud de 4 ft.

Para el ejemplo, i , para f_i se extiende desde $i = -20$ hasta $i = 20$.

Para calcular el valor modelado de GR (GRmod) se resuelve la siguiente ecuación.

$$GR(mod)_k = \sum_{i=-N}^N f_i * GR_{k-i} \quad (\text{Ecuación 40})$$

Para este ejemplo, la profundidad está relacionada al índice (k).

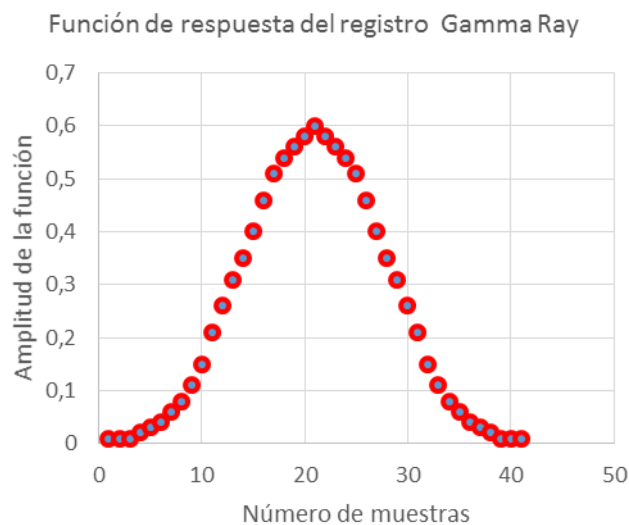
En el ejemplo anterior, el punto rojo en el registro modelado GR, representa el resultado para $GR(mod)_{51}$, ubicado en la profundidad XX05 ft. Los demás puntos que conforman la línea del registro GR modelado fueron calculados de la misma forma.

6.3.2.1 Convolución inicial 1-D: Con los datos del modelo de capa inicial señalados en la Tabla 12, y con el función de respuesta de la herramienta definida para cada registro a modelar, se realiza la convolución inicial, que no es más que una operación matemática como la expresada en la ecuación 40, donde se hace una especie de multiplicación de series numéricas, para al final tener un valor de la propiedad modelada para un punto específico en profundidad. Esta convolución inicial (registro modelado inicial) se espera similar al registro tomado de pozo.

- **CONVOLUCIÓN INICIAL 1-D REGISTRO GAMMA RAY**

Con los datos de la Tabla 12 y la función de respuesta de la herramienta Figura 50, se realiza la convolución inicial del registro Gamma Ray.

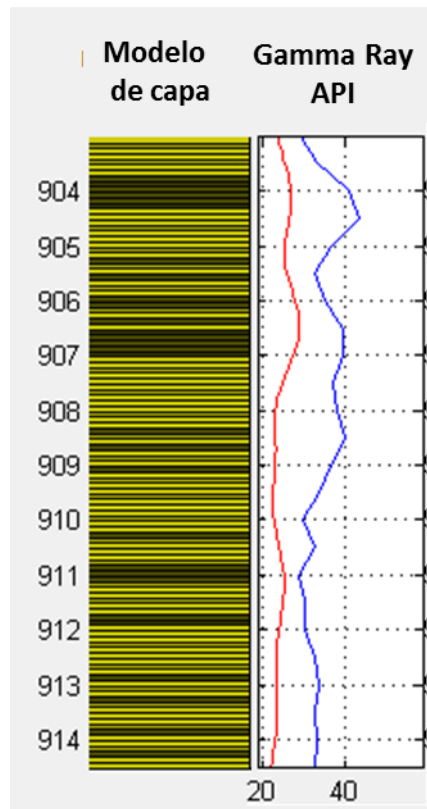
Figura 50. Función de respuesta de la herramienta GR.



Como el modelo de capa inicial tiene información cada 0,1 ft, y la función de respuesta de la herramienta debe tener el mismo espaciamiento, el tener un numero de muestras de 40, indica que según el filtro de convolución, el registro GR toma información de 4 pies de formación, dando mayor peso a la lectura central en el intervalo analizado.

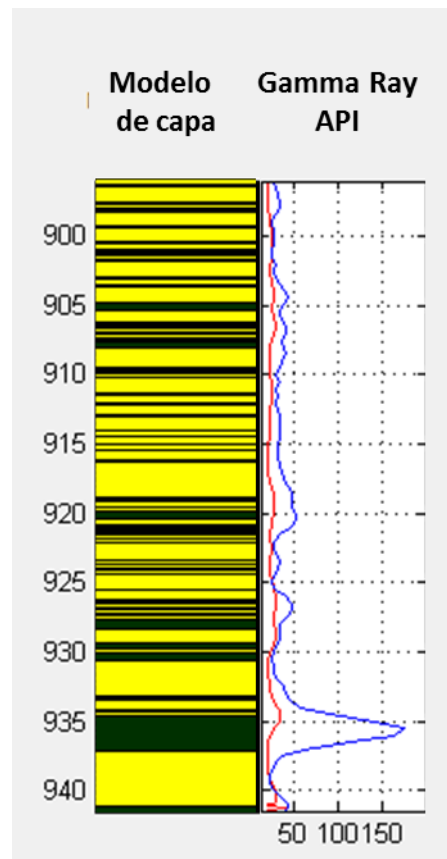
El modelo de convolución inicial para el intervalo 904-914 se muestra en la Figura 51.

Figura 51. Convolución Inicial del registro Gamma Ray para el intervalo 904-914. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro GR de pozo Rojo: registro GR modelado.



El modelo de convolución inicial para el intervalo 895-940 se muestra en la Figura 52.

Figura 52. Convolución Inicial del registro Gamma Ray para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro GR de pozo Rojo: registro GR modelado.

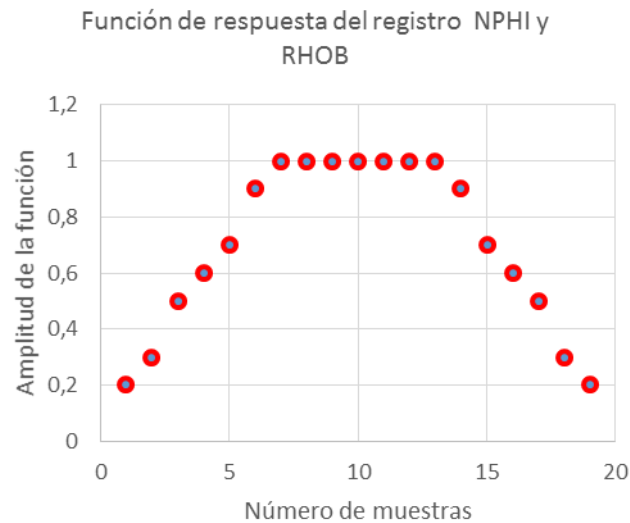


Como se puede ver en la Figura 51 y Figura 52, la convolución inicial arroja un registro modelado diferente del registro de pozo, por tal motivo y según el LCM (Log Convolution Method), se deben actualizar los parámetros del modelo de capa iterativamente hasta que el registro modelado sea muy similar al registro de pozo.

- **CONVOLUCIÓN INICIAL 1-D REGISTRO NPHI Y RHOB**

Con los datos de la Tabla 12 y la función de respuesta de la herramienta Figura 53, se realiza la convolución inicial de los registros NPHI y RHOB.

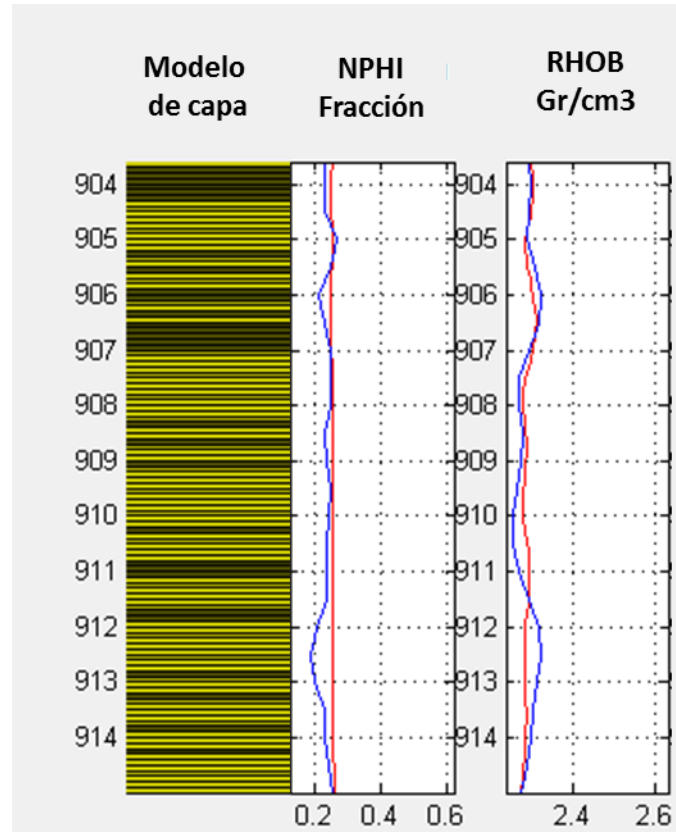
Figura 53. Función de respuesta de la herramienta NPHI Y RHOB.



Como el modelo de capa inicial tiene información cada 0,1 ft, y la función de respuesta de la herramienta debe tener el mismo espaciamiento, el tener un numero de muestras de 20, indica que según el filtro de convolución, el registro NPHI y RHOB toma información de 2 pies de formación, dando mayor peso a la lectura central en el intervalo analizado.

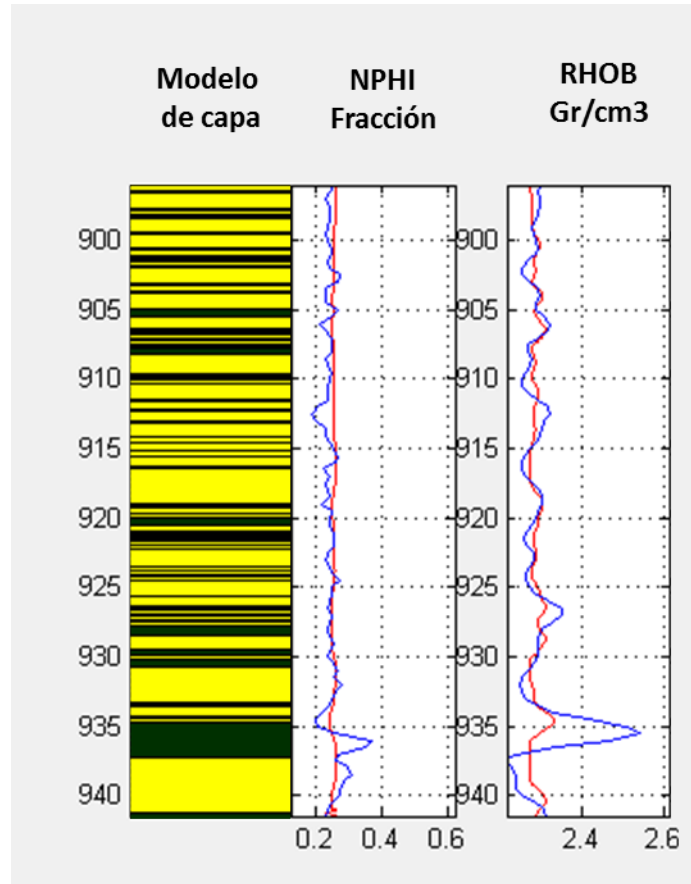
El modelo de convolución inicial para el intervalo 904-914 se muestra en la Figura 54.

Figura 54. Convolución Inicial del registro NPHI Y RHOB para el intervalo 904-914. (Izquierda Modelo de capa. Línea Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado.



El modelo de convolución inicial para el intervalo 895-940 se muestra en la Figura 55.

Figura 55. Convolución Inicial del registro NPHI y RHOB para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo Rojo: registro modelado.

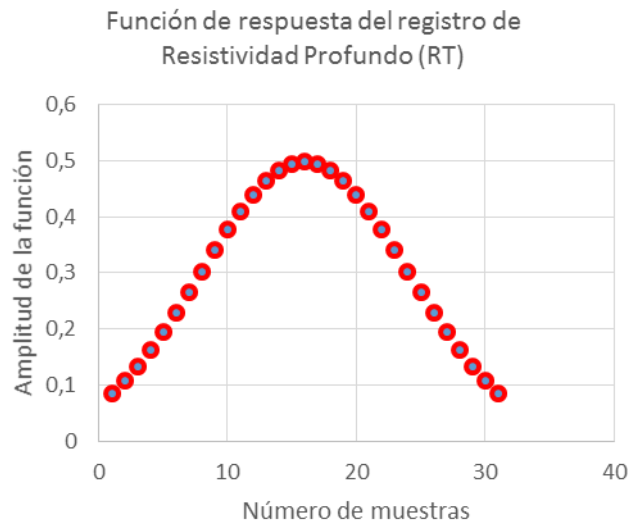


Como se puede ver en la Figura 54 y Figura 55, la convolución inicial arroja un registro modelado diferente del registro de pozo, por tal motivo y según el LCM (Log Convolution Method), se deben actualizar los parámetros del modelo de capa iterativamente hasta que el registro modelado sea muy similar al registro de pozo.

- **CONVOLUCIÓN INICIAL 1-D REGISTRO RESISTIVIDAD PROFUNDA (RT)**

Con los datos de la Tabla 12 y la función de respuesta de la herramienta Figura 56, se realiza la convolución inicial del registro Gamma Ray.

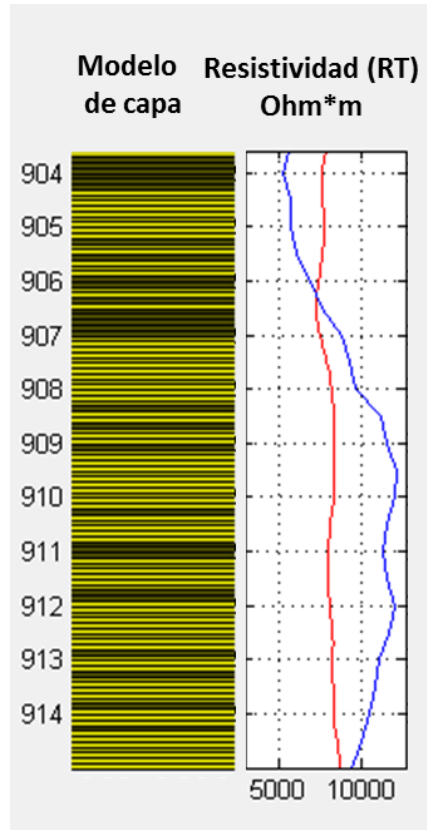
Figura 56. Función de respuesta de la herramienta Resistividad Profunda (RT).



Como el modelo de capa inicial tiene información cada 0,1 ft, y la función de respuesta de la herramienta debe tener el mismo espaciamiento, el tener un numero de muestras de 30, indica que según el filtro de convolución, el registro GR toma información de 3 pies de formación, dando mayor peso a la lectura central en el intervalo analizado.

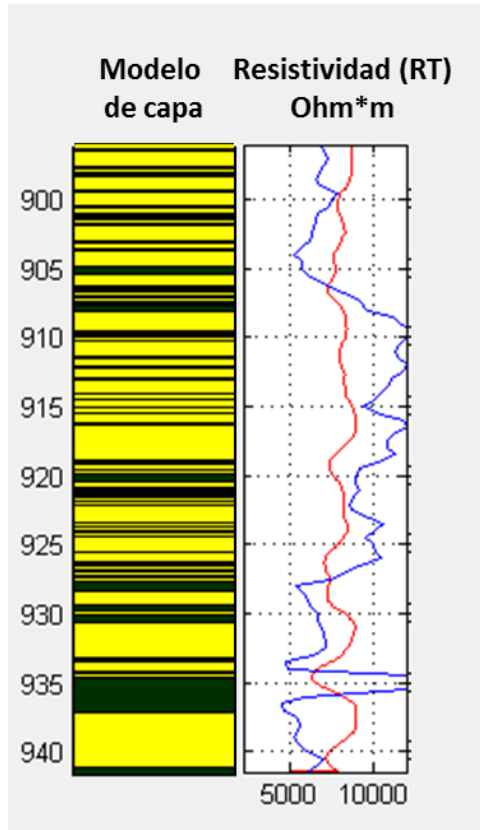
El modelo de convolución inicial para el intervalo 904-914 se muestra en la Figura 57.

Figura 57. Convolución Inicial del registro Resistividad profunda para el intervalo 904-914. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado).



El modelo de convolución inicial para el intervalo 895-940 se muestra en la Figura 58.

Figura 58. Convolución Inicial del registro Resistividad Profunda (RT) para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado.



Por la resolución de las capas, en la Figura 58 el modelo de inicial (earth model) no alcanza a visualizarse.

Como se puede ver en la Figura 57 y Figura 58, la convolución inicial arroja un registro modelado diferente del registro de pozo, por tal motivo y según el LCM (Log Convolution Method), se deben actualizar los parámetros del modelo de capa iterativamente hasta que el registro modelado sea muy similar al registro de pozo.

6.4 INVERSIÓN ITERATIVA

El método de inversión iterativa, (Figura 40), consiste en realizar un modelo Forward Inicial, comparar la respuesta del registro modelado con el registro medido. Si las respuestas no son lo suficientemente satisfactorias, se debe actualizar los parámetros del modelo de capa, tantas veces como sea necesario, hasta que la respuesta del registro modelado, sea muy similar a la del registro medido (registro de pozo). El éxito de este proceso, está en la cantidad de información que se tenga disponible para poder comprobar los parámetros que se van actualizando. Al final, como proceso de la inversión, se obtiene una curva de aspecto rectilíneo de bordes cuadrados, que indican los límites de cada capa y los valores del modelo de capa final (Valor de la propiedad modelada para cada capa).

Para el caso de la Formación UNE, en el pozo Investigador-1, el contar con fotografía detallada de todo el núcleo y los registros de imágenes microresistivas, ayudó a construir curvas invertidas con bastante confiabilidad.

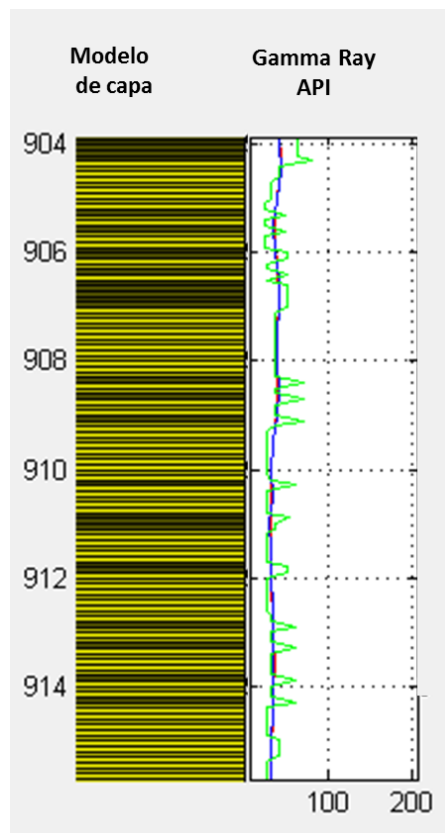
6.4.1 Inversión del registro GR y generación del registro de alta resolución.

Una vez obtenido el modelo forward inicial, se inicia el proceso de inversión, el cual consiste en modificar los parámetros del modelo de capa, de tal forma que el nuevo registro modelado ajuste con el registro medido. Para el caso del registro GR, el cual se trabajó con una función de respuesta de la herramienta de 4 pies, la inversión o modificación de parámetros del modelo de capa se realiza dentro de un intervalo del mismo espesor, para conservar coherencia con el modelado, ya que si se modifican intervalos más lejanos a esta medida, el cambio en la respuesta a la capa o nivel que se está invirtiendo es poca.

Para este proceso, se tiene cuidado de no poner valores altos de GR, si se sabe que la capa que se está actualizando corresponde a una arenisca saturada de petróleo, o viceversa. Luego es un proceso que requiere tener en cuenta la mayor cantidad de información disponible.

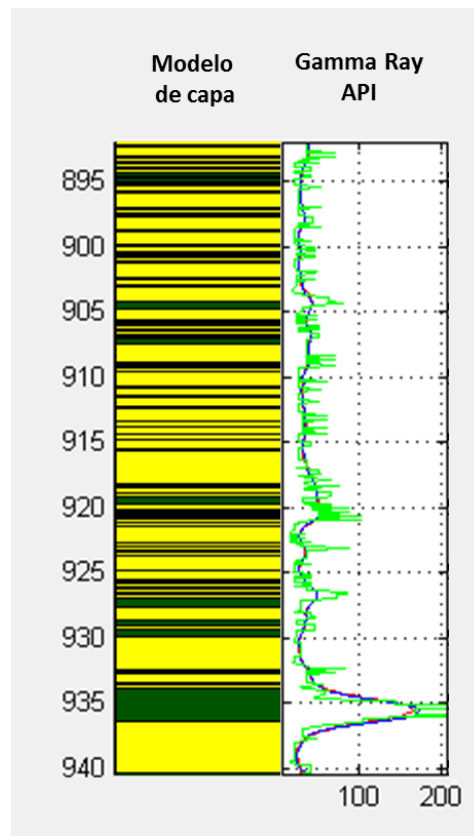
El resultado final de la inversión realizada para generar el registro GR de alta resolución en el intervalo 904-914 se muestra en la Figura 59.

Figura 59. Inversión Final del registro GR para el intervalo 904-914. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro GR invertido-Alta resolución).



La inversión realizada para generar el registro GR de alta resolución en el intervalo 895-940 se muestra en la Figura 60

Figura 60. Inversión final del registro GR para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro GR invertido-Alta resolución).



Como se puede ver en las Figura 59 y 60, a diferencia del modelado Forward Inicial, el registro modelado (rojo) y el registro medido (azul) ajustan lo suficiente, como para tener una respuesta aceptable. El resultado de esta inversión, es la curva de color verde, la cual es un registro de alta resolución, con información del valor de GR ajustado para cada capa del modelo (earth model). Con este registro

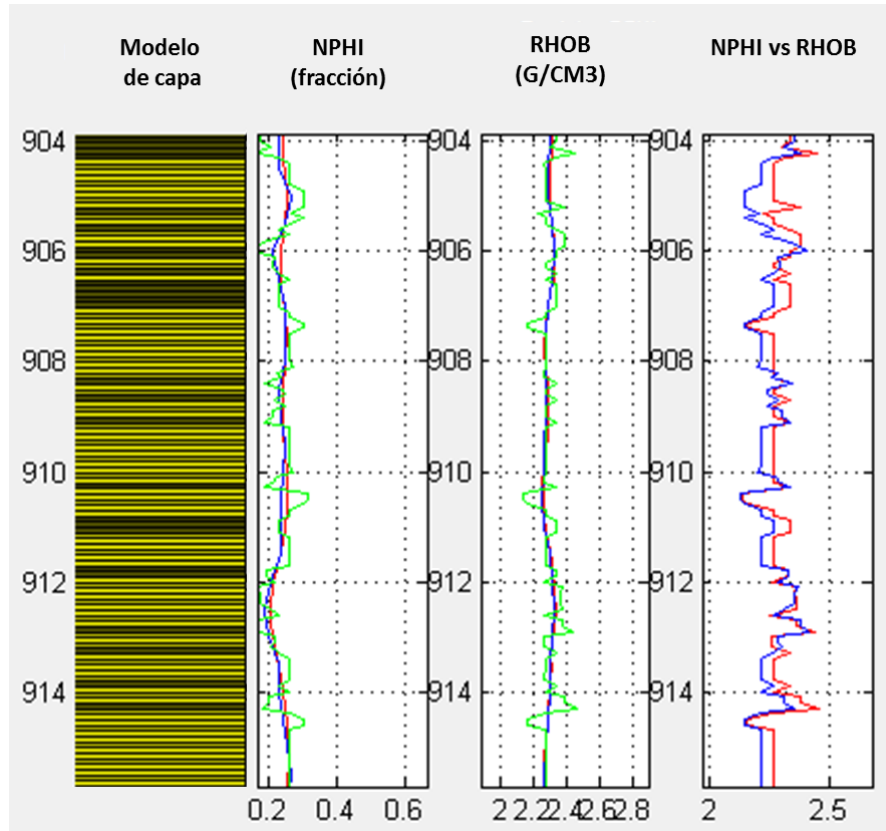
GR de alta resolución, se puede ahora realizar el modelamiento petrofísico de alta resolución para reservorios finamente interestratificados.

6.4.2 Inversión del registro NPHI y RHOB y generación del registro de alta resolución. Para el caso de los registros NPHI y RHOB, los cuales se trabajaron con una función de respuesta de la herramienta de 2 pies, la inversión o modificación de parámetros del modelo de capa se realiza dentro de un intervalo del mismo espesor, para conservar coherencia con el modelado, ya que si se modifican intervalos más lejanos a esta medida, el cambio en la respuesta a la capa o nivel que se está invirtiendo es poca.

Para el proceso de inversión de estos dos registros, es muy importante modelar los dos registros a la vez y visualizar los nuevos registros de alta resolución en una escala, para este reservorio, de matriz arena, o sea el registro RHOB desde 1.9 a 2.9 y el NPHI desde -0,15 a 0,45, ya que con esto se asegura de no poner zonas de gas en donde no lo hay o litologías que no aparecen en la formación, y a su vez, obtener dos registros con respuestas coherentes. Si se hace la inversión de cada registro por separado, es posible que se obtenga respuestas incoherentes, debido a la sensibilidad de los mismos.

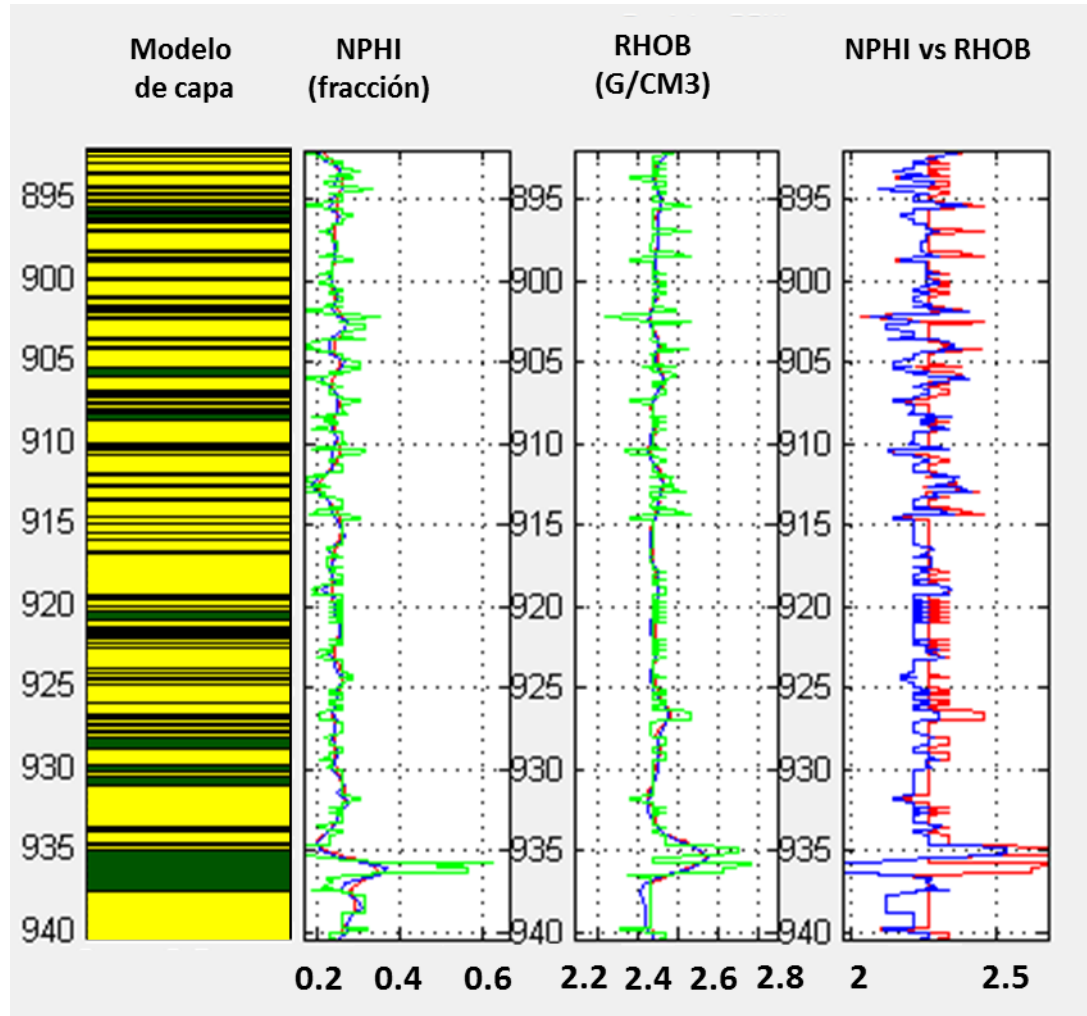
El resultado final de la inversión realizada para generar los registros NPHI y RHOB de alta resolución en el intervalo 904-914 se muestra en la Figura 61.

Figura 61. Inversión Final de los registros NPHI Y RHOB para el intervalo 904-914. (Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro NPHI y RHOB invertido-Alta resolución).



La inversión realizada para generar los registros NPHI y RHOB de alta resolución en el intervalo 895-940 se muestra en la Figura 62

Figura 62. Inversión final de los registros NPHI y RHOB para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro invertido-Alta resolución).



Como se expresó previamente, es importante realizar la inversión de estos dos registros simultáneamente, y visualizarlos en una escala de matriz arena Figura 62 (Derecha), con el fin de evitar obtener respuestas incoherentes o incorrectas.

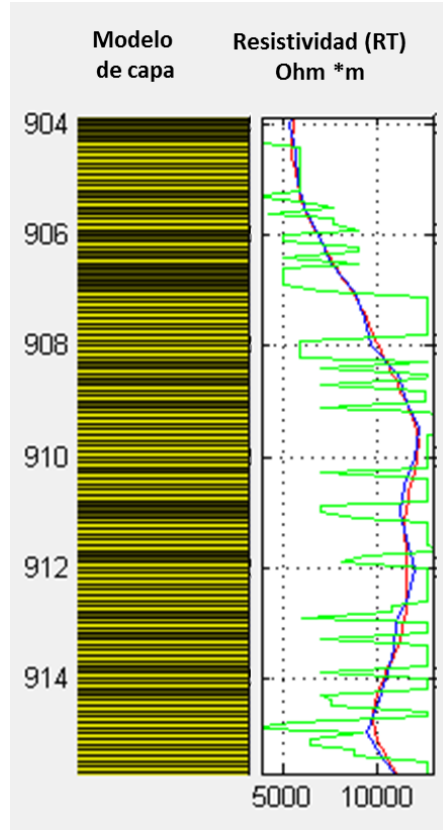
Como se puede ver en las Figura 61 y 62, a diferencia del modelado Forward Inicial, el registro modelado (rojo) y el registro medido (azul) ajustan lo suficiente, como para tener una respuesta aceptable. El resultado de esta inversión, es la curva de color verde, la cual es un registro de alta resolución, con información del valor de NPHI y RHOB ajustado para cada capa del modelo (earth model). Con estos registros de alta resolución, se puede ahora realizar el modelamiento petrofísico de alta resolución para reservorios finamente interestratificados.

6.4.3 Inversión del registro de resistividad profunda y generación del registro de alta resolución. Para el caso del registro RT, el cual se trabajó con una función de respuesta de la herramienta de 3 pies, la inversión o modificación de parámetros del modelo de capa se realiza en un intervalo dentro del mismo espesor, para conservar coherencia con el modelado, ya que si se modifican intervalos más lejanos a esta medida, el cambio en la respuesta a la capa o nivel que se está invirtiendo es poca.

Este registro por ser tal vez el más importante a la hora de calcular saturación de agua, requiere de un mayor cuidado a la hora de realizar la inversión. Para este caso, fue el último registro en ser invertido, para contar así antes, con los registros ya invertidos GR, NPHI y RHOB y continuar garantizando la calidad y coherencia del proceso. Luego también es un proceso que requiere tener en cuenta la mayor cantidad de información disponible.

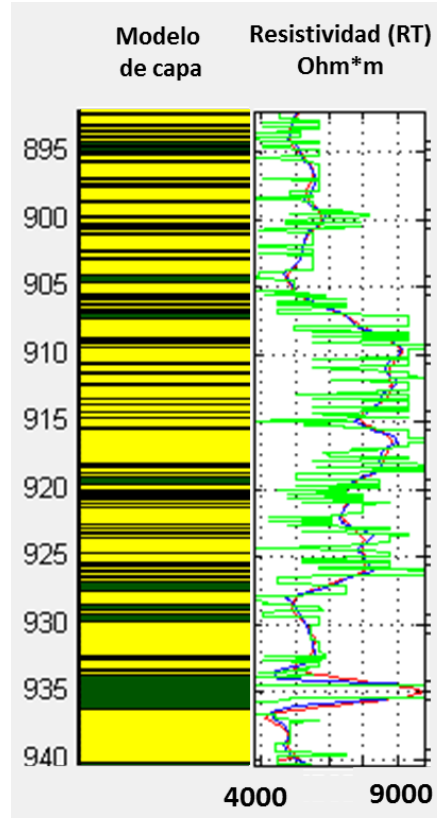
El resultado final de la inversión realizada para generar el registro RT de alta resolución en el intervalo 904-914 se muestra en la Figura 63.

Figura 63. Inversión Final del registro RT para el intervalo 904-914.
(Izquierda Modelo de capa. Derecha: Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro RT invertido-Alta resolución).



La inversión realizada para generar el registro RT de alta resolución en el intervalo 895-940 se muestra en la Figura 64

Figura 64. Inversión final del registro RT para el intervalo 895-940. (Izquierda Modelo de capa. Azul registro de pozo. Rojo: registro modelado. Verde modelo: Registro RT invertido-Alta resolución).



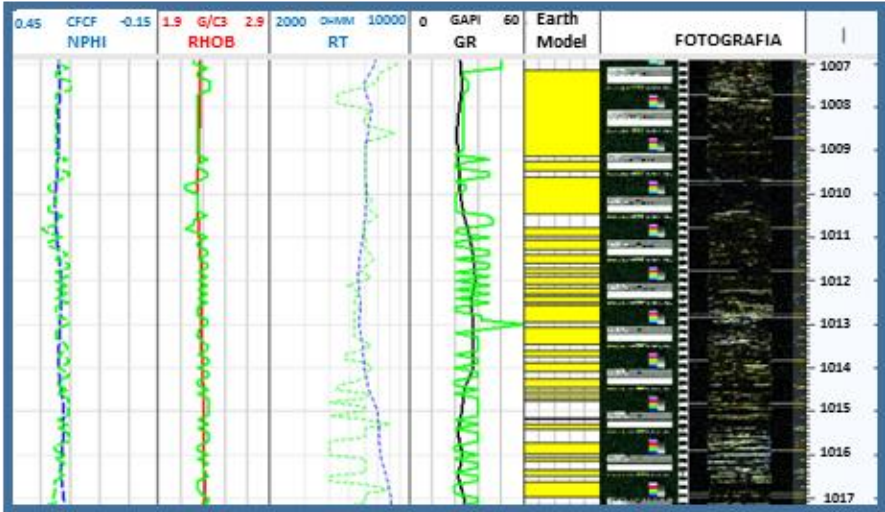
Como se puede ver en las Figura 63 y 64, a diferencia del modelado Forward Inicial, el registro modelado (rojo) y el registro medido (azul) ajustan lo suficiente, como para tener una respuesta aceptable. El resultado de esta inversión, es la curva de color verde, la cual es un registro de alta resolución, con información del valor de RT ajustado para cada capa del modelo (earth model). Con este registro RT de alta resolución, se puede ahora realizar el modelamiento petrofísico de alta resolución para reservorios finamente interestratificados.

6.5 VISUALIZACIÓN DE REGISTROS DE ALTA RESOLUCIÓN A PARTIR DE INVERSIÓN ITERATIVA DEL MODELO 1-D DE LA FORMACIÓN UNE EN EL POZO INVESTIGADOR-1

Una vez se ha finalizado la inversión total de los registros que componen el reservorio modelado, se obtiene los mismos en alta resolución. Con estos registros en alta resolución, se puede realizar el modelamiento petrofísico (Capítulo 5) como si se tratara de registros convencionales, pero con la confiabilidad que los resultados reflejarán más acertadamente el comportamiento real de la roca.

El éxito del proceso de modelamiento finalmente se da, en la medida que los resultados obtenidos sean coherentes con lo observado en el pozo, por eso es muy importante tener en cuenta toda la información disponible. Las respuestas obtenidas deben ajustar con las demás variables involucradas en el proceso. Si bien, no existen respuestas perfectas, si es muy importante que los resultados obtenidos tengan representatividad con lo observado en la información complementaria.

Figura 65. Integración registros modelados con registros de pozo. Ajuste con información disponible. Coherencia en resultados.



7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se discutirá de forma resumida los resultados obtenidos y la comparación de los resultados del cálculo de OOIP empleando el HPT calculado por tres métodos diferentes. Y la confiabilidad de cada uno de ellos.

7.1 CÁLCULO DE OOIP A PARTIR DEL CALCULO DE HPT CON INFORMACIÓN DE ROCA (PRESIONES CAPILARES)

Empleando la función J de Leverett, se construyó un modelo de saturación de aceite para la Formación UNE en el pozo Investigador-1. Este modelo se trabaja con base en el concepto de tipos de roca, los cuales muestran un comportamiento de presiones capilares para cada uno de estos. (Capítulo 4). Los parámetros para definir cada tipo de roca se discuten en ese capítulo. Sin embargo es importante resaltar que para cada tipo de roca se define un valor de porosidad, que resulta fijo para cada tipo de roca, y que va variando con el cambio en la presión de yacimiento, pero que de manera general se puede decir que es fijo. Además como el modelo solo se trabajó con información de roca, gracias a que se disponía del núcleo de toda la Formación, se empleó el concepto de facies y saturación visual de petróleo para definir tipos de roca. Si bien, en general hay una coherencia entre todos estos parámetros, existen otros tantos que definitivamente afectan la calidad de reservorio y que no pueden ser tenidos en cuenta a detalle para este modelamiento, por resultar extremadamente costosos, como es el análisis de DRX (Contenido de arcilla). Ya que cada facies tiene un rango amplio de contenido de arcillas y no se puede establecer un parámetro específico para calcular el contenido de arcilla para cada punto en profundidad, por tanto para el cálculo de HPT, es difícil establecer un parámetro que establezca un cut-off teniendo en

cuenta el contenido de arcilla. Por eso solo se empleó para el cálculo de HPT el criterio Tipo de roca 1 y 2.

Si bien el modelo de saturación definido a partir de presiones capilares muestra bastante coherencia con lo observado en los otros modelos de saturación (convencional y de alta resolución), presenta valores absolutos mucho más altos que los calculados con análisis de registros. Esto hace que los valores de HPT calculados a partir de esta metodología no sean confiables, aunque sirven como referencia para comparar con los otros modelos.

Otro factor que influye en el error asociado al cálculo de HPT a partir de presiones capilares, es que esta metodología funciona en reservorios en equilibrio hidrostático, sin influencia de hidrodinamismo. Lo observado en este reservorio es que muy probablemente exista aporte de aguas meteóricas, ya que la estructura aflora a superficie. Además los altos valores de resistividad, indican que el agua en el reservorio debe ser bastante dulce, además estudios realizados en la zona (Gómez 2015)⁵¹ indican que este sector presenta un régimen hidrodinámico activo, sumado a que existe cierta incertidumbre a la ubicación del FWL (free water level), ante la carencia de pruebas de Formación.

Por tal motivo, el resultado de HPT empleando función J de Leverett en el reservorio de la Formación UNE en el pozo Investigador-1 no resulta confiable.

7.1.1 Impacto del error del HPT empleando función J. El valor calculado de HPT empleando función J para el reservorio de la Formación UNE en el pozo Investigador-1 es de 24.6.

⁵¹ Gomez R.. Impact of hydrodynamics on the storage potential in llanos Basin. SPWLA Formation Evaluation Technhical Forum, Piedecuesta. 2015

Para el cálculo de OOIP (Volumen total de hidrocarburos en yacimiento) se emplea la siguiente ecuación:

$$OOIP = \frac{(A * HPT * 7758)}{Boi} \quad (\text{Ecuación 41})$$

Donde

OOIP = Volumen total de petróleo en el reservorio (STB)

A = Área en acres.

Boi = Factor Volumétrico de Formación del petróleo. (bbl/STB).

La constante 7758 se emplea para convertir las unidades acre*ft a barriles de petróleo (STB).

Teniendo en cuenta que el tipo de hidrocarburo almacenado en la Formación UNE en el pozo de estudio es extrapesado sin gas, se empleará un Boi = 1 (bbl/STB).

Para evaluar el impacto del valor de HPT se empleará un Área aproximada de 1 Km² el cual en acres es 247.11.

Con estos parámetros el OOIP sería:

$$OOIP = \frac{(247.11 (A) * 24,6 (HPT) * 7758)}{1 (Boi)} \quad (\text{Ecuación 42})$$

OOIP = 47.160.152,75 STB.

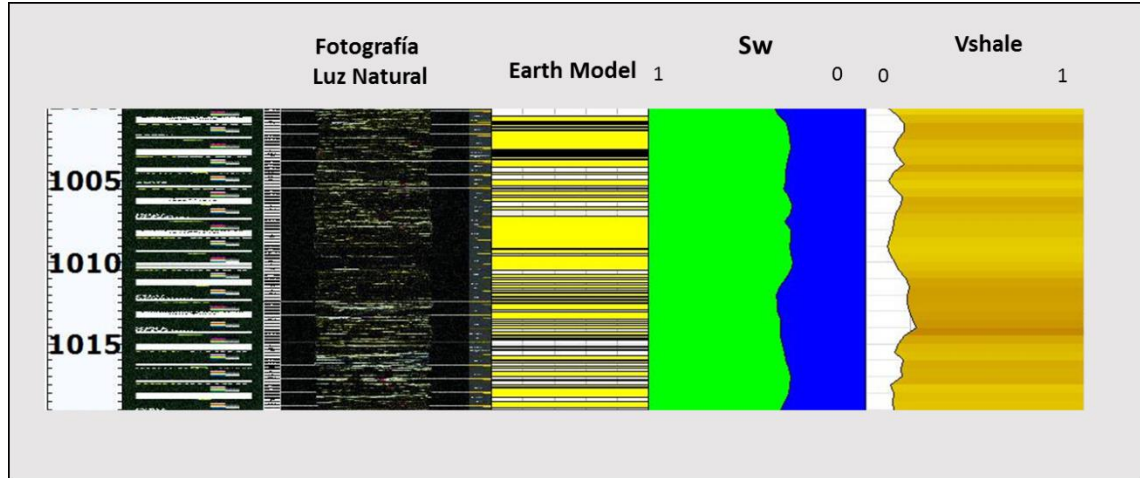
Más adelante se evaluará la diferencia en Millones de barriles por cada pie neto de HPT.

7.2 CALCULO DE OOIP A PARTIR DEL CALCULO DE HPT CON INFORMACIÓN DE REGISTROS CONVENCIONALES

El cálculo de HPT empleando registros convencionales en reservorios finamente interestratificados tiene intrínsecamente asociado un error debido a la resolución de los registros vs el espesor de las capas (Passey et al., 2006)⁵². Se sabe que de igual forma en muchos reservorios y campos petroleros del mundo, este tipo de yacimientos han sido evaluados con esta información ya que es la que comúnmente ofrecen las más comunes empresas de servicios. Partiendo de esta observación, se hizo el modelamiento petrofísico empleando análisis convencional de registros con el fin de determinar un HPT y poder comparar los resultados con los obtenidos por el método de alta resolución el cual es objeto de esta investigación.

⁵² Passey, Q. R., K. E. Dahlberg, K. B. Sullivan, H. Yin, Y. H. Xiao, A. G. Guzman-Garcia. Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs. AAPG Archie Series, No. 1. Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 2006

Figura 66. Comparación de la disposición de las capas en el reservorio, modelo de capa inicial vs respuesta del modelo de saturación y VShale a partir de registros convencionales.



Tal como se puede ver en el ejemplo de la Figura 66, donde se puede ver la disposición real de las capas (Fotografía), donde es clara la interestratificación de las dos principales litofacies y donde a partir de esta fotografía y el registro de imágenes microresistivas se construyó el modelo de capa (earth model) que se muestra en la misma figura. Es importante resaltar que el modelo de saturación de agua que se muestra en la figura 66, el cual fue realizado empleando registros convencionales, no representa la realidad física del reservorio, en donde se puede ver hay intercalación de niveles con petróleo y niveles de no petróleo. Al final el modelo de saturación calculado a partir de registros convencionales es un “promedio” de lo observado en el intervalo, el cual no es totalmente representativo de la formación.

7.2.1 Impacto del error del HPT empleando análisis convencional de registros. El valor calculado de HPT empleando análisis convencional de registros para el reservorio de la Formación UNE en el pozo Investigador-1 es de 16 ft.

Para el cálculo de OOIP (Volumen total de hidrocarburos en yacimiento) se emplea la siguiente ecuación:

$$OOIP = \frac{(A * HPT * 7758)}{Boi} \quad (\text{Ecuación 43})$$

Donde

OOIP = Volumen total de petróleo en el reservorio (STB)

A = Área en acres.

Boi = Factor Volumétrico de Formación del petróleo. (bbl/STB).

La constante 7758 se emplea para convertir las unidades acre*ft a barriles de petróleo (STB).

Teniendo en cuenta que el tipo de hidrocarburo almacenado en la Formación UNE en el pozo de estudio es extrapesado sin gas, se empleará un Boi = 1 (bbl/STB).

Para evaluar el impacto del valor de HPT se empleará un Área aproximada de 1 Km² el cual en acres es 247.11, con el fin de tener el mismo criterio de comparación.

Con estos parámetros el OOIP sería:

$$OOIP = \frac{(247.11 (A) * 16 (HPT) * 7758)}{1 (Boi)} \quad (\text{Ecuación 44})$$

OOIP = 30.673.270,08 STB.

Más adelante se evaluará la diferencia en Millones de barriles por cada pie neto de HPT.

7.3 CÁLCULO DE OOIP A PARTIR DEL HPT CON INFORMACIÓN DE REGISTROS DE ALTA RESOLUCIÓN CREADOS SEGÚN MÉTODO LCM (Log Convolution Model).

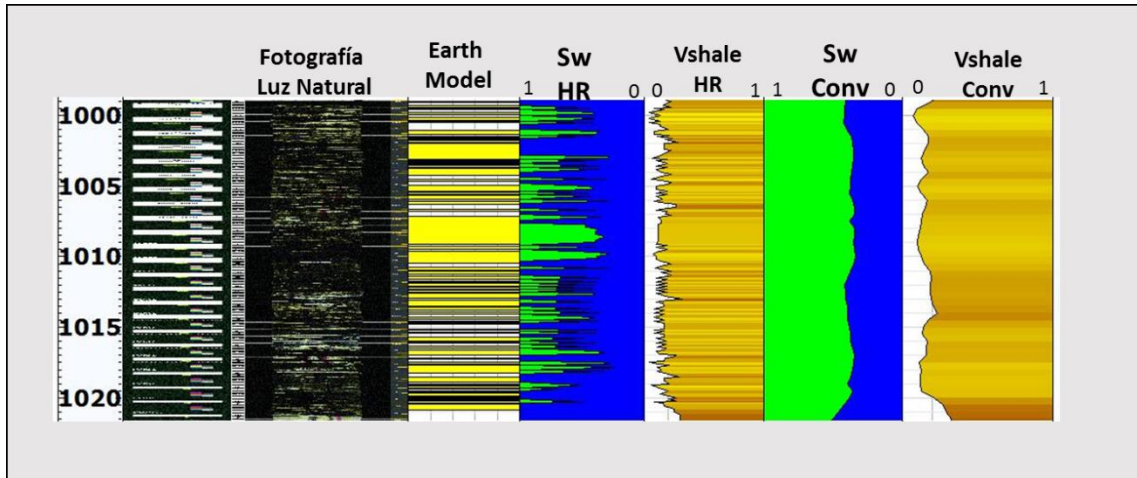
El reservorio de la Formación UNE en el área de Río Güejar, Llanos Colombia, y según lo observado en el núcleo del pozo Investigador-1, resultó ser una unidad de areniscas cuarzosas finamente interestratificadas. Los resultados del modelamiento inicial empleando análisis convencional de registros no fueron satisfactorios ya que no reflejaron las características reales de la roca y por consiguiente la evaluación de recursos prospectivos y posteriormente eventuales reservas resultarían con alta incertidumbre.

Por tal razón se empleó una técnica de modelado de alta resolución para calcular con menor incertidumbre y mayor exactitud las propiedades petrofísicas de la roca a una escala muy cercana a la real de la formación.

La técnica empleada, como se explicó anteriormente es llamada LCM (Log Convolution Model) la cual permitió generar registros de alta resolución, con información de cada registro cada 0,1 ft, luego en teoría estos registros podrían llegar a resolver capas de al menos 5 cm.

Tal como se puede observar en la Figura 67. el modelado a partir de registros de alta resolución, refleja con mayor exactitud la disposición final de la Formación en el reservorio, ya que alcanza a discriminar las delgadas capas que no están saturadas de hidrocarburo, mientras que las capas saturadas de hidrocarburo las identifica y determina el valor de saturación con menor incertidumbre.

Figura 67. Comparación del modelo de saturación de agua y Vshale de alta resolución, modelo geométrico (modelo de capa inicial), fotografía del núcleo vs Modelo de saturación de agua y Vshale convencional, para el intervalo 1000 a 1020 del Pozo Investigador-1.



7.3.1 OOIP a partir del HPT empleando registros de alta resolución. El valor calculado de HPT empleando registros de alta resolución para el reservorio de la Formación UNE en el pozo Investigador-1 es de 13 ft.

Para el cálculo de OOIP (Volumen total de hidrocarburos en yacimiento) se emplea la siguiente ecuación:

$$OOIP = \frac{(A \cdot HPT \cdot 7758)}{Boi} \quad (\text{Ecuación 45})$$

Donde

OOIP = Volumen total de petróleo en el reservorio (STB)

A = Área en acres.

Boi = Factor Volumétrico de Formación del petróleo. (bbl/STB).

La constante 7758 se emplea para convertir las unidades acre*ft a barriles de petróleo (STB).

Teniendo en cuenta que el tipo de hidrocarburo almacenado en la Formación UNE en el pozo de estudio es extrapesado sin gas, se empleará un Boi = 1 (bbl/STB).

Para evaluar el impacto del valor de HPT se empleará un Área aproximada de 1 Km² el cual en acres es 247.11, con el fin de tener el mismo criterio de comparación.

Con estos parámetros el OOIP sería:

$$OOIP = \frac{(247.11 (A) * 13(HPT) * 7758)}{1 (Boi)} \quad (\text{Ecuación 46})$$

$$OOIP = 24.922.031,94 \text{ STB.}$$

7.3.2 Impacto del error del cálculo del HPT en la estimación de recursos. El error en la determinación del HPT en este tipo de reservorios se ve reflejado finalmente en la estimación de recursos prospectivos, y el éxito de este tipo de proyectos resulta bastante sensibles a la cantidad de recursos en subsuelo, ya que se trata de crudos extrapesados o inmóviles, los cuales tienen un precio inferior en el mercado.

Por tal motivo es muy importante determinar un valor de recursos bastante confiable.

Para el presente análisis se toma como unidad de área el Km².

Para determinar en qué medida afecta la volumetría cada unidad de HPT, se empleó el siguiente cálculo:

$$D = \frac{OOIP (HPT16) - OOIP (HPT13)}{(HPT16 - HPT13)} \quad (\text{Ecuación 47})$$

Donde

OOIP (HPT16) Corresponde al volumen de hidrocarburo calculado para un HPT de 16

OOIP (HPT13) Corresponde al volumen de hidrocarburo calculado para un HPT de 13

HPT16 = 16 PIES NETOS DE HPT

HPT13 = 13 PIES NETOS DE HPT

El resultado es 1.917.079,38 de barriles de petróleo por cada pie de HPT en una unidad de Área de 1 km².

Luego la afectación puede llegar a ser bastante grande y determinar la viabilidad económica de un proyecto de este tipo.

8. CONCLUSIONES

Se crea una metodología para construir empíricamente funciones de respuesta de diferentes herramientas de registros (tool response function) con el fin de ser aplicadas a cualquier operación modelamiento forward de registros de pozo, empleando convolución 1-D, y evaluar reservorios finamente interestratificados, cuya aplicación fue realizada en el cálculo de HPT del pozo Investigador-1 en la Formación UNE.

Al utilizar el HPT calculado con modelamiento de alta resolución aplicando el método Log Convolution Model (LCM) para determinar volúmenes de hidrocarburo en subsuelo, se encuentra una reducción del 18% del volumen de OOIP en comparación con el cálculo realizado del OOIP para esa misma área empleando el HPT obtenido del modelamiento convencional de registros, para el ejemplo de un área de 1 Km², indicando una reducción en la incertidumbre en el cálculo de volúmenes de hidrocarburo en comparación con un método convencional, ya que el modelamiento de alta resolución refleja de manera general, la disposición más aproximada de las propiedades petrofísicas de las capas en el subsuelo para reservorios finamente interestratificados.

El cálculo de HPT a partir del modelamiento petrofísico empleando la función J derivada de Leverett, presenta un alto grado de incertidumbre, ya que el yacimiento que se está evaluando no presenta equilibrio hidrostático y se presume un alto hidrodinamismo en la zona, por lo tanto no resulta confiable el uso de presiones capilares para realizar el modelamiento petrofísico a partir de esta metodología, además que el reservorio presenta la singularidad que el contenido de arcilla en la roca, juega un papel muy importante en la acumulación de petróleo. Dicho factor no puede fácilmente involucrarse en el modelo generado a partir de presiones capilares. Por tanto el resultado de este modelo se toma como

una aproximación primaria con el objeto de comparar con los otros modelos generados para la misma Formación y evaluar su coherencia.

EL cálculo de HPT a partir de análisis convencional de hidrocarburos tiene incertidumbre asociada debido a la resolución de los registros, los cuales no permiten discriminar a detalle las principales litofacies halladas en el yacimiento, sin embargo resulta una buena aproximación al contenido de hidrocarburos por zonas en el yacimiento y como primera opción para realizar una comparación con el modelo de alta resolución y examinar su coherencia.

El uso de la herramienta EBI-Electric Borehole Image, funcionó bien para ayudar a construir el modelo de capa inicial. Para poderse emplear como única herramienta para construir modelos de capa, requeriría un ajuste mayor y calibración empleando muchos pozos, sin embargo resulta una muy buena herramienta para determinar el modelo geométrico inicial para el modelo de capa.

9. RECOMENDACIONES

Realizar un proyecto de investigación enfocado a modelar el registro EBI, ya que en este caso en particular fue difícil emplearlo por si solo para construir el modelo de capa, debido a que en algunos intervalos las capas de la litofacies 1 tenían un comportamiento más resistivo que las de la litofacies 2, y en otros casos se mostraba al revés. Con un conocimiento más sólido de la respuesta de esta herramienta, se puede fácilmente automatizar el proceso de construcción de modelos de capa para reservorios finamente interestratificados.

En lo posible, cuando se vaya a aplicar este tipo de metodología para realizar modelamiento de alta resolución en un área nueva, se debe, preferiblemente, calibrar en un pozo que cuente con la mayor cantidad de información, especialmente núcleos, fotos, datos de petrofísica básica y propiedades eléctricas.

Involucrar en posteriores estudios de este tipo, la metodología de baja resolución, la cual emplea estadística bayesiana, para calcular el HPT en reservorios finamente interestratificados. Sería otro mecanismo de estimar HPT y comparar los resultados.

En nuevos proyectos exploratorios de reservorios de areniscas finamente interestratificadas, si se quiere emplear la técnica LCM, se debe acordar previamente con la compañía de servicios, facilitar las funciones de respuesta de la herramienta, esto con el fin de tener mejores resultados a la hora de modelar. Así como es inevitable e imprescindible tomar registros convencionales, se debe tomar registros con la más alta resolución posible.

Realizar investigación con el fin de desarrollar la técnica de modelado de reservorios para escenarios 2D, los cuales son más comunes, teniendo en cuenta que los procesos asociados a este escenario son más complejos matemáticamente y requerirán mayor conocimiento del tema, así como mayor capacidad de herramientas informáticas.

BIBLIOGRAFÍA

ADAMS, J. T., L. T. BOURKE, and S. G. BUCK, Integrating Formation Microscanner Images and Cores with Case Studies: Oilfield Review, January, 1990

ALLEN, D. F., Laminated Sand Analysis, in Transactions of the SPWLA 25th Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper XX, 1984

American Petroleum Institute 1998, Recommended Practices for Core Analysis.

ANDERSON, B. and S. GIANZERO, Induction Sonde Response in Stratified Media: The Log Analyst, v. 24, no. 1, 1983

ANDERSON, B. I., The Analysis of Some Unsolved Induction Interpretation Problems Using Computer Modeling: The Log Analyst, v. 27, no. 5, 1986

ANDERSON, B., T. D. Barber, and M. G. Lüling, The Response of Induction Tools to Dipping, Anisotropic Formation in Transactions of the SPWLA 36th Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper D, 1995

ARCHIE, G. E., The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir characteristics: Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineering, 146, 1942.

BARBER, T. D., Induction Vertical Resolution Enhancement-physics and Limitations, in Transactions of the SPWLA 29th Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper O, 1988.

BATEMAN, R., Thin-bed Analysis with Conventional Log Suites, in Transactions of the SPWLA 31st Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper II, 1990

BECK, G. F., Forward Modeling of Deep Resistivity Response in Nephlet Wells, *in* Transactions of the SPWLA 36th Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper HHH, 1995

BERGSLIEN, D., O. M. BURTZ, F. M. HAYNES, and M. S. MUNKHOLM, Applications of Resistivity Modeling in Reservoir Development: Examples from Balder Field, Norwegian North Sea: Petrophysics, 2000

BOURKE, L. T., Recognizing Artifact Images of the Formation Microscanner, in Transactions of the SPWLA 13th Annual Logging Symposium, Denver: Society of Professional Well Log Analysts, Paper WW, 1989

BOYELDIEU, C. and P. JEFFERY, Formation Microscanner: New Developments, in Transactions of the SPWLA 11th European Formation Evaluation Symposium, Norway: Society of Professional Well Log Analysts, Paper G, 1988,

CHEMALI, R., S. GIANZERO, R. STICKLAND, and S. M. TIJANI, The Shoulder Bed Effect on the Dual Laterolog and its Variation with the Resistivity of the Borehole Fluid in Transactions of the SPWLA 24th Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper UU, 1983

COOPER et al., Cooper, M., Addison, F., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R., Hayward, A., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., et al. (1995). Basin development and tectonic history of the llanos basin, eastern cordillera, and middle magdalena valley, colombia. AAPG bulletin, 79(10). 1995

DAHLBERG, K. E., Volumetric Laminated Sand Analysis: U. S. Patent Application no. 20020133323, <http://www.uspto.gov/patft> (accessed November 21, 2005). 2002

DAHLBERG, K. E., and D. E. Fitz, Comparing Log-derived and Core-derived Porosity and Mineralogy in Thinly Bedded Reservoirs: An Integrated Approach, in Transactions of the SPWLA 29th Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper W, 1988

DALRYMPLE Robert, Davis Richar. Principles of Tidal Sedimentology. Springer, New York, Heidelberg. 2011

Ecopetrol, Informe Técnico con el análisis del impacto de los resultados del pozo E-2 en el entendimiento de los factores geológicos que controlan las acumulaciones de arenas bituminosas en el área de Río Guejar. Reporte Interno. 2013

Ecopetrol, Generación del informe final del modelo petrofísico de las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. Reporte Interno. 2012

Ecopetrol, Reporte interno. Informe final de la reconstrucción paleoambiental de cada una de las unidades de interés exploratorio para las áreas de Río Güejar y Llanos Sur. 2012

Ecopetrol, Informe de Afinación del modelo petrofísico de Río Güejar con nuevos resultados de corazones. Reporte interno. 2013

Ecopetrol. Manual ICP-ICP-F-062 Versión 1. 2013

Ecopetrol. Reporte interno 10003235 ID0146 T67 13 0333, Laboratorio de análisis petrofísicos especiales. 2013

EL-Khatib N. Development of a Modified Capillary Pressure J-Function. SPE 29890. 1995

ELLIS D.V. and SINGER J.M. Well logging for earth scientists, volume 2. Springer. 2007

EUBANKS, D. L., and M. ORABY, Characterization of Low-contrast/Low-resistivity Reservoirs with Modern Imaging Tools: Example from the Gulf of Mexico: 1997 AAPG Annual Convention, April 6–9, 1997, Dallas, 1997

FLAUM, C., J. E. GALFORD, and A. Hastings, Enhanced Vertical Resolution Processing of Dual Detector Gamma-gamma Density Logs: The Log Analyst, v. 30, no. 3, 1989

GALFORD, J. E., C. FLAUM, W. A. GILCHRIST, and S. W. DUCKETT, Enhanced Resolution Processing of Compensated Neutron Logs: SPE Formation Evaluation, June, 1989.

GARDNER, J. S. and J. L. DUMANOIR, Litho-density Log Interpretation, in Transactions of the SPWLA 21st Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper N, 1980

Gianzero, S., and B. Anderson, A New Look at Skin Effect: The Log Analyst, v. 29, no. 1, p. 93–104. 1982

GLOWINSKI, R., G. F. ROUAULT, and J. R. TABANOU, SP Deconvolution and Quantitative Interpretation in Shaly Sands, in Transactions of the SPWLA 28th Annual Logging Symposium, London, 1988

GOMEZ R. Impact of hydrodynamics on the storage potential in llanos Basin. SPWLA Formation Evaluation Technical Forum, Piedecuesta. 2015

HARRISON B. Saturation Height Methods and Their Impact on Volumetric Hydrocarbon in Place Estimates SPE 71326. 2001

HOWELL, E. P. and T. E. Fisher, Induction Log Deconvolution for Deviated Boreholes, in Transactions of the SPWLA 23rd Annual Logging Symposium, June: Society of Professional Well Log Analysts, Paper H, 1982

JONES S. Two-Point Determination of permeability and PV vs Net confining Stress. SPE 1988.

KENNEDY, W. D., Induction Log Forward Modeling: A Rigorous and Systematic Approach to Model Construction, in Transactions of the SPWLA 36th Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper G, 1995

KENNEDY, W. D., D. C. Herrick, and T. Yao, Calculating Water Saturation in Electrically Anisotropic Media: Petrophysics, v. 42, no. 2, 2001

LEVERETT, M.C "Dimensional-model Studies of Oil-field Behavior" " Petroleum Transactions of AIME. 1941

LEVERETT, M.C. "Capillary behaviour in porous solids" Petroleum Transactions of AIME 142 1941

LOFTS, J., and G. PAGE, Defining thin beds and improving net pay with modern logging and core-interpretation techniques, in M. Lovell and N. Parkinson, eds., Geological applications of well logs: AAPG Methods in Exploration No. 13, 2002

LOOYESTIJN, W. J., Deconvolution of Petrophysical Logs: Applications and Limitations, in Transactions of the SPWLA 23rd Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper W, 1982

LUTHI, S. M., Sedimentary Structures of Clastic Rocks Identified from Electrical Borehole Images, in A. Hurst, M. A. Lovell, and A. C. Morton, eds., Geological Applications of Wireline Logs: London, Geological Society Special Publication no. 48, 1990

MCNABOE, G. J., Comparison of Formation Microscanner Images to Cores in Sandstone Reservoirs, Saudi Arabia: Society of Petroleum Engineers Middle East Oil Show Transactions, Bahrain, SPE Paper no. 21436, 1991

MEYER, W. H., Deconvolution of Invaded-bed Induction Problems in Transactions of the SPWLA 28th Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper P, 1987

MORAN, J. H., and S. GIANZERO, Effects of Formation Anisotropy of Resistivity Logging Measurements: Geophysics, v. 44, no. 7, 1979

MORLAND, A. M. Special Log Processing for Thin Zones Using Geological Impulse Response Functions, with Particular Application to Total and Spectral Gamma Ray Logs: The Log Analyst, v. 25, no. 6, 1984

NEVILLE Tom, Tomado de
http://www.spwla.org/ckfinder/userfiles/files/TomNeville_thinbedformationevaluation-FESM.pdf. Revisado en Septiembre de 2013.

PARRA, M., MORA, A., JARAMILLO, C., TORRES, V., ZEILINGER, G., and STRECKER, M. Tectonic controls on cenozoic foreland basin development in the north-eastern andes, Colombia. *Basin Research*, 22(6). 2010

PASSEY, Q. R., K. E. DAHLBERG, K. B. SULLIVAN, H. YIN, Y. H. XIAO, A. G. GUZMAN-GARCIA. Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs. AAPG Archie Series, No. 1. Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 2006

PASSEY, Q. R., K. E. DAHLBERG, K. B. SULLIVAN, H. YIN, Y. H. XIAO, A. G. GUZMAN-GARCIA, and R. A. BRACKETT, A Systematic Approach to Evaluate Hydrocarbons in Thinly Bedded Reservoirs, in *Transactions of the SPWLA 45th Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts*, Paper NNN, 2004

RAMAMOORTHY, R., C. FLAUM, and C. COLL, Geologically Consistent Resolution Enhancement of Petrophysical Analysis Using Image Log Data: Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition Transactions, Dallas, Texas, U.S.A., SPE Paper no. 30607. 1995

SERRA, O., WESTAWAY, P., and ABBOTT, H. Fundamentals of well-log interpretation, volume 1. Elsevier Amsterdam. 1984

SERRA, O., Formation Microscanner Image Interpretation: Schlumberger Educational Services, SMP-7028, 1989

SERRA, O., and M. ANDREANI, Thin Beds—A Guide to Interpretation of Thinly Layered Reservoirs: Schlumberger, 1991

SERRA, O., I. STOWE, and D. MOTET, True Integrated Interpretation in Transactions of the SPWLA 34th Annual Logging Symposium, Calgary: Society of Professional Well Log Analysts, Paper Z, 1993

TARANTOLA, A., Inverse Problem Theory: Amsterdam, Elsevier, 1987

THADANI, S. G., and G. A. Merchant, Deconvolution with Propagated Geometric Factors, in Transactions of the 57th Annual Technical Conference of the Society of Petroleum Engineers, September: SPE Paper no. 10986. 1982

TORRES-VERDIN, Integrated Geological-Petrophysical Interpretation of Well Logs,. Lecture Notes for Fundamentals of Well Logging, The University of Texas at Austin, Unpublished. 2011

TROUILLER, J. C., J. P. DELHOMME, S. CARLIN, and H. ANXIONNAZ, Thin-bed Reservoir Analysis from Borehole Electrical Images, in Transactions of the 64th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, San Antonio: SPE Paper no. 19578. 1989

VAN Den BERG, F. G., W. J. LOOYESTIJN, and R. K. J. SANDOR, Sandwich: Log Evaluation in Laminated Shaly Sands, in Transactions of the SPWLA 37th Annual Logging Symposium: Society of Professional Well Log Analysts, Paper BB, 1996

WOODHOUSE, R., D. N. GREET, and C. R. MOHUNDRO, Induction Log Vertical Resolution Improvement in Vertical and Deviated Wells Using a Practical Deconvolution Filter: Journal of Petroleum Technology, June, v. 36, no. 6, 1984

WORTHINGTON, P. F., The Evolution of Shaly Sand Concepts in Reservoir Evaluation: The Log Analyst, v. 26, no. 1, 1985

YIN, H., Limitations and Error Inherent in Resistivity Log Inverse Modeling for Formation Evaluation, in SEG Annual Meeting Transactions: Society of Exploration Geophysicists. 2000

YIN, H., and H. WANG, Method for 2-D Inversion of Dual Laterolog Measurements: U.S. Patent no. 6,430,509, <http://www.uspto.gov/patft> (consultado Noviembre 2015.) 2002

YIN, H., K. E. DAHLBERG, and R. A. BRACKETT, A Case Study of a Strange Induction Log: Modeling Array-induction Log Response to Sand Injection in Transactions of the SPWLA 43rd Annual Logging Symposium, June: Society of Professional Well Log Analysts, Paper F, 2002

YIN, H., Application of resistivity-Tool-Response Modeling For Formation Evaluation, AAPG Archie Series, No 2. Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 2011

ZHIPENG Liu, Carlos TORRES-VERDÍN, Gong Li Wang, MENDOZA, Alberto and PEIMIN Zhu. Joint inversion of density and resistivity logs for the improved petrophysical assessment of thinly-bedded clastic rock formations, SPWLA 48th annual logging symposium, June 3-6, 2007. 2007

ANEXOS

ANEXO A Cálculo Sw J Function (Medio margético)

ANEXO B. Calculo HPT Alta resolucion (Medio margético)

ANEXO C. Calculo HPT Convencional (Medio margético)

**ANEXO D. Registros convencionales. Valores Modelo petrofisico
convencional (Medio margético)**

ANEXO E. Registros alta resolucion Modelo HR (Medio margético)

ANEXO F. Modelo completo integrado (Medio margético)