

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN DEL EFECTO DE LA ARCILLOSIDAD EN
YACIMIENTOS DE ARENISCA NO CONSOLIDADA MEDIANTE
INTEGRACIÓN DE PETROFÍSICA Y FÍSICA DE ROCAS**

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Yohnny R. Rodríguez P.

Para optar al Título de

Ingeniero Geofísico

Caracas, noviembre 2022

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN DEL EFECTO DE LA ARCILLOSIDAD EN
YACIMIENTOS DE ARENISCA NO CONSOLIDADA MEDIANTE
INTEGRACIÓN DE PETROFÍSICA Y FÍSICA DE ROCAS**

TUTOR ACADÉMICO: MSc Richard Pérez

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Yohnny R. Rodríguez P.

Para optar al Título de

Ingeniero Geofísico

Caracas, noviembre 2022

Caracas, 28 de octubre de 2022

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el **Br. Yohnny Royer Rodríguez Puente**, titulado:

“Caracterización del efecto de la arcillosidad en yacimientos de arenisca no consolidada mediante integración de petrofísica y física de rocas”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniero Geólogo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas del autor, lo declaran **APROBADO**.



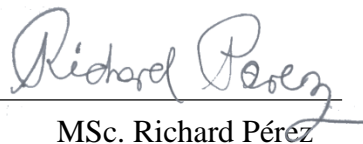
Prof. Enrique Toribio

Jurado



Prof. Yaraixa Pérez

Jurado



MSc. Richard Pérez

Tutor

AGRADECIMIENTOS

Una vez un profesor del ciclo básico comento en una de sus clases que, una carrera universitaria no debe ser vista como una competencia de la cual quieres salir lo más rápido posible, sino que es un reto en el cual solo los que persisten puede lograr terminarla, es una carrera de resistencia, no de velocidad. Esta persistencia nace en uno mismo, en las ganas de aprender y de resolver todos los problemas que acontecen en esta etapa de la vida, sin embargo, resulta muy difícil hacerlo solo. Por mi parte me siento sumamente agradecido con todas las personas que me ayudaron a realizar este logro.

En primero lugar quiero agradecerles a mis padres, porque sea cual fuese el método de crianza usado, les puedo decir que funcionó, que tienen un hijo que se convirtió en ingeniero, y además en la mejor universidad del país. Pueden sentirse orgullosos de eso y nunca poner en duda el increíble trabajo y esfuerzo que hicieron para traerme hasta aquí.

También agradecer a mis abuelos. Ellos lograron salir con mucho esfuerzo de los campos merideños, para llegar hasta la capital y encontrar trabajo en la UCV. Sin saber que en el futuro lograrían tener a un nieto egresado de aquí. Ustedes forjaron los cimientos que tras varias décadas servirían para lograr cumplir mi sueño. Un sueño que yo les repetía, y les repetía sin cesar, de una forma fantasiosa, cuando era un niño “quiero estudiar a los dinosaurios, quiero saber más de la Tierra, quiero ser ingeniero”. Por esto y por mil cosas más, gracias.

En segundo lograr, agradecer a mi novia, compañera, amiga, Martha. Ya que, para empezar, si no fuese por ti, todavía estuviese trabajando en esa ferretería que por allá en el 2010 me tenía cumpliendo un horario de lunes a sábado. Tú me convenciste que no me podía conformar con eso, que tenía que ir por más, que era muy bonito tener al lado de nuestro nombre, un título profesional. Gracias por escuchar todos mis ensayos para la defensa, por ayudarme a ser cada día mejor, por decirme que comer oreos con batido de fresa de ingeniería era lo mejor del mundo, gracias, por tanto.

Quiero darle un especial agradecimiento a mi tutor, el profesor Richard Pérez, por devolverme los ánimos en terminar la carrera, en medio de uno de los momentos más desmotivantes en los

que me he encontrado en mi vida, la pandemia. Muchas gracias profesor, por siempre estar ahí para ayudarme y sacar mis ganas adelante, sin usted no fuese podido terminar mi pregrado. De igual forma darle las gracias a Gabriel por ponerme en contacto con el profesor Richard para definir este trabajo de investigación.

Gracias a todos mis compañeros, empezando por Leo que fue el que me convenció de cambiarme de geofísica a geología y así poder tener la oportunidad de conocer a toda la gente maravillosa con la que compartí. Gracias a Carrillo, por tu increíble apoyo y dedicación. Te tomaste el tiempo para explicarme como usar el programa y como hacer los cálculos, de verdad es increíble como estuviste pendiente en ayudarme a lograr sacar este trabajo adelante. Especialmente agradecer a Juan, Nixon y Freyder, sin ustedes la universidad no fuese sido la misma, gracias por esas risas, por ese compañerismo y por lograr ese vínculo, el cual nos ha hecho cuidar los unos a los otros en los momentos más difíciles. Gracias a Acosta que, a pesar de la distancia, me ha motivado y animado a terminar este trabajo de investigación.

Gracias a los profesores, a su dedicación y su preocupación por que aprendamos lo mejor posible. Especialmente al profesor Ricardo Alezones, más que un profesor se convirtió en un gran amigo, la conexión que puede alcanzar con los estudiantes de forma tan espontanea durante las clases me pareció increíble. A Enrique Toribio por su apoyo con las asociaciones y con todas las actividades que se nos ocurrían. Al profesor Ignacio por no dejarme solo la semana antes de mi defensa y hacer todo lo posible para poder haber entrado en este acto de grado. A Orlando Méndez por inspirarme en cada clase sobre la geología y a comprometerme a ser un profesional ejemplar. Y a todos los demás que me ayudaron a desarrollar de forma educativa y personal, gracias.

Gracias a Venezuela y a la Universidad Central de Venezuela, por ofrecer un campus y una educación digna de un profesional. Por ser la casa que vence las sombras. Me alegro muchísimo de haber sido parte de los estudiantes de esta Alma Mater, algo de lo que me sentiré orgulloso toda la vida, muchas gracias.

Yohnny R., Rodríguez P.

**CARACTERIZACIÓN DEL EFECTO DE LA ARCILLOSIDAD EN
YACIMIENTOS DE ARENISCA NO CONSOLIDADA MEDIANTE
INTEGRACIÓN DE PETROFÍSICA Y FÍSICA DE ROCAS**

Tutor académico: Prof. Richard Pérez

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica
Año 2022, 111 p.**

Palabras Clave: Petrofísica, física de rocas, módulos elásticos, arena friable.

Resumen. Para elaborar el modelo estático de un yacimiento hidrocarburífero siliciclástico se necesita la integración de información proveniente de diferentes fuentes, como registros de pozos, núcleos y datos sísmicos. A partir de los registros de pozos y núcleos se realizan los modelos petrofísicos, estratigráficos, sedimentológicos, y por otro lado, de la interpretación de los datos sísmicos, se realiza el modelo estructural; esto se podría definir como una metodología estándar en la industria petrolera, pero en las últimas dos décadas ha crecido significativamente lo que se conoce como la caracterización sísmica cuantitativa del yacimiento como una herramienta que ayuda a complementar los modelos petrofísicos y sedimentológicos del mismo. Este estudio se enfocará en obtener una metodología que tome en cuenta el efecto de la arcillosidad en el análisis petrofísico y de física de rocas en yacimientos de arenisca no consolidada que son típicos en la Cuenca Oriental de Venezuela, para así optimizar la interpretación cuantitativa de los datos sísmicos. Para la realización de nuestro objetivo se desarrolló una metodología basada en dos partes: petrofísica y física de rocas, de las cuales se desprenden tres fases: control de calidad de los registros, análisis petrofísico y modelo de propiedades de la roca, con el fin de construir un modelo de física de rocas específico, y poder establecer las tendencias de velocidad y porosidad del área de estudio para comprender la relación entre la física de las rocas y la calidad del yacimiento. Obteniendo como resultado un nuevo modelo, con el cual la correlación promedio entre los datos sintéticos y reales de velocidad de onda P es de 71% y la de velocidad de onda S es de 75%. En cuanto a los valores de módulo de compresibilidad presentan una correlación entre los datos sintéticos y reales de 92% en promedio. Por otra parte, los de módulo de cizalla sintéticos y reales tienen una correlación del 85% en promedio entre todos los pozos. Por lo que resulta un modelo de mucha utilidad en la industria petrolera de hoy en día

ÍNDICE DE CONTENIDO

Contenido	Páginas
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.2.1 Objetivo General:.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
1.3 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	4
CAPÍTULO II.....	6
MARCO GEOLÓGICO	6
2.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	6
2.1.1 Subcuenca de Guárico	6
2.1.2 Subcuenca de Maturín	9
2.2 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DEL FLANCO SUR DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	11
CAPÍTULO III	14
MARCO TEÓRICO	14
3.1 DEFINICIONES	14
3.1.1 Arcilla.....	14
3.1.2 Lutita	14

3.2.3 Mineral de arcilla.....	14
3.2.4 Limo	14
3.2.5 Arenisca arcillosa	14
3.2 ANÁLISIS PETROFÍSICO.....	15
3.2.1 Normalización de los datos	15
3.2.2 Volumen de arcilla	16
3.2.3 Porosidad.....	16
3.2.3 Saturación del agua	18
3.3 FÍSICA DE ROCAS.....	19
3.3.1 Modelo Thomas–Stieber	19
3.3.2 Modelo de arena friable (<i>soft-sand model</i>).....	21
CAPÍTULO IV	25
METODOLOGÍA	25
4.1 CONTROL DE CALIDAD DE REGISTROS	26
4.2 ANÁLISIS PETROFÍSICO.....	30
4.2.1 Cálculo de volumen de arcilla.....	30
4.2.2 Estimación de porosidad efectiva.....	31
4.2.3 Cálculo de saturación de agua	32
4.2.4 Identificación de posibles zonas de hidrocarburos.....	33
4.3 MODELOS DE PROPIEDADES DE LA ROCA.....	33
4.3.1 Modelo Thomas-Stieber	33
4.3.2 Modelo de arena friable.....	36
CAPÍTULO V	37
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	37
5.1 ANÁLISIS DE LOS PARAMETROS PETROFÍSICOS.....	37

5.1.1 Porosidad.....	37
5.1.2 Cálculo de saturación de agua e identificación de posibles zonas con hidrocarburos	41
5.2 MODELOS DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA.....	45
5.2.1 Modelo Thomas-Stieber.....	45
5.2.2 Modelo de arena friable.....	52
CAPÍTULO VI.....	68
CONCLUSIONES.....	68
APÉNDICES	71
BIIBLIOGRAFÍA	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Contenido	Páginas
Figura 1.1. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela	5
Figura 2.1 Corte geológico norte-sur Subcuenca de Guárico	7
Figura 2.2 Corte geológico noroeste-sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco	9
Figura 2.3 Columna Estratigráfica Regional de la Cuenca Oriental de Venezuela...13	
Figura 3.1 Patrón de distribución de minerales de arcilla	19
Figura 3.2 Porosidad total vs. volumen de arcilla, según el modelo Thomas-Stieber.	20
Figura 3.3 Explicación de deformación en ecuación de Hertz-Mindlin	21
Figura 3.4 Ilustración del Hashin Shtrikman inferior modificado destinado a varias presiones efectivas.....	23
Figura 3.5 Ilustración del Hashin Shtrikman inferior modificado ligado para distintas fracciones de contacto con perfecta adherencia	23
Figura 4.1 Diagrama de flujo de la metodología aplicada.....	26
Figura 4.2 Histograma de registro GR de todos los pozos (sin normalizar)	27
Figura 4.3 Histograma de registro GR de todos los pozos (normalizado)	28
Figura 4.4 Registro GR Well D (sin <i>despiking</i>)	29
Figura 4.5 Registro GR Well D (luego del <i>despiking</i>)	30
Figura 4.5 Interfaz de TECHLOG, registro de porosidad efectiva	32
Figura 4.6 Interfaz de TECHLOG, resultado del registro de saturación por Simandoux	33
Figura 4.7 Ubicación de puntos arena limpia y lutita.....	35
Figura 4.9 Modelo de tipos de arcilla en Pozo B, realizado en TECHLOG	36

Figura 5.1 Registro de porosidad pozo F.....	37
Figura 5.2 Registro de porosidad pozo E	38
Figura 5.3 Registro de porosidad pozo H.....	39
Figura 5.4 Registro de porosidad pozo I.....	40
Figura 5.5 Registro saturación interpretado pozo E	41
Figura 5.6 Registro saturación interpretado pozo F	42
Figura 5.7 Registro saturación interpretado pozo H.....	43
Figura 5.8 Registro saturación interpretado pozo I	44
Figura 5.9 Modelos - Thomas Stieber pozos B, C, D, E.	45
Figura 5.10 Modelos - Thomas Stieber pozos F, G, H, I, J y K.....	46
Figura 5.11 Modelo de tipos de arcillas en pozos B, C, D, E y F ordenados de izquierda a derecha.....	47
Figura 5.12 Modelo de tipos de arcillas en pozos G, H, I, J y K ordenados de izquierda a derecha.....	47
Figura 5.13 Modelo de tipos de arcillas en pozo B	48
Figura 5.14 Modelo Thomas – Stieber pozo B.....	49
Figura 5.15 Modelo de tipos de arcillas en pozo G.....	50
Figura 5.16 Modelo Thomas – Stieber pozo G	51
Figura 5.17 V_p y V_p calculado por física de rocas, pozo B	52
Figura 5.18 Gráfico cruzado entre V_p y V_p sintético, pozo B	53
Figura 5.19 V_s y V_s calculado por física de rocas, pozo F	54
Figura 5.20 Gráfico cruzado entre V_s y V_s sintético, pozo F	55
Figura 5.21 V_p y V_p calculado por física de rocas, pozos B, D, E.....	55
Figura 5.22 Gráficos cruzados entre V_p y V_p sintético, pozos B, D, E.....	56
Figura 5.23 V_p y V_p calculado por física de rocas, pozos F, H, I.....	56

Figura 5.24 Gráficos cruzados entre V_p y V_p sintético, pozos F, H, I.....	57
Figura 5.25 V_s y V_s calculado por física de rocas, pozos B, F, H, I.....	58
Figura 5.26 Gráficos cruzados entre V_s y V_s sintético, pozos B, F, H, I.....	59
Figura 5.27 K_{eff} y K_{comp} calculado por física de rocas, pozo B.....	60
Figura 5.28 Gráfico cruzado entre K_{eff} y K_{comp} , pozo B	61
Figura 5.29 K_{sat} y K_{comp} calculado por física de rocas, pozos B, D, E.....	62
Figura 5.30 Gráficos cruzados entre K_{sat} y K_{comp} , pozos B, D, E	62
Figura 5.31 K_{sat} y K_{comp} calculado por física de rocas, pozos F, H, I	63
Figura 5.32 Gráficos cruzados entre K_{sat} y K_{comp} , pozos F, H, I.....	63
Figura 5.33 μ_{eff} y μ_{comp} calculado por física de rocas, pozo F	64
Figura 5.34 Gráfico cruzado entre μ_{eff} y μ_{comp} , pozo F.....	64
Figura 5.35 μ_{sat} y μ_{comp} calculado por física de rocas, pozos B, D, E.....	65
Figura 5.36 Gráficos cruzados entre μ_{sat} y μ_{comp} , pozos B, D, E	65
Figura 5.37 μ_{sat} y μ_{comp} calculado por física de rocas, pozos F, H, I	66
Figura 5.38 Gráficos cruzados entre μ_{sat} y μ_{comp} , pozos F, H, I.....	66
Tabla 5.1 Tabla resumen de las correlaciones de velocidades y módulos elásticos, calculadas en EXCEL.....	67
Figura A.1.1 Porosidad del pozo B.....	71
Figura A.1.2. Porosidad del pozo C.....	71
Figura A.1.3. Porosidad del pozo D	72
Figura A.1.4. Porosidad del pozo E.....	72
Figura A.1.5 Porosidad del pozo F.....	73
Figura A.1.6 Porosidad del pozo H	73
Figura A.1.7 Porosidad del pozo I.....	74
Figura A.1.8 Porosidad del pozo J.....	74

Figura A.1.9 Porosidad del pozo K	75
Figura A.1.10 Registro de saturación pozo B.....	75
Figura A.1.11 Registro de saturación pozo C.....	76
Figura A.1.12 Registro de saturación pozo D	76
Figura A.1.13 Registro de saturación pozo E.....	77
Figura A.1.14 Registro de saturación pozo F	77
Figura A.1.15 Registro de saturación pozo G	78
Figura A.1.16 Registro de saturación pozo H	78
Figura A.1.17 Registro de saturación pozo I.....	79
Figura A.1.18 Registro de saturación pozo J.....	79
Figura A.1.19 Registro de saturación pozo K	80
Figura A.2.1 Modelo Thomas-Stieber pozo B	80
Figura A.2.2 Modelo Thomas-Stieber pozo C	81
Figura A.2.3 Modelo Thomas-Stieber pozo D	81
Figura A.2.4 Modelo Thomas-Stieber pozo E.....	82
Figura A.2.5 Modelo Thomas-Stieber pozo F.....	82
Figura A.2.6 Modelo Thomas-Stieber pozo G	83
Figura A.2.7 Modelo Thomas-Stieber pozo H	83
Figura A.2.8 Modelo Thomas-Stieber pozo I.....	84
Figura A.2.9 Modelo Thomas-Stieber pozo J	84
Figura A.2.10 Modelo Thomas-Stieber pozo K.....	85
Figura A.2.13 Modelo de tipos de arcilla, pozo C.....	86
Figura A.2.12 Modelo de tipos de arcilla, pozo B y C.....	86
Figura A.2.13 Modelo de tipos de arcilla, pozo D y E.....	87
Figura A.2.14 Modelo de tipos de arcilla, pozo F y G	88

Figura A.2.15 Modelo de tipos de arcilla, pozo H e I	89
Figura A.2.20 Modelo de tipos de arcilla, pozo J y K.....	90

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Para elaborar el modelo estático de un yacimiento hidrocarburífero siliciclástico se necesita la integración de información proveniente de diferentes fuentes, como registros de pozos, núcleos y datos sísmicos. A partir de los registros de pozos y núcleos se realizan los modelos petrofísicos, estratigráficos, sedimentológicos, y por otro lado, de la interpretación de los datos sísmicos, se realiza el modelo estructural; esto se podría definir como una metodología estándar en la industria petrolera, pero en las últimas dos décadas ha crecido significativamente lo que se conoce como la caracterización sísmica cuantitativa del yacimiento, la cual funciona como una herramienta que ayuda a complementar los modelos petrofísicos y sedimentológicos del mismo; por ejemplo, mostrando a escala de los datos sísmicos la distribución espacial de propiedades como porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, distribución de fluidos, entre otras (Avseth *et al.*, 2005). Una de las técnicas que se usan para relacionar las propiedades elásticas de un yacimiento es la física de rocas, la cual relaciona propiedades elásticas obtenidas de la inversión sísmica con los datos petrofísicos. Existen diversos modelos de física de rocas, pero lo común en todos ellos es que demuestran que las propiedades elásticas de un yacimiento dependen principalmente de tres parámetros los cuales son la porosidad, la litología y el tipo de fluido que se encuentra en los poros de las rocas a analizar (Avseth *et al.*, 2005; Mavko *et al.*, 2009).

Por otra parte, conocemos que por lo general las areniscas de un yacimiento no se depositan solas, sino que se encuentran con minerales arcillosos más finos que a menudo son de diferente mineralogía, morfología y distribución. Estos minerales son miembros de los filosilicatos aluminosos hidratados que dominan las fracciones de grano fino de las rocas del yacimiento (Worthington, 2003). Convencionalmente, la distribución de los minerales de arcilla, o arcillosidad, en los yacimientos de arenisca se determinan mediante un análisis especial de

núcleos utilizando una porción representativa de la muestra de la cual se obtienen imágenes bajo el microscopio electrónico de barrido (SEM por sus siglas en inglés) para descifrar la naturaleza del sistema de poros, la distribución de minerales arcillosos y otros cementos asociados con el sistema de poros primarios. Los minerales también se analizan utilizando la dispersión de energía de rayos X (EDX, por sus siglas en inglés) para determinar la composición elemental de minerales particulares en un área de muestra particular. Aunque el análisis especial de núcleos ha sido útil para la caracterización de estos minerales, la técnica es costosa y, a menudo, genera mediciones de fondo de pozo no continuas, y la última forma, la cual es la más usada, para determinar la arcillosidad dentro de un yacimiento de arenisca es a través de registros de rayos gamma, calculando el volumen de arcilla, pero de este registro no podemos conocer si la distribución de los minerales arcillosos es dispersa, laminar o estructural.

La presencia de las arcillas dentro de un yacimiento de petróleo dificulta su caracterización debido a su efecto anormal sobre las propiedades de medidas como las velocidades sísmicas y estimadas como la porosidad, y la relación entre ellas (Wyllie *et al.*, 1956; Darling, 2005). Se conoce que este efecto conduce a una subestimación o sobreestimación significativa de las propiedades del yacimiento y por ejemplo si no obtiene una buena estimación de la porosidad del yacimiento, no se podrán interpretar cuantitativamente de forma correcta la información de propiedades elásticas proveniente de una inversión sísmica.

Por lo expuesto, este estudio se enfocará en obtener un modelo que nos permita cuantificar el efecto de la arcillosidad integrando petrofísica y física de rocas en yacimientos de arenisca no consolidada, que son típicos en la Cuenca Oriental de Venezuela, para así optimizar la interpretación cuantitativa de los datos sísmicos.

Como antecedentes previos de este trabajo se pueden citar las siguientes investigaciones:

- El trabajo de Adesoji, J. I. A. (2014), el cual tenía como objetivo la integración petrofísica y física de rocas para estudiar el efecto de arcillas sobre las propiedades del yacimiento. Adesoji utilizó el modelo de Thomas-Stieber para describir las relaciones entre porosidad y arcilla en sedimentos clásticos, y el modelo de Yin-Marion para predecir las velocidades de onda P que estiman cuantitativamente la propiedad elástica asociada con la distribución de la arcilla, concluyendo que el modelo de Thomas-Stieber

fue capaz de predecir y describir la relación entre porosidad y arcilla en sedimentos clásticos, y que el modelo de Yin-Marion predice las velocidades de onda P con un alto grado de precisión el cual da mayor confianza a la hora de evaluar las propiedades de la formación.

- En Larez O. (2002), cuyo objetivo es correlacionar y caracterizar las arenas de la Formación Oficina integrando los datos sedimentológicos con los petrofísicos. Obteniendo como resultado una buena relación entre el modelo sedimentológico y el modelo geoestadístico.
- También se tiene un trabajo que demuestra perfectamente la precisión del uso del modelo desarrollado en Marion, D., A. Nur, H. Yin, and D. Han, (1992), se encuentra en el trabajo de Florez, J. F., & Mavko, G. M. (2003). En el cual se evalúa la aplicabilidad del modelo de Marion-Yin en facies fluviales consolidadas y no consolidadas, el cual produce una excelente estimación de la variación de porosidad y velocidad en secuencias estratigráficas compuestas por mezclas de arena arcillosa. Como resultado se obtiene una muy buena aproximación de porosidad y velocidad.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General:

Caracterizar el efecto de la arcillosidad en yacimientos de arenisca no consolidada mediante la integración de petrofísica y física de rocas en yacimientos de la Cuenca Oriental de Venezuela.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Determinar las propiedades petrofísicas de los yacimientos del área de estudio.
- Aplicar la física de rocas para modelar diferentes patrones de distribución de arcilla y evaluar su efecto tanto en las propiedades elásticas como en las propiedades del yacimiento.

- Construir un modelo de física de rocas específico para establecer las tendencias de velocidad y porosidad del área de estudio.
- Comprender la relación entre la física de las rocas y la calidad del yacimiento

1.3 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La zona de estudio está ubicada de manera general en la Cuenca Oriental de Venezuela (figura 1.1), la cual se encuentra limitada al norte por la Serranía del Interior Central y Oriental; al sur por el Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana. Al este de la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco. Al oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao.

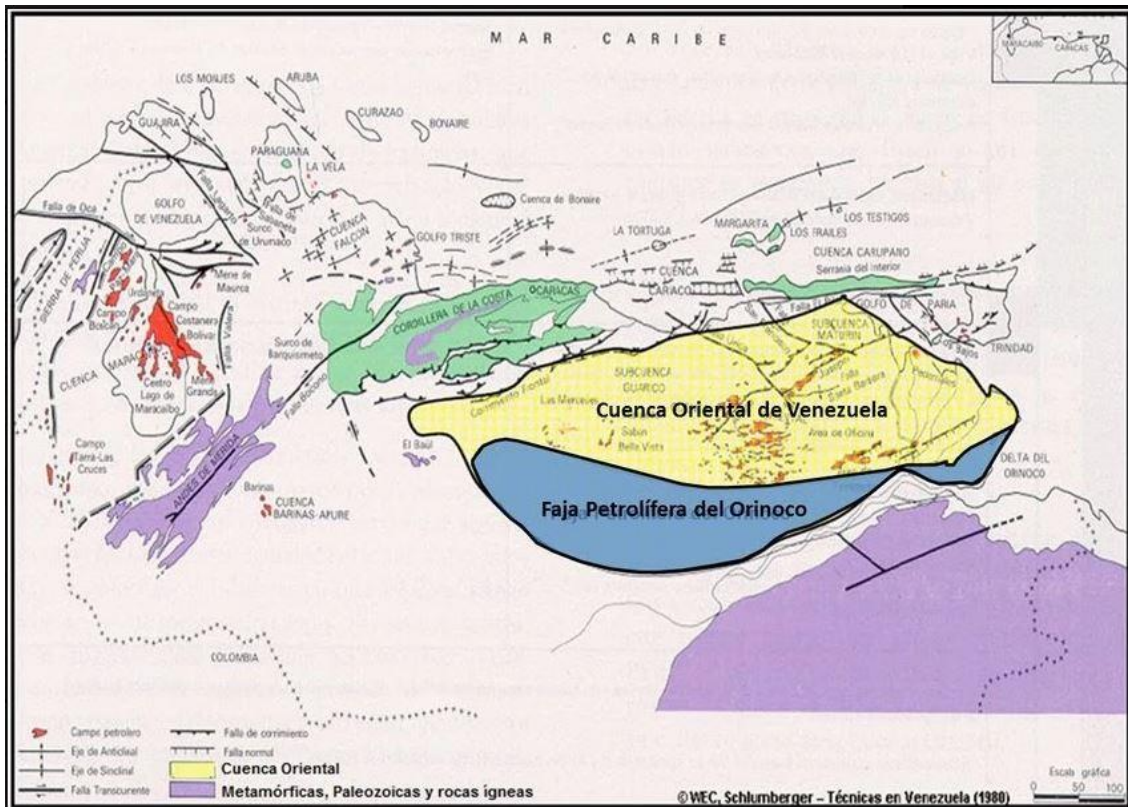


Figura 1.1. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela (Tomado de WEC, 1998)

En nuestro caso de estudio la empresa que suministró los datos solicitó confidencialidad de los mismos, por lo cual no se puede compartir la ubicación exacta y los campos en los que se encuentran los pozos a utilizar, por lo tanto, lo que podemos compartir es la información de que los pozos utilizados en este estudio se encuentran en campos hidrocarbúferos del flanco sur de la cuenca Oriental de Venezuela, además también tenemos que los objetivos de esta tesis son independientes del sitio donde se haga el estudio.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La Cuenca Oriental de Venezuela se conoce por ser una depresión estructural, la cual se encuentra limitada al sur por el extremo norte del Cratón de Guayana, al norte por el cinturón de fallamiento y plegamiento de la serranía del Interior Central y Oriental, y finalmente al oeste por el alto estructural de El Baúl (figura 1.1). Las características estructurales presentes actualmente en la cuenca son el resultado de la evolución tectónica en el Terciario Superior (González de Juana, Arozena y Picard, 1980).

2.1.1 Subcuenca de Guárico

El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico (Figura 2.1), el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el sur, la estructura es más sencilla con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas con un acuífero de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección (Useche & Villamediana, 2005).

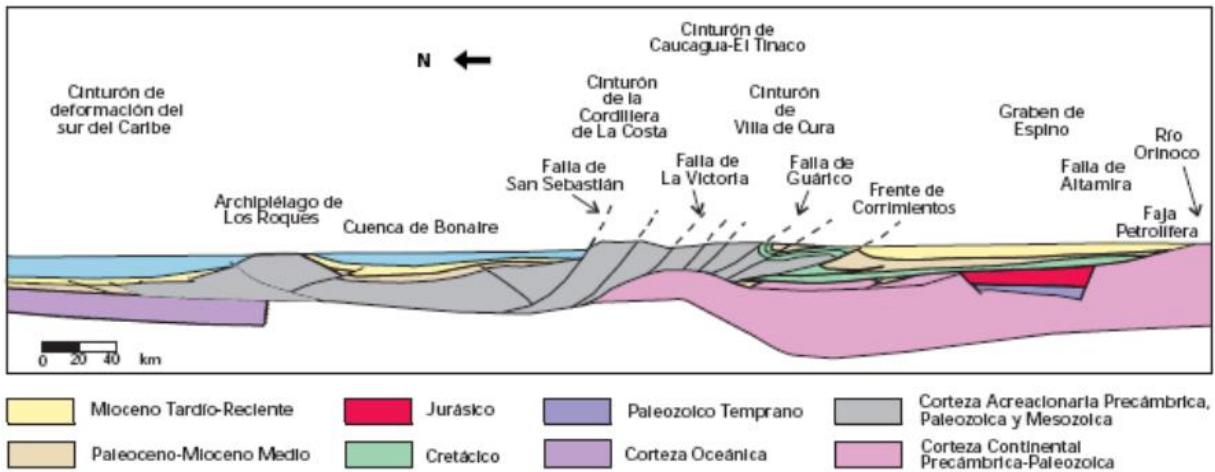


Figura 2.1 Corte geológico norte-sur Subcuenca de Guárico (Tomado de Yoris & Ostos, 1997)

Los principales campos petroleros son, de oeste a este: Palacio, Las Mercedes, Yucal-El Placer, Tucupido, El Jobal, Socorro y Macoya, donde el Yucal-El Placer es un campo de gas por excelencia. Hacia el sur del estado Guárico, las unidades cretácicas y terciarias se acuñan gradualmente (Figura 2.1), generando trampas estratigráficas y de sellos asfálticos en lo que se ha denominado la Faja del Orinoco, de yacimientos neógenos y cuya migración parece haber ocurrido no sólo de norte a sur, sino también de noreste a suroeste. Se supone que estos crudos de tipo nafténico-parafínico se originaron a partir de una roca madre cretácica, y su migración de decenas de kilómetros se vio favorecida por la discordancia basal del terciario (Neógeno-Cretácico y Neógeno-Basamento).

La generación, migración y acumulación han ocurrido continuamente desde el inicio del Oligoceno, desde las zonas más profundas bajo el frente de corrimientos, hasta los acuñamientos distales de la Cuenca Oriental hacia el sur (Useche & Villamediana, 2005). En el caso específico de la Formación Oficina, los sistemas de fallas extensionales de edad miocena fueron las principales causas del entrapamiento, tanto en la sub-cuenca de Guárico como en la de Maturín (flanco sur). Específicamente, el sistema Querecual-Oficina sólo se refiere al área de Oficina en la subcuenca de Guárico (ubicada hacia el límite sur de los estados Guárico y Anzoátegui) y presenta su momento crítico en la actualidad.

El sistema Temblador-La Pascua funciona en el área central del Estado Guárico. Los yacimientos principales son el mismo Grupo Temblador y la secuencia de las Formaciones La Pascua y Roblecito. La carga litostática (tectónica) de la roca madre ocurre a partir del Eoceno, con generación a partir del Oligoceno (Useche & Villamediana, 2005). Esto provoca una gran pérdida de crudo, ya que las trampas estructurales no se forman sino hacia el final del Mioceno, con un probable momento crítico en el límite Mioceno-Plioceno.

En el sistema Oficina, se supone que la generación de hidrocarburos ocurre a partir de rocas madre miocenas, dentro de la misma Formación Oficina (carbones, limolitas carbonosas). Sus propias arenas constituyen los yacimientos, pudiendo haber escapado algo de petróleo hacia la Formación Merecure infrayacente, con formación de trampas de edad Mioceno Tardío por fallamiento extensional. La carga litostática de la roca madre puede atribuirse a espesas secuencias pliocenas (molásicas), asociadas al levantamiento de la Serranía del Interior y la consecuente flexión litosférica que origina el fallamiento extensional. Se supone que el momento crítico ocurre en la actualidad (Useche & Villamediana, 2005).

2.1.2 Subcuenca de Maturín

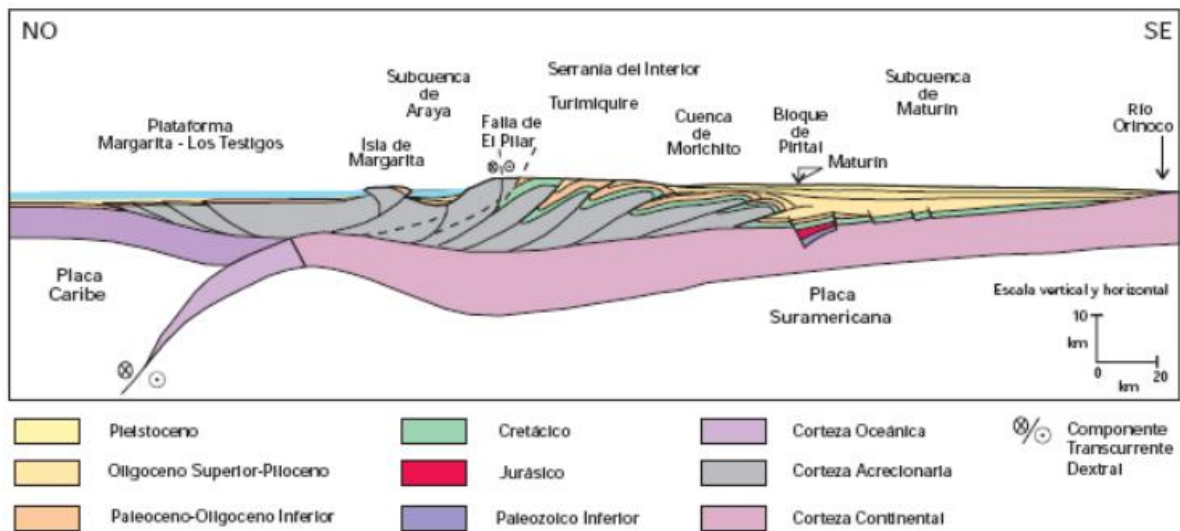


Figura 2.2 Corte geológico noroeste-sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco (Tomado de Yoris & Ostos, 1997)

Constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acunamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur (Figura 2.2). La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín; una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno.

En la Serranía del Interior la roca madre principal se encuentra representada por el Grupo Guayuta, particularmente la Formación Querecual, la cual llega a tener más del doble de espesor que su equivalente (Formación la Luna) en Venezuela Occidental, con similares características de roca madre. Debido al espesor considerable de la secuencia Neógena en el flanco norte de la subcuenca, no se puede establecer con claridad cómo se produce el cambio lateral de las unidades cretácicas hacia el Grupo Temblador del sur; sin embargo, se estima que, para los equivalentes laterales del Área Mayor de Oficina, el caso pudo haber sido muy semejante, con generación por una roca madre cretácica cercana.

También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan (Cretácico Tardío), y en unidades tan jóvenes como las Formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras- Quiriquire (molasa mio-pliocena). Revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del campo El Furrial, para el entrapamiento de los hidrocarburos. Las unidades sello regionales, importantes para la secuencia Cretácico-Terciaria en el flanco norte de la subcuenca, son las Formaciones Vidoño, Areo y Carapita. Estas dos últimas también pueden ser contenedoras de yacimientos lenticulares. Son de particular importancia los lóbulos turbidíticos de la Formación Carapita (Miembro Chapapotal).

Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las Formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites suprayacente también constituye un sello regional de gran importancia. Los principales campos petrolíferos, de oeste a este y en el norte de Monagas son: los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocuá, Boquerón, Quiriquire y Pedernales.

En su límite sur, la subcuenca también incluye la Faja del Orinoco, con yacimientos neógenos y roca madre cretácica, con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretácico-Neógeno y Basamento-Neógeno. La gravedad de los crudos es bastante diversa: en los campos de El Furrial son frecuentes los crudos medianos; en Quiamare- La Ceiba se llegó a producir con promedio de 41°API; en los campos de Oficina se encuentran crudos livianos, medianos y pesados; en la Faja del Orinoco, los crudos pesados y extrapesados constituyen la característica esencial

En general, los crudos más pesados se encuentran hacia los márgenes de la subcuenca y hacia los yacimientos más someros: la Faja del Orinoco en el flanco sur, y los campos de Quiriquire, Manresa y Guanoco en el flanco norte (estos dos últimos contienen hasta crudos extrapesados).

2.2 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DEL FLANCO SUR DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

Basamento (Precámbrico): Constituido por rocas ígneas y metamórficas (granito gnéisico, diorita cuarcífera gnéisica, etc.) intensamente plegadas y erosionadas.

Formación Hato Viejo (Paleozoico Devónico): (Hedberg, *et al*, 1947), consiste esencialmente de areniscas de grano fino a gruesos, redondeados y muy bien cementados, en parte micácea, pirítica y ligeramente calcárea. Los clásticos son de origen continental y descansa discordante del basamento y yace en forma concordante de la Formación Carrizal.

Formación Carrizal (Paleozoico – Devónico Superior a Carbonífero Inferior): (Hedberg, 1947), litológicamente consta de una arcilita gris verdosa, marrón o roja, maciza, parcialmente glauconítica y no calcárea; ocasionalmente contiene limolitas, areniscas y conglomerados hacia la base. El contacto con las unidades Cretáceas suprayacentes es discordante.

Grupo Temblador (Cretácico):

Formación Canoa (Aptiense – Albiense): (Dusenbury, 1960), consiste de areniscas de grano grueso, arcósicas, de color blanco y limolitas y arcilitas moteadas de verde y rojo que contienen restos de plantas. El contacto suprayacente con la Formación Tigre es transicional e infrayacente es discordante.

Formación Tigre (Cenomaniense – Campaniense): (Dusenbury, 1960), consiste de areniscas masivas, glauconíticas, de grano fino, friables, de color verde a gris; limolitas, lutitas carbonáceas y fosfáticas y capas delgadas de calizas dolomíticas de color gris.

Formación Merecure: Terciario (Oligoceno-Mioceno Temprano): Para Campos et al. (1985) en el pozo La Vieja 1, el intervalo comprendido entre 1.870 y 4.210' de profundidad, representa a la unidad. El intervalo inferior (3.698-4.210') se caracteriza por el predominio de areniscas masivas, con algunas intercalaciones de capas delgadas de lutitas y una capa de lignito; las areniscas se presentan en paquetes de hasta 90' de espesor. En el intervalo comprendido entre 2.912 y 3.698', las lutitas y lignitos son más abundantes que en el intervalo inferior, mientras

que en el intervalo 1.870-2.912', las areniscas se presentan en capas delgadas y los paquetes de lutitas llegan a alcanzar hasta más de 60' de espesor.

Hacia el suroeste (campos La Ceiba y Santa Rosa), la parte superior de la unidad se hace más arenosa. En los registros eléctricos se observa la existencia de picos casi continuos en la curva de SP, mientras que la resistividad es alta, independientemente de la existencia o no de hidrocarburos. La Formación Merecure representa, junto con la Formación Oficina, las principales unidades productoras de hidrocarburos en la cuenca Oriental.

Formación Oficina: Terciario (Mioceno Temprano - Medio) La Formación Oficina, del área mayor de Temblador, es más arenosa que en los campos de Anaco y Área Mayor de Oficina, por su mayor cercanía al borde sur de la cuenca (González de Juana et al., 1980).

Audemar et al. (1985) describen la Formación Oficina de la faja petrolífera del Orinoco, dividiéndola en tres unidades: la Unidad I (Miembro Morichal del área de Cerro Negro; Formación Oficina Inferior en Zuata) caracterizada por areniscas masivas progradantes y la intercalación de lutitas y areniscas transgresivas; la Unidad II (Miembro Yabo del área de Cerro Negro; Formación Oficina Media en Zuata) representa una secuencia lutítica con intercalaciones ocasionales de areniscas y limolitas; la Unidad III (miembros Jobo y Pílon del área de Cerro Negro; Formación Oficina Superior de Zuata) es una secuencia predominantemente arenosa.

Las arenas de la Formación Oficina, constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos de la cuenca oriental. Las lutitas de la unidad han sido consideradas por algunos autores, como posible roca generadora de hidrocarburos.

Formación Freitas (Terciario: Mioceno medio a Mioceno Tardío Basal): Hedberg (1947), compuesta principalmente por lutitas fisiles a gris verdosas, pero litológicamente dividido en tres intervalos con base a la presencia de areniscas cerca del tope y de la base, en contraste con la Plan de Desarrollo la parte media y mayor de la unidad, esencialmente lutítica. La Formación Freitas representa la primera evidencia regional de transgresión marina somera, sin restricciones.

Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Superior – Plioceno): González de Juana (1980), caracterizan litológicamente a la formación en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminadas con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas,

grises, lutitas ligníticas y lignitos. Su contacto suprayacente e infrayacente con las Formaciones Freites y Mesa, es concordante.

Formación Mesa (Plioceno – Pleistoceno): González de Juana (1980), consiste en arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerados ferruginosos casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada. Su contacto con la Formación Las Piedras (infrayacente) es concordante.

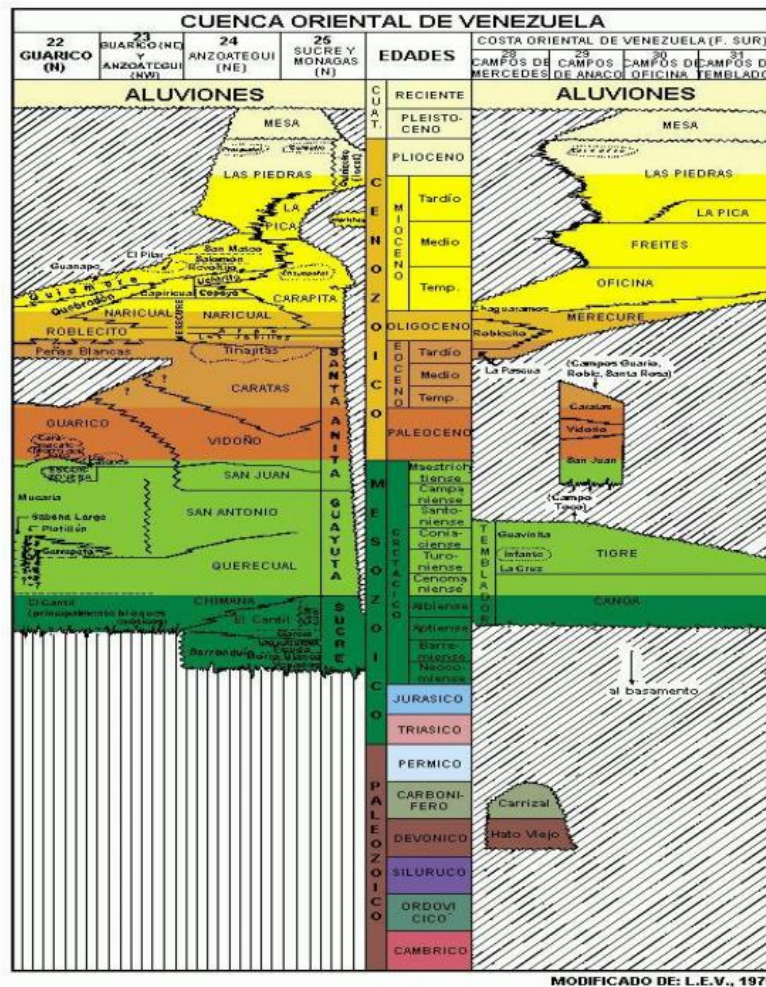


Figura 2.3 Columna Estratigráfica Regional de la Cuenca Oriental de Venezuela (Useche & Villamediana, 2005).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 DEFINICIONES

3.1.1 Arcilla

El término “arcilla” es usado para denotar minerales de filosilicatos cuyo tamaño de grano es menor a 3,9 μm (Katahara, 1996),

3.1.2 Lutita

La lutita es una roca sedimentaria compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y el limo. Estas rocas detríticas de grano fino constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias (Tarbuck, 2005).

3.2.3 Mineral de arcilla

Miembro de los filosilicatos de aluminio hidratados que dominan las fracciones finas de las rocas del yacimiento. El término “mineral de arcilla” se refiere a la composición, no al tamaño de grano (Worthington, 2003).

3.2.4 Limo

Un término asociado al tamaño de grano, este puede variar entre 3,9 a 62,5 μm

3.2.5 Arenisca arcillosa

Contiene minerales arcillosos, que pueden estar presentes como laminaciones de lutitas, lutitas estructurales y lutitas dispersas en forma de minerales arcillosos alogénicos (por ejemplo,

detritos transportados) o minerales arcillosos autigénicos (por ejemplo, cementos) (Adesoji, 2014).

3.2 ANÁLISIS PETROFÍSICO

3.2.1 Normalización de los datos

Para realizar la normalización nos basamos en el método *Stretch or Squeeze* cuya ecuación es la siguiente:

$$XXXn = XXXMIN + (XXXMAX - XXXMIN) * (XXX - XXXLOW) / (XXXHIGH - XXXLOW)$$

(Ecuación 3.1)

Donde:

XXXn= Valor normalizado

XXX= Valor a normalizar

XXXMIN = Valor mínimo al que se quiere llegar

XXXMAX = Valor máximo al que se quiere llegar

XXXLOW = Valor mínimo actual

XXXHIGH = Valor máximo actual

3.2.2 Volumen de arcilla

Es una medida de la proporción de arcilla en una formación clástica, respecto al total de roca. El valor se encuentra entre 0 y 1, donde 1 representa una lutita pura y 0 corresponde a una arena limpia. El volumen de arcilla se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{\text{Valor del registro GRnormalizado} - \text{Linea de arena}}{\text{Linea de arcilla} - \text{Linea de arena}} \quad (\text{Ecuación 3.2})$$

3.2.3 Porosidad

Es el porcentaje de volumen de poro o espacio vacío, aquel volumen dentro de la roca que puede contener fluido. Se mide en porcentaje o fracción porosa, y se define así:

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (\text{Ecuación 3.3})$$

Donde V_b es el volumen total de roca, V_{gr} es el volumen ocupado por los granos y V_p es el volumen poroso o volumen de poros.

Se conocen dos tipos de porosidad: efectiva y total, siendo la porosidad total aquella que considera el volumen total de los poros y la efectiva la que toma en cuenta únicamente aquellos poros que se encuentran interconectados y que contribuye al flujo de fluidos en un reservorio (Lárez, 2002).

Para el cálculo de la porosidad efectiva, se hizo uso del programa TECHLOG 2015, donde todos los métodos de densidad de neutrones integrados se ejecutan con el mismo algoritmo:

Sí

$$\rho_{mf} < \rho_{sand}, \rho_{mf} < \rho_b \text{ and } \rho_b > 0$$

$$\phi_d = \frac{\rho_b - \rho_{lim}}{\rho_{mf} - \rho_{lim}} \quad (\text{Ecuación 3.4})$$

Donde

ρ_b : Densidad Bulk

ρ_{lim} : Densidad de grano de caliza, default 2,71 g/cm³

ρ_{mf} : Densidad filtrada de lodo, default 1 g/cm³

ρ_{sand} : Densidad de grano de arenisca, default 2,65 g/cm³

ρ_{dol} : Densidad de grano de dolomita, default 2,9 g/cm³

Φ_n : Porosidad neutrón – Herramienta

Φ_d : Porosidad de densidad

La línea de litología se decide así:

- Sí $\Phi_n \leq \Phi_d$, elije combinación caliza/arenisca
- Sí $\Phi_n > \Phi_d$, elije combinación caliza/dolomita

La porosidad calculada es igual a 0. Si no, el cálculo sigue

- Convertir la matriz de caliza a arenisca o dolomita, según la línea de litología utilizada. La conversión depende de la herramienta, según la matriz.
- Calcular el índice de hidrógeno aparente:

$$HA = \left(\frac{\Phi_n - \Phi_{VA}}{1 - \Phi_{VA}} \right) \text{ (Ecuación 3.5)}$$

Donde: Φ = Porosidad neutrón basada en unidad de caliza

Φ_{VA} = Porosidad neutrón con matriz de arenisca o dolomita

- Calcular la porosidad de la gráfica cruzada (bucle de iteración)
- Combinación caliza/arenisca:

$$\Phi_2 = \left(\frac{HA * (\rho_{lim} - \rho_b) + \Phi_n * (\rho_{dol} - \rho_{lim})}{HA * (\rho_{lim} - \rho_{mf}) + \rho_{dol} - \rho_{lim}} \right) \text{ (Ecuación 3.6)}$$

- Combinación caliza/arenisca

$$\phi_2 = \left(\frac{HA*(\rho_{lim} - \rho_b) + \phi_n*(\rho_{sand} - \rho_{lim})}{HA*(\rho_{lim} - \rho_{mf}) + \rho_{sand} - \rho_{lim}} \right) \text{ (Ecuación 3.7)}$$

- La iteración sigue obteniendo $\phi_{2n-1} - \phi_{2n} = 0,01$

El último paso es convertir la matriz de arenisca/dolomita a caliza con otro algoritmo, dependiendo de la herramienta utilizada.

3.2.3 Saturación del agua

Se define como la cantidad de agua que llena el espacio poroso de una roca. La ecuación usada para la evaluación petrofísica de este tipo fue Simandoux:

$$\frac{\phi_e^m}{a * R_w} * S_w^n + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} * S_w - \frac{1}{R_t} = 0 \text{ (Ecuación 3.8)}$$

Donde

ϕ_e : Porosidad efectiva

R_w : Resistividad del agua

S_w : Saturación del agua

R_{sh} : Resistividad de la arcilla\

V_{sh} : Volumen de arcilla

R_t : Resistividad de la formación

a: Factor de tortuosidad

m: Exponente de cementación

n: Exponente de saturación

3.3 FÍSICA DE ROCAS

3.3.1 Modelo Thomas–Stieber

Thomas y Stieber exploraron cuantitativamente (con un modelo matemático simple) como la porosidad puede variar con el volumen de arcilla. Existen tres categorías que describen como se pueden distribuir las arcillas en la arena dependiendo de su configuración (figura 3.1).

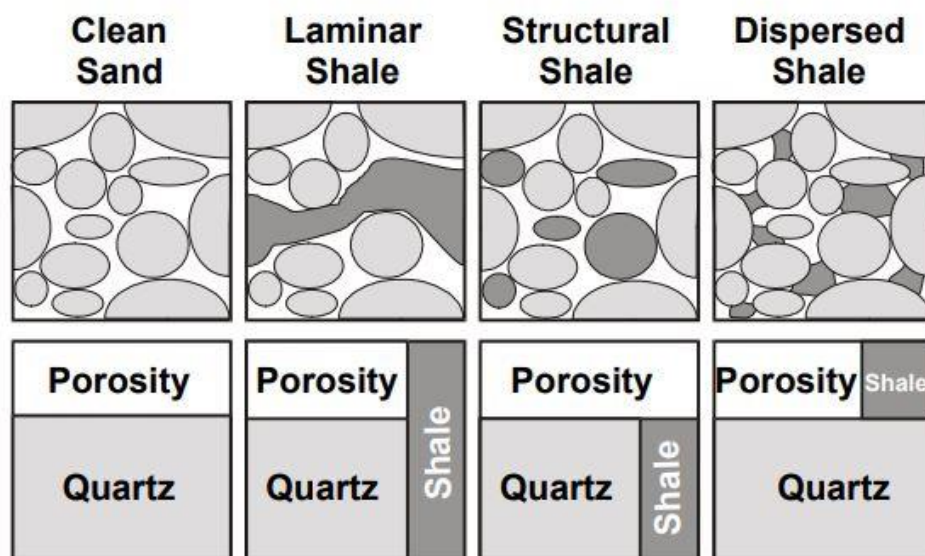


Figura 3.1 Patrón de distribución de minerales de arcilla (Glover, P. 2018)

1. Dispersado: el mineral de arcilla llena el espacio intergranular, es decir, cambia la porosidad dejando intacta la densidad de la matriz
2. Laminado: estas capas de arcilla en la matriz reemplazan tanto a la matriz como a la porosidad, por lo que se producen cambios en la densidad y porosidad de la matriz.
3. Estructural: los granos de arcilla reemplazan algunos de los granos de arena, en este caso la densidad de la matriz cambia, pero la porosidad no cambia.

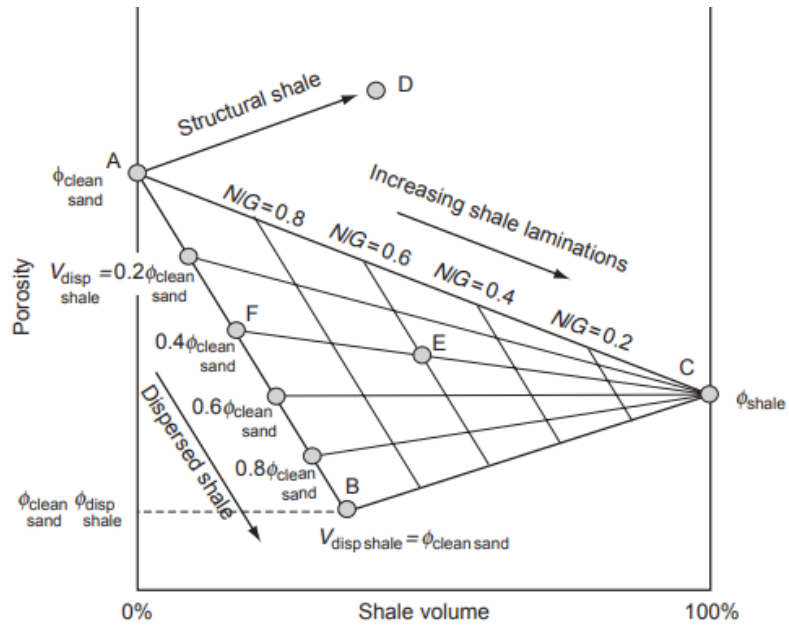


Figura 3.2 Porosidad total vs. volumen de arcilla, según el modelo Thomas-Stieber. (Mavko et al, 2009)

La distribución y la porosidad de la arcilla se pueden calcular a partir del diagrama cruzado de Thomas-Stieber, en el que el volumen de arcilla se representa en el eje X y la porosidad en el eje Y. Una vez obtenido los diagramas se procede a realizar los cálculos de cada tipo de arcilla, para ello se puede hacer uso de las siguientes ecuaciones de McIntosh, D., 2017.

$$Vsh_S = R * Vsh_L \quad (\text{Ecuación 3.9})$$

$$Vsh_L = \frac{Vsh_T - Vsh_D}{1 + R} \quad (\text{Ecuación 3.10})$$

$$Vsh_D = \frac{\phi_{total} - \phi_{SS_{clean}} + \left[\frac{\phi_{SS_{clean}} * Vsh_T}{(1+R)} \right] - (Vsh_T * \phi_{sh})}{\left[\left(\frac{\phi_{SS_{clean}}}{(1+R)} \right) - 1 \right]} \quad (\text{Ecuación 3.11})$$

Donde

Vsh_S : Volumen de arcilla estructural

Vsh_L : Volumen de arcilla laminar

Vsh_D : Volumen de arcilla dispersa

$\phi_{SS_{clean}}$: Porosidad de arena limpia

ϕ_{total} : Porosidad Total

Vsh_T : Volumen de arcilla total

ϕ_{sh} : Porosidad de lutita

R: Constante igual a 0,65

3.3.2 Modelo de arena friable (*soft-sand model*)

Los modelos para la fase solida están basados en la Teoría de Hertz-Mindlin. Mindlin con base en los trabajos de Hertz, estudió las propiedades elásticas de un paquete de esferas homogéneas de porosidad ϕ bajo una presión de confinamiento hidrostática \mathbf{P} . Con el fin de considerar el efecto de la estructura interna de la roca sobre las propiedades elásticas, se calcularon los módulos efectivos de compresibilidad y cizalla del paquete de esfera de la siguiente manera.

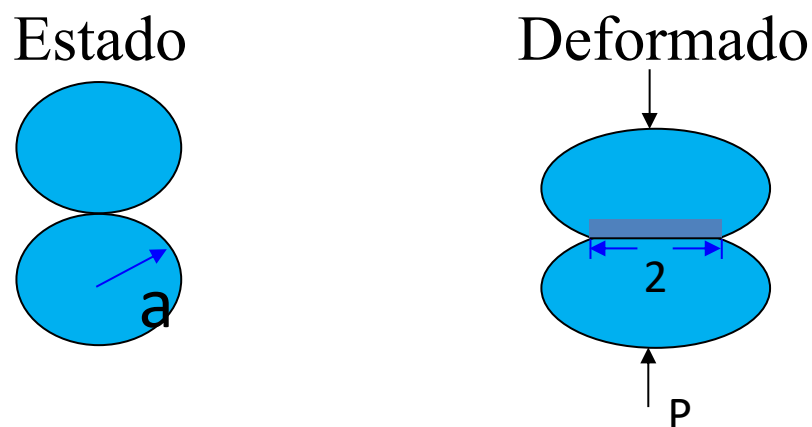


Figura 3.3 Explicación de deformación en ecuación de Hertz-Mindlin (Pérez, R. 2020)

$$K_{HM} = \left(\frac{n^2(1-\phi)^2\mu^2}{18\pi^2(1-\nu)^2} P \right)^{\frac{1}{3}} \quad (\text{Ecuación 3.12})$$

$$\mu_{HM} = \frac{5-4\nu}{5(2-\nu)} \left(\frac{3n^2(1-\phi)^2\mu^2}{2\pi^2(1-\nu)^2} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (\text{Ecuación 3.13})$$

K_{HM} y μ_{HM} son los módulos efectivos de compresión y de cizalla de Hertz-Mindlin a la porosidad ϕ , ν y μ son la relación de Poisson de la matriz y el módulo de cizalla de la roca, n es el número de coordinación o el número de contactos por grano y P es la presión de confinamiento hidrostática.

El modelo de arena friable (*soft-sand model*) permite calcular el volumen y los módulos de corte de la arena seca en la que el cemento se deposita lejos de los contactos con los granos (Mavko *et al*, 2009).

Para encontrar los módulos efectivos (K_{eff} y μ_{eff}) en una porosidad diferente ϕ , se utiliza el límite inferior de Hashin-Shtrikman modificado:

$$K_{eff} = \left[\frac{\frac{\phi}{\phi_c}}{K_{HM} + \frac{4}{3}\mu_{HM}} + \frac{1-\frac{\phi}{\phi_c}}{K + \frac{4}{3}\mu_{HM}} \right]^{-1} - \frac{4}{3}\mu_{HM} \quad (\text{Ecuación 3.14})$$

$$\mu_{eff} = \left[\frac{\frac{\phi}{\phi_c}}{\mu_{HM} + \frac{\mu_{HM}}{6} \left(\frac{9K_{HM} + 8\mu_{HM}}{K_{HM} + 2\mu_{HM}} \right)} + \frac{1-\frac{\phi}{\phi_c}}{\mu + \frac{\mu_{HM}}{6} \left(\frac{9K_{HM} + 8\mu_{HM}}{K_{HM} + 2\mu_{HM}} \right)} \right]^{-1} - \frac{\mu_{HM}}{6} \mu_{HM} \left(\frac{9K_{HM} + 8\mu_{HM}}{K_{HM} + 2\mu_{HM}} \right) \quad (\text{Ecuación 3.15})$$

Donde K es el módulo volumétrico del grano. La figura 3.3 muestra las curvas de este modelo en términos del módulo de onda P , $M = K + \frac{4}{3}\mu$. La figura 3.4 ilustra el efecto del parámetro ϕ (fracción de los contactos de adhesión perfecta) en los módulos elásticos y velocidad en un paquete seco de granos idénticos de cuarzo.

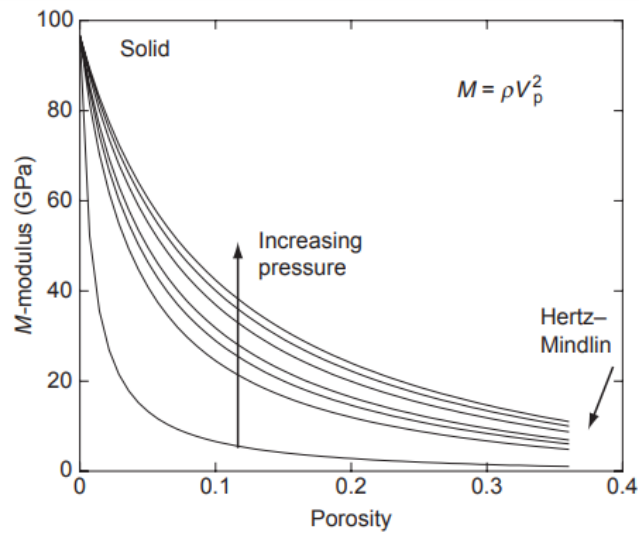


Figura 3.4 Ilustración del Hashin Shtrikman inferior modificado destinado a varias presiones efectivas (Mavko et al, 2009).

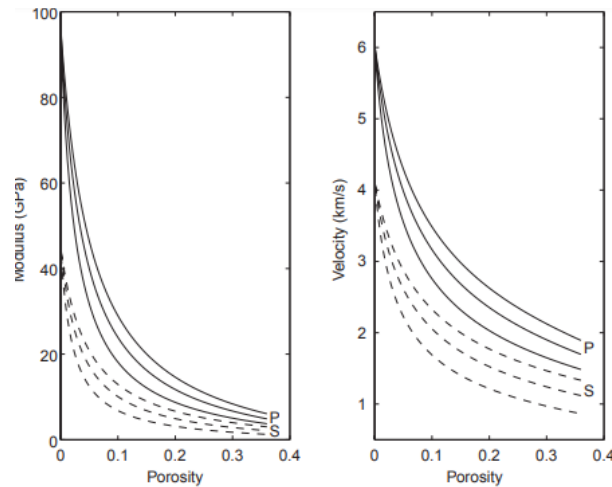


Figura 3.5 Ilustración del Hashin Shtrikman inferior modificado ligado para distintas fracciones de contacto con perfecta adherencia (Mavko *et al*, 2009).

Para cuantificar el efecto de la fase fluida en los módulos elásticos de la roca se utiliza las ecuaciones del modelo de Gassmann (Pérez R., 2020), la cual viene dada por:

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_{mat}}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1-\phi}{K_{mat}} - \frac{K_{dry}}{K_{mat}^2}} \quad (\text{Ecuación 3.16})$$

Bajo puro esfuerzo de corte no hay cambio de volumen ni en la muestra ni en el poro, solo hay cambio de forma. Dado que el fluido no se opone al cambio de forma μ_{sat} se mantiene igual para la roca, es por ello que:

$$\mu_{sat} = \mu_{dry} \quad (\text{Ecuación 3.17})$$

Para calcular la velocidad de las ondas P y S usando los módulos elásticos se pueden usar las siguientes ecuaciones:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (\text{Ecuación 3.18})$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (\text{Ecuación 3.19})$$

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

El objetivo general del presente trabajo consiste en caracterizar el efecto de la arcillosidad en yacimientos de arenisca no consolidada mediante la integración de petrofísica y física de rocas en yacimientos de la Cuenca Oriental de Venezuela. Para la realización de nuestro objetivo se desarrolló una metodología basada en dos partes: petrofísica y física de rocas, de las cuales se desprenden tres fases: control de calidad de los registros, análisis petrofísico y modelos de propiedades de la roca.

En la figura 4.1 se muestra el flujo de trabajo utilizado para lograr los objetivos emprendidos dentro de esta tesis. El flujo de trabajo se basa en una integración entre las evaluaciones petrofísica y física de rocas, para así, poder caracterizar el efecto de los minerales de arcilla en yacimientos de arenisca no consolidada.

Como primer paso, se realiza un control de calidad de los registros, con el fin de no arrastrar ningún tipo de datos erróneos que perturben la interpretación de los mismos. Se dispone distintos registros, tales como registros de rayos gamma, densidad, sónico dipolar y resistividad, además de datos de porosidad medida en núcleo en dos pozos, para así poder calibrar la porosidad estimada con el registro de densidad. Una vez esto se procede con el análisis petrofísico, el cual se basa en cálculos de ciertos parámetros como lo son el volumen de arcilla, la porosidad, saturación de agua. Con la finalidad de identificar zonas con hidrocarburos.

A continuación, se procede a calcular los modelos de propiedades de la roca, tales como; el modelo de Thomas – Stieber y el modelo de arena friable, con el fin de construir un modelo de física de rocas específico, y poder establecer las tendencias de velocidad y porosidad del área de estudio para comprender la relación entre la física de las rocas y la calidad del yacimiento.

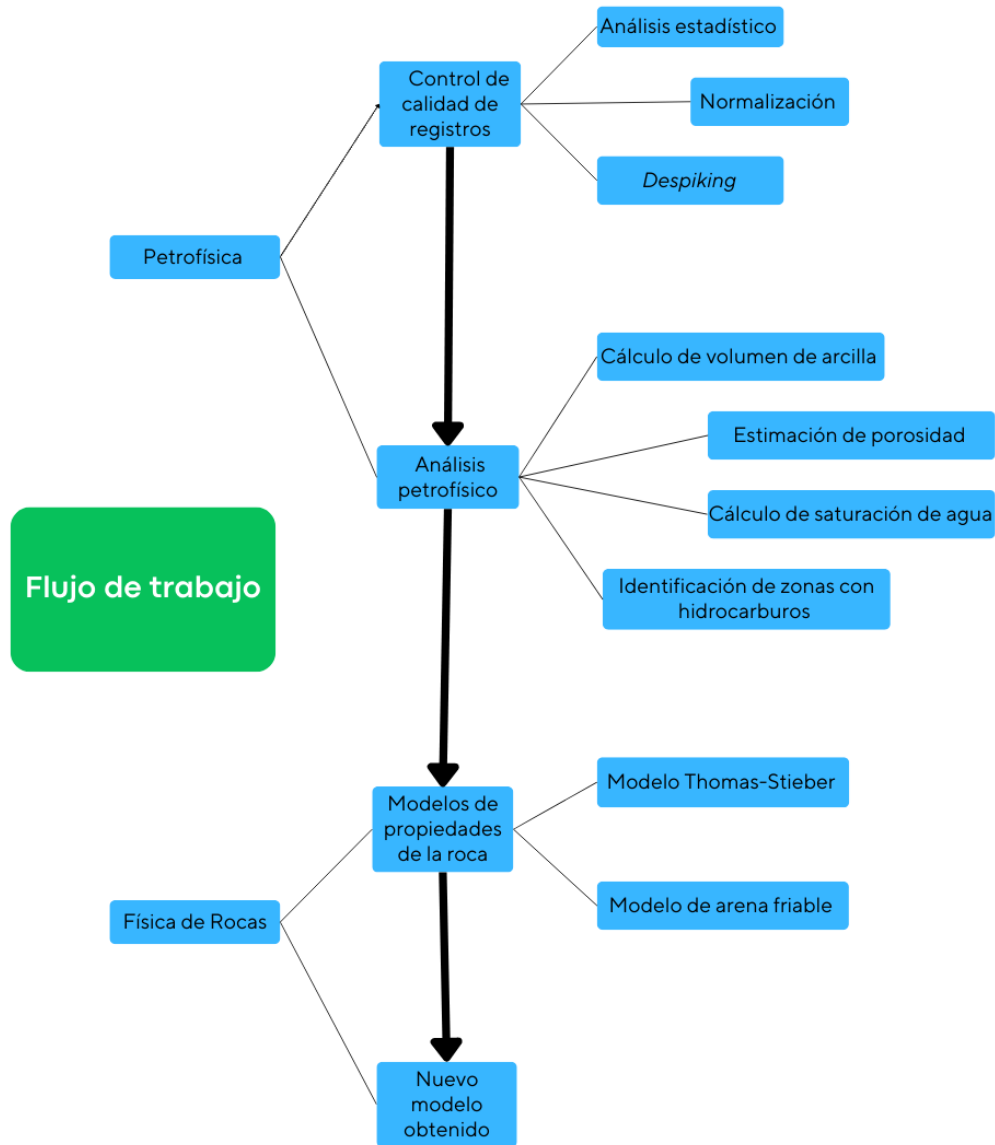


Figura 4.1 Diagrama de flujo de la metodología aplicada

4.1 CONTROL DE CALIDAD DE REGISTROS

Una vez obtenidos los datos de cada pozo, se procede a realizar el control de calidad de los registros, para esto se evalúa la distribución general de cada registro mediante el uso de histogramas de frecuencia, para así comprobar que los valores se encuentren dentro de un mismo ancho de banda.

En la figura 4.2 se presenta el histograma para los registros GR, en él podemos observar que existen pozos que tienen una distribución distinta al resto. Esto indica que es necesario realizar una normalización. La normalización es aplicada para lograr que todos los datos tengan el mismo ancho de banda, es decir que la distancia entre el mínimo y el máximo sean muy aproximadas en todos los pozos ya que la geología del área de estudio es una cuenca extensiva con poca complejidad estructural, por lo tanto, no se espera que la variación litológica cambie de forma abrupta entre pozos cercanos. Es necesario realizar la normalización en este estudio ya que los datos adquiridos fueron tomados por distintas empresas en distintas épocas, por lo tanto, para evitar defases en los registros es recomendable la normalización.

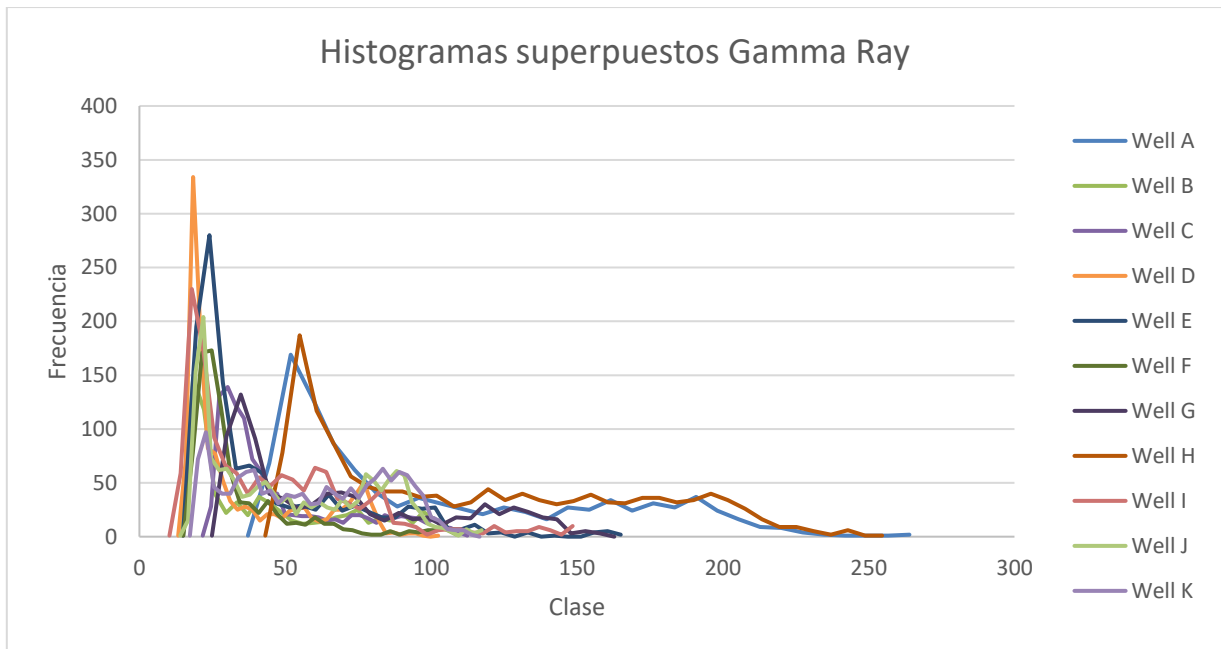


Figura 4.2 Histograma de registro GR de todos los pozos (sin normalizar)

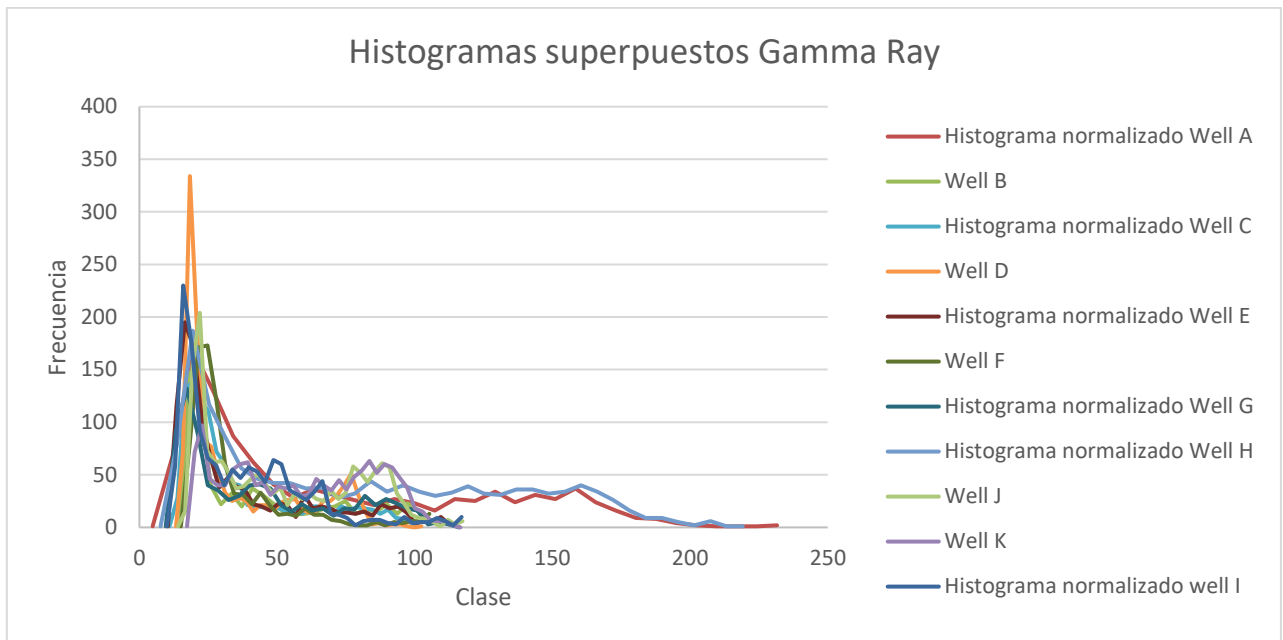


Figura 4.3 Histograma de registro GR de todos los pozos (normalizado)

En la figura 4.3 se puede observar cómo queda el histograma de registros GR luego de realizar la normalización a cada pozo correspondiente. Esta metodología fue también realizada para los registros, densidad, neutrón y sísmico. Para dicha normalización se aplicó en cada registro, donde era pertinente, la ecuación 3.1.

En el caso de los *despiking*, se debe tomar en cuenta que algunos valores de los registros pueden estar alterados por errores de medición, esta herramienta es aplicada en estos casos, para que cuando se calculen las propiedades petrofísicas sean lo más exactas posibles.

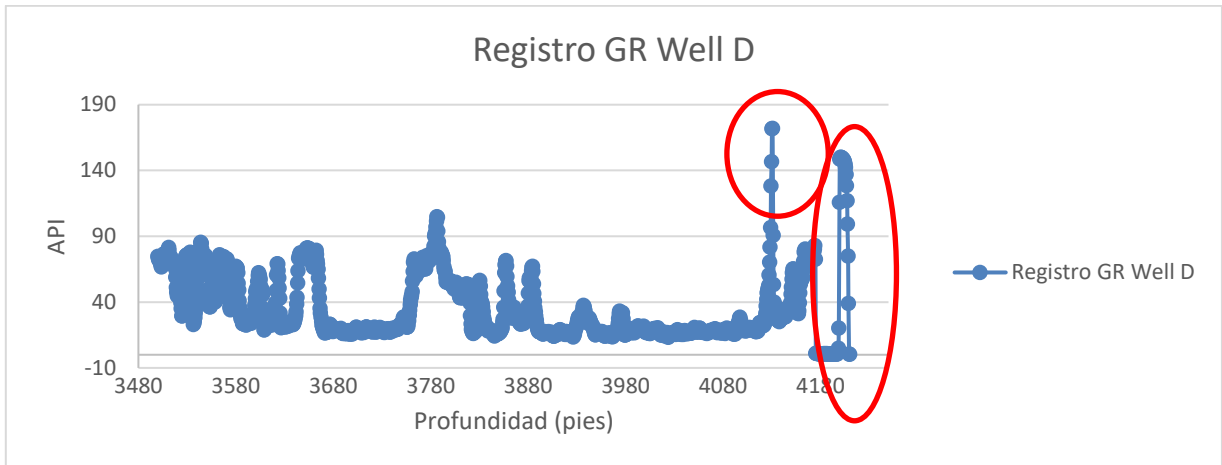


Figura 4.4 Registro GR Well D (sin *despiking*)

En la figura 4.4 observamos un pico muy alto, que sobre sale de la tendencia del rango que se aprecia en todo el registro, luego de ser evaluado con el registro caliper se observó que es un pico aislado, y por lo tanto debe ser algún error en la adquisición, luego se procedió a recalcarlo. Esto se hace interpolando los puntos que se encuentran alrededor de este pico. También observamos en la parte más profunda del registro se presentan unos datos constantes, esto se debe a que el taladro tocó el fondo del pozo y siguió grabando, este error también debe ser eliminado para no contaminar los futuros cálculos, esto se realizó eliminando los datos más profundos, en este caso se llevó el registro hasta unos 4175' pies. Dando como resultado un registro más limpio tal como se puede apreciar en la figura 4.5

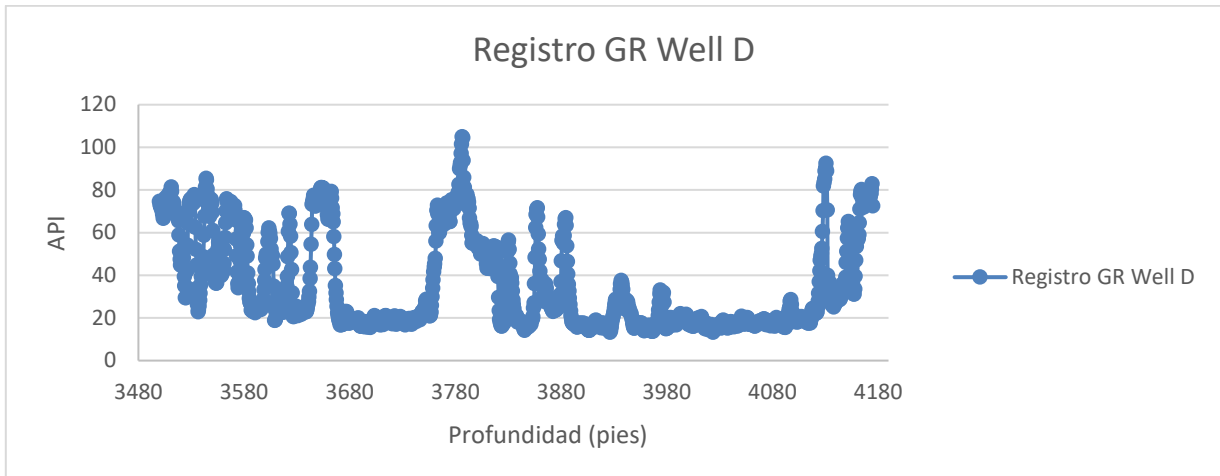


Figura 4.5 Registro GR Well D (luego del *despiking*)

4.2 ANÁLISIS PETROFÍSICO

Para un estudio completo es necesario el cálculo de otros registros que aporten mayor información sobre distintos parámetros de caracterización litológica. El análisis petrofísico funciona para brindar un mejor entendimiento de las propiedades litológicas directas a partir de ecuaciones y relaciones previas.

4.2.1 Cálculo de volumen de arcilla

El valor de V_{sh} representa el volumen de arcilla contenido en la Formación. Este valor varía de 0 a 1, donde 0 es la total ausencia de arcilla y 1 es un contenido de arcilla del 100%. Mientras más arcilla tiene la arenisca productora más baja será su calidad como reservorio. Una vez normalizados los registros y establecidas las líneas de arcilla y arena, se procede a hacer el cálculo del volumen de arcilla. Para ello usamos la ecuación 3.2.

Para el cálculo de la línea de arcilla y arena se realizó un análisis estadístico de máximos y mínimos valores de los registros GR, definiéndose así un valor para todos los registros de línea de arcilla el cual fue de 115 MeV y otro para la línea de arena el cual fue 15 MeV

4.2.2 Estimación de porosidad efectiva

En nuestro caso de estudio realizamos el cálculo de la porosidad total y efectiva a través del método densidad-neutrón en el programa TECHLOG 2015 (a partir de la ecuación 3.4) en nuestro caso usamos una densidad para la lutita de $2,61 \text{ g/cm}^3$ según los datos suministrados.

Para este cálculo debemos ingresar a la pestaña de petrofísica, luego a *Quanti* → *Porosity and saturation* → *Effective porosity* → *Neutron-Density*. Al seleccionar este método, se desplegará una ventana en la cual debemos agregar los registros correspondientes para la realización de los cálculos.

Una vez seleccionado los registros, se arrastra el pozo con el que se va a trabajar a la nueva pestaña generada y se procede a verificar las propiedades. En nuestro caso modificamos la densidad de la lutita, mencionada anteriormente.

Al seleccionar el botón de *play* el programa generara los registros de porosidad efectiva y total, además de graficar los otros registros usados, tal como se aprecia en la figura 4.5.

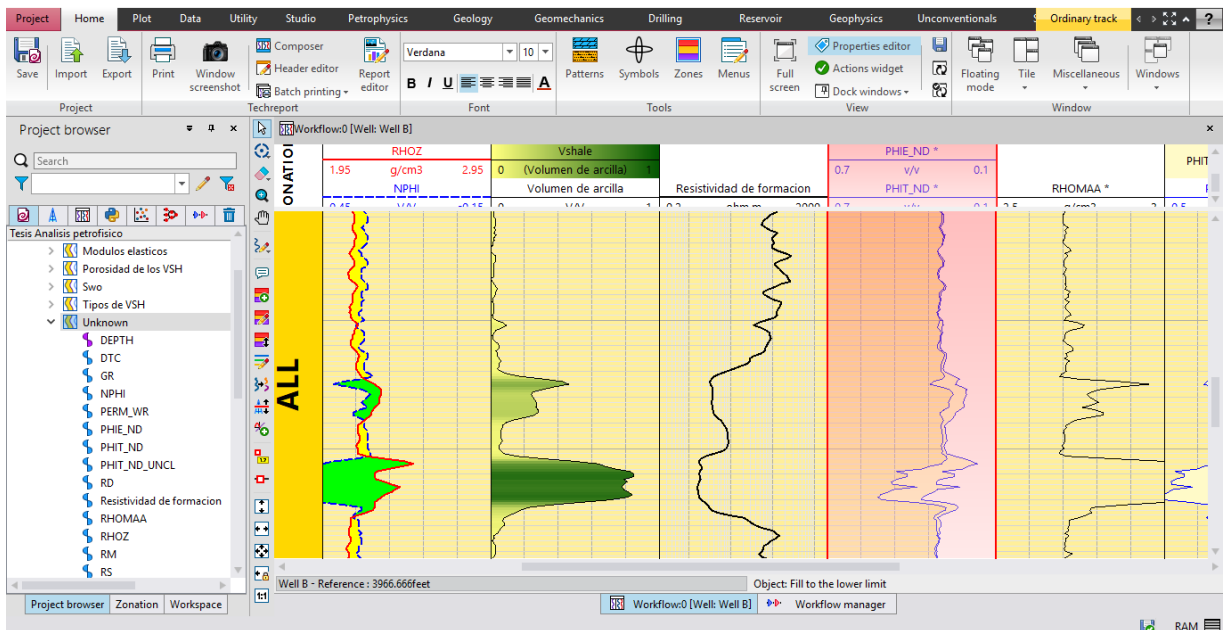


Figura 4.5 Interfaz de TECHLOG, registro de porosidad efectiva

4.2.3 Cálculo de saturación de agua

Para el cálculo de saturación de agua usamos el método de Simandoux (ecuación 3.8) para el cual se necesita como variable de entrada, el volumen de arcilla y la porosidad efectiva calculada anteriormente. De nuevo esto fue realizado utilizando TECHLOG.

Seleccionamos la pestaña de petrofísica, luego a *Quanti* → *Porosity an saturation* → *Saturation* → *Simandoux*. Se abrirá una ventana donde colocamos los registros correspondientes para el cálculo de saturación.

Una vez creado, se arrastra el pozo a evaluar y se corre el programa, obteniendo, así como resultado, el registro de saturación del pozo figura 4.6.

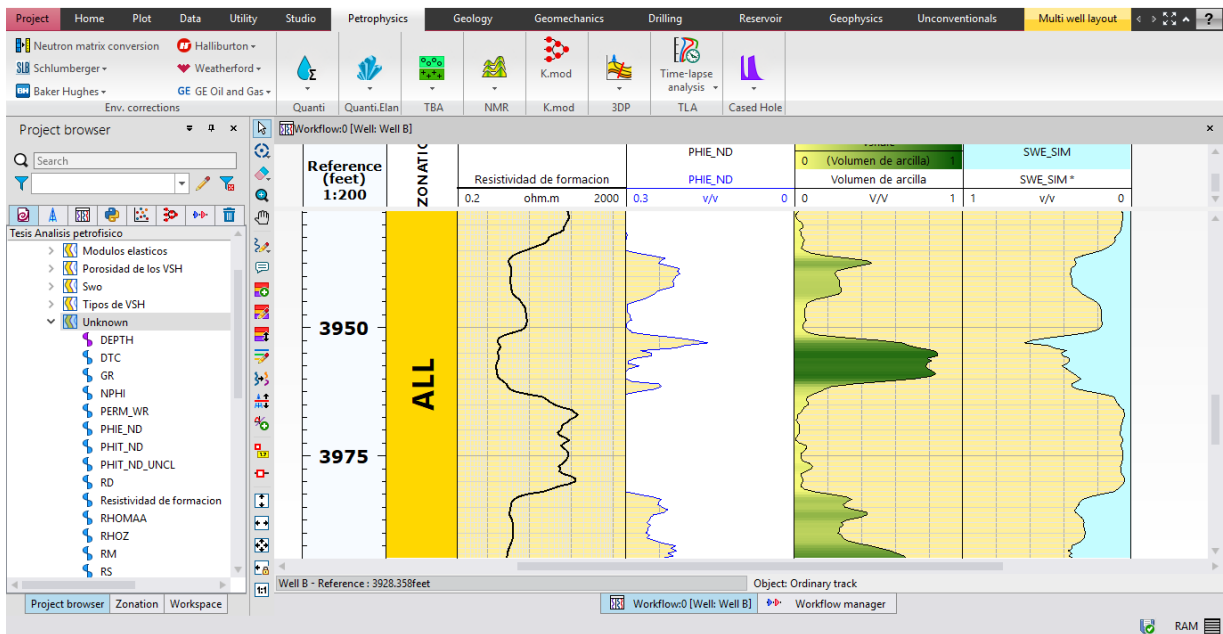


Figura 4.6 Interfaz de TECHLOG, resultado del registro de saturación por Simandoux

4.2.4 Identificación de posibles zonas de hidrocarburos

Para la identificación de hidrocarburos nos basamos en la interpretación de los registros de volumen de arcilla, saturación, densidad neutrón y porosidad. Se juntaron todos los registros por pozos en un *track* usando el programa TECHLOG, para luego proceder a ubicar los sitios de interés en cada registro. Un factor determinante que tomamos en cuenta, fue, el efecto de cruce en los registros densidad neutrón. Ya que esto resulta como un excelente indicio para suponer la presencia de gas en la zona de estudio.

4.3 MODELOS DE PROPIEDADES DE LA ROCA

4.3.1 Modelo Thomas-Stieber

El Modelo de Thomas – Stieber consiste en analizar como la porosidad puede variar con el volumen de arcilla. Dependiendo de la configuración y distribución de la arcilla con la arenisca

existen tres categorías que describen como se pueden distribuir las arcillas en la arena: arcilla laminar, arcilla dispersa y arcilla estructural.

La principal razón por la cual se escogió este modelo fue para trabajar teóricamente y probar cómo funciona en yacimiento de areniscas no consolidada. Se ha trabajado en esta misma zona usando otro modelo como por ejemplo el modelo de Faust, el cual depende de la velocidad con que viaja la onda compresional en la formación, la profundidad y resistividad (Peñaloza, 2001), sin embargo, los resultados pudieron ser mejores. Por ello se quiso probar algo nuevo, usando este modelo y así evaluar su resultado.

El diagrama cruzado de Thomas-Stieber, fue calculado usando el programa TECHLOG, en el cual usamos los registros anteriormente calculados de volumen de arcilla y porosidad total. Para ello necesitamos los datos de volumen de arcilla de cada pozo, los cuales fueron calculados anteriormente. Además, también necesitamos datos de porosidad, y en especial conocer la porosidad promedio de una arena limpia y de la lutita de la formación. Para este paso, se analizó el registro de volumen de arcilla junto con los de porosidad, ubicando así las zonas de arena limpia y lutita para luego promediar los puntos de porosidad en cada una. Haciendo esto obtuvimos valores de porosidad ente 35% arena y 50% lutita.

Una vez son suministrados los datos en el programa, se procede a ubicar los puntos de arena limpia y de lutita según sus valores de volumen de arcilla y porosidad anteriormente calculados (figura 4.7). Y de esta forma obtuvimos los diagramas de Thomas–Stieber usando TECHLOG.

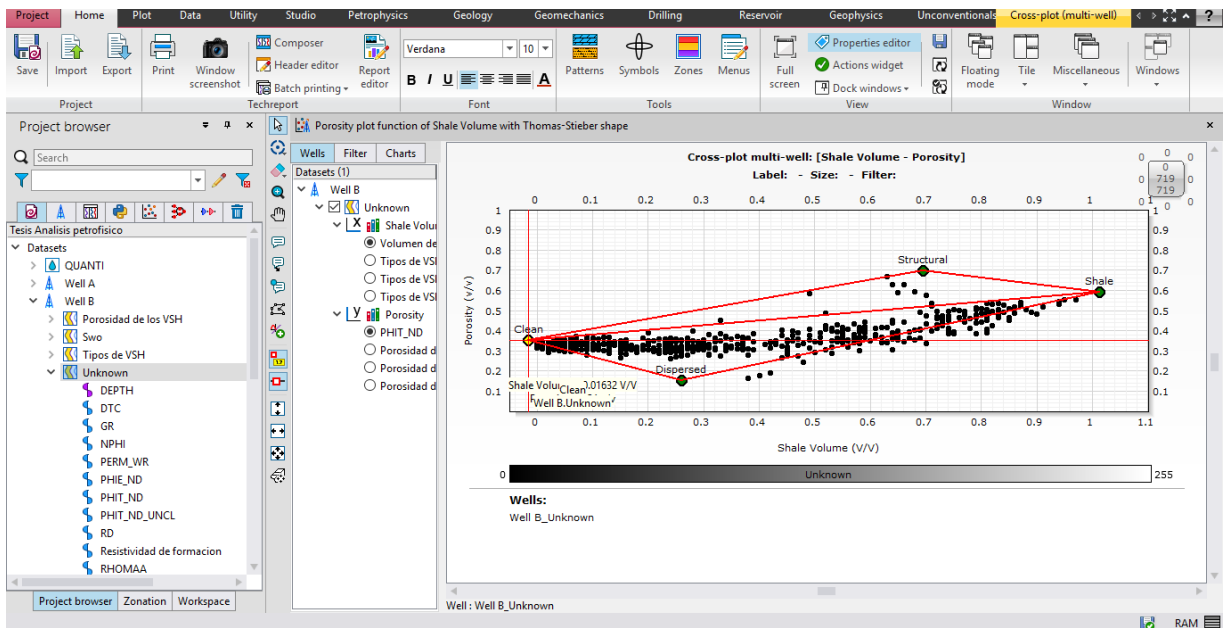


Figura 4.7 Ubicación de puntos arena limpia y lutita

Una vez obtenido los diagramas, verificamos si la tendencia del mismo se mantiene a lo largo de todos los pozos. Ya verificado, procedemos a realizar los cálculos de cada tipo de arcilla, esto lo hicimos usando las ecuaciones 3.9, 3.10 y 3.11, las cuales fueron programadas en OCTAVE (script en apéndice) para así poder introducirle los datos de pozos de volumen de arcilla y porosidad total, para posteriormente hacer los cálculos.

Una vez obtenidos los resultados en OCTAVE, los importamos a TECHLOG, donde realizamos el modelo, en el cual se puede observar cómo contribuye cada tipo de arcilla en el volumen de arcilla total (figura 4.9).

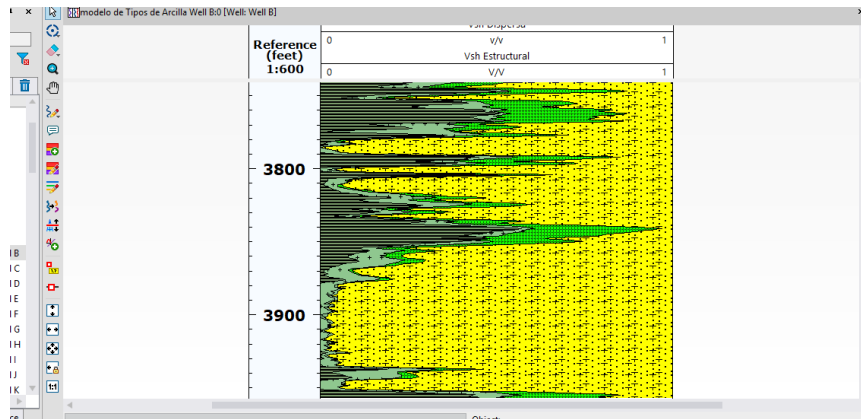


Figura 4.9 Modelo de tipos de arcilla en Pozo B, realizado en TECHLOG

4.3.2 Modelo de arena friable

Para el cálculo del modelo de arena friable, partimos de los siguientes datos de entrada: registro de porosidad total, registro de volumen de arcilla, registro de densidad del pozo, usando las ecuaciones 3.12, 3.13, 3.14 y 3.15 para así obtener los valores K_{eff} y μ_{eff} .

Con el fin de poder saber que tan bueno es el ajuste de este modelo, se obtuvieron los valores de onda P y S de cada pozo a partir de sus registros sísmicos. Luego se calculó los valores de onda P y onda S a través de los módulos obtenidos por el modelo de física de rocas (ecuaciones 3.18 y 3.19).

Al tener ambos valores de onda P y onda S, se procedió a realizar una correlación para visualizar el ajuste entre los dos registros.

Por último, se realizó el cálculo de los módulos de compresibilidad y cizalla a través de las ecuaciones 3.16 y 3.17 con el fin de generar un modelo que se ajuste a los módulos obtenidos con los registros.

Este modelo se fue usado porque se han realizado en esta zona de estudio investigaciones donde han aplicado el modelo de arena friable y ha dado buenos resultados (Rodríguez, 2015). Buscando de esta forma desarrollar el modelo que mejor se ajuste para el desarrollo de esta investigación

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 ANÁLISIS DE LOS PARAMETROS PETROFÍSICOS

5.1.1 Porosidad

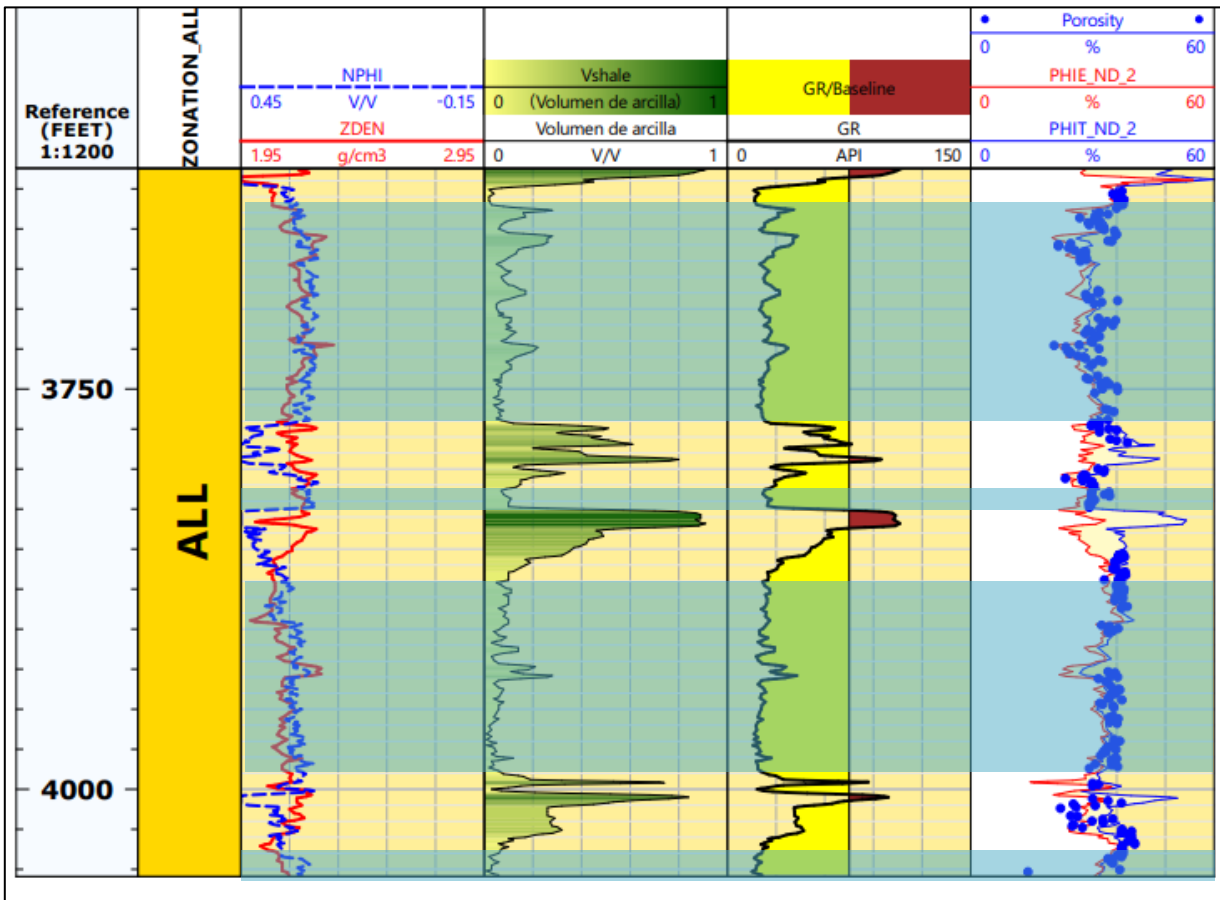


Figura 5.1 Registro de porosidad pozo F

En el pozo F se tenía registro de porosidad del núcleo el cual nos sirvió para hacer la calibración y corroborar los resultados obtenidos en el cálculo. Al evaluar el registro de volumen de arcilla

podemos apreciar que existen cuatro zonas de arenas limpias, las cuales están resaltadas en azul en la figura 5.1. La primera zona, de arriba hacia abajo, tiene un espesor de 144 pies donde existe un promedio de porosidad del 30%. En la segunda zona se tiene un espesor de 15 pies de arena limpia con una porosidad promedio del 26%. En la tercera zona observamos un espesor de 125 pies de arena limpia con porosidad del 30%-35% el cual es muy bien correspondido con la porosidad de núcleo. Y por último la cuarta zona con un espesor de arena limpia de 15 pies y una porosidad promedio de 30%.

Una observación interesante es que en los picos de alta arcillocidad se aprecia también una alta porosidad total, esto podría atribuirse a fracturas que conlleva a producir una porosidad secundaria en estas zonas.

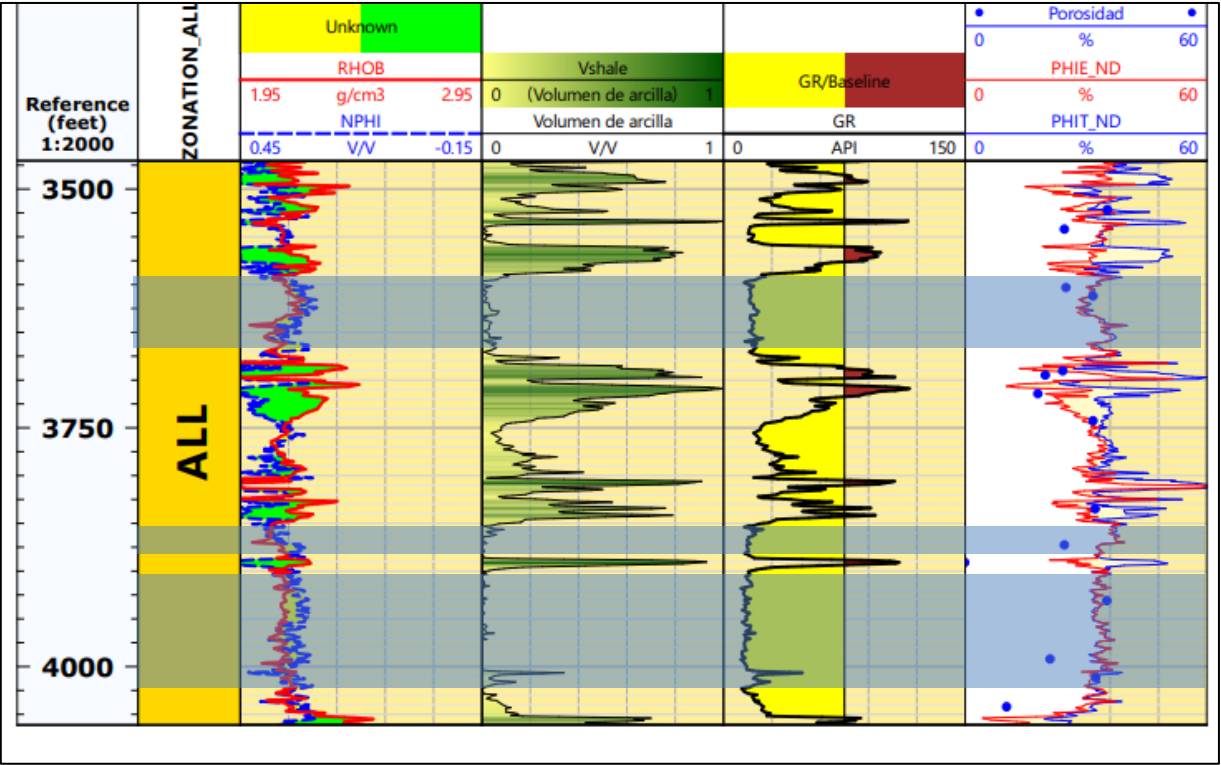


Figura 5.2 Registro de porosidad pozo E

En el pozo E nuevamente contamos con porosidad de núcleo, lo cual nos permitió hacer una calibración del pozo mediante la porosidad calculada. En la parte más somera del pozo podemos interpretar una intercalación entre arcilla y arenas no tan limpias. Justo debajo se puede observar un espesor bastante considerable de arena limpia de 72 pies con porosidad del 30% aproximadamente. Mas abajo se observan dos paquetes de arenas bastante limpias el primero con un espesor de 26 pies y el segundo de 97 pies, ambos con una porosidad promedio del 30%.

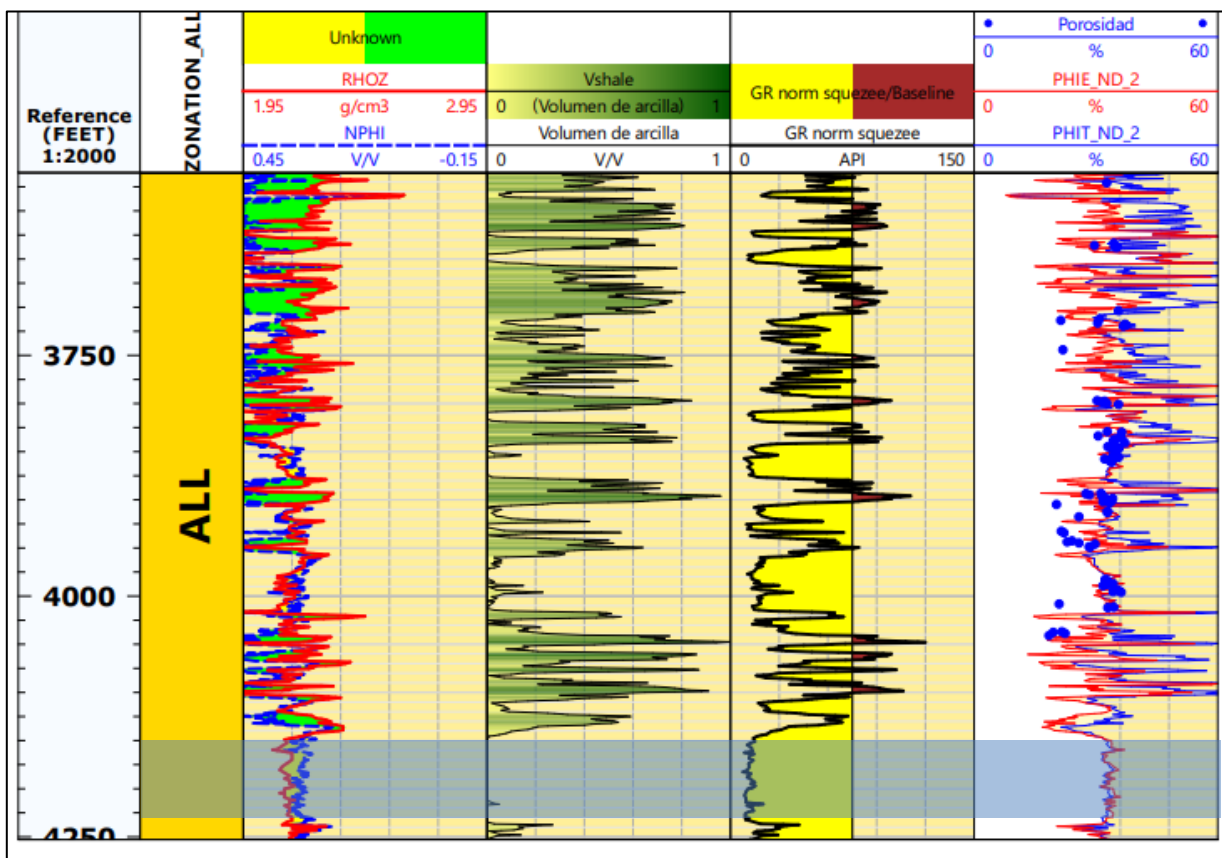


Figura 5.3 Registro de porosidad pozo H

En el pozo H contamos con porosidad de núcleo y se realizó la respectiva calibración, obteniendo un ajuste bastante bueno con la porosidad calculada. En este pozo observamos una gran intercalación de lutita con arenas arcillosas, la intercalación es secuencial hasta la parte baja del pozo en la que se puede interpretar un paquete de arena bastante limpia de unos 90 pies

de espesor, en el cual se estima una porosidad de 35% aproximadamente, coincidiendo así y ajustándose muy bien con la porosidad de núcleo.

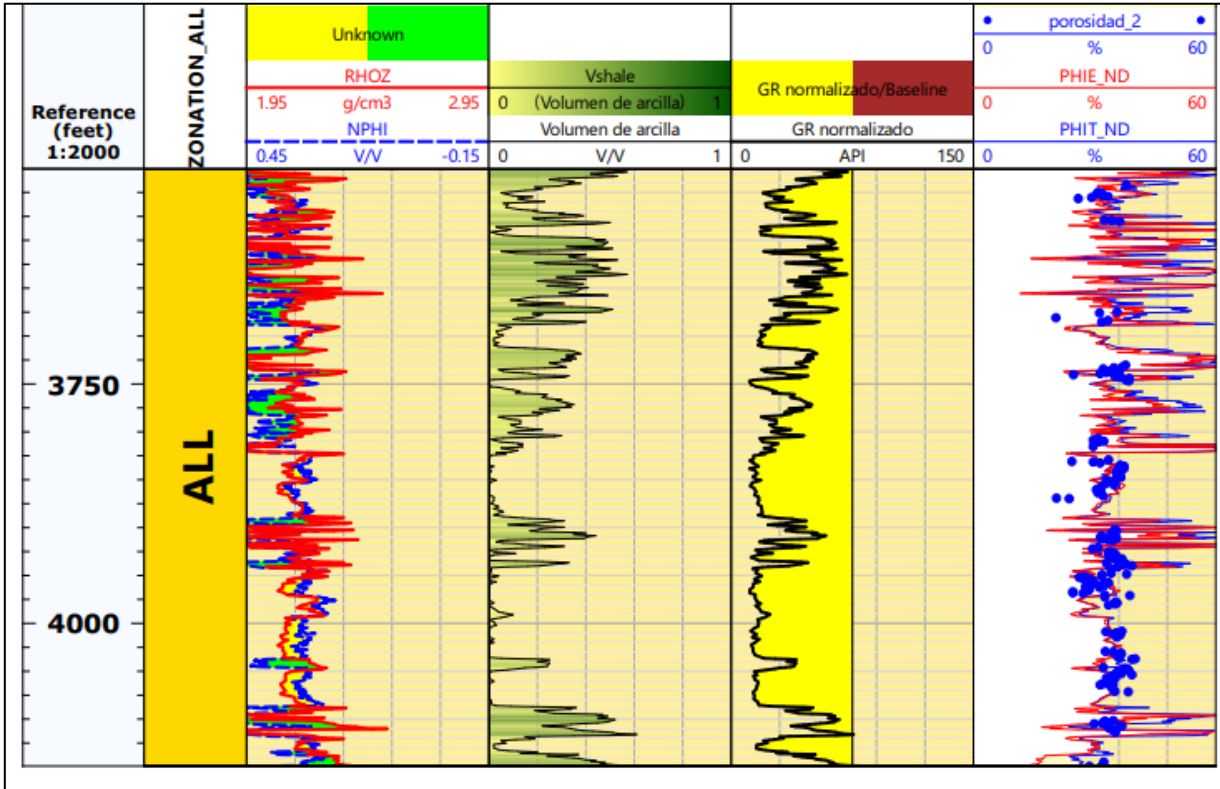


Figura 5.4 Registro de porosidad pozo I

En el pozo I se calibró con la porosidad de núcleo obteniendo un ajuste bastante bueno. En el pozo se puede apreciar un gran paquete de arenas que van de arcillosas a limpias, en el cual tres paquetes bastantes interesantes. En el primer paquete podemos interpretar una arena limpia con espesor de 44 pies y una porosidad promedio del 35%. Luego tenemos dos paquetes por debajo, separados por una arena arcillosa, el primero de 68 pies y el segundo de 32 pies, ambos con una porosidad promedio del 35% la cual se ajusta muy bien con la porosidad de núcleo.

5.1.2 Cálculo de saturación de agua e identificación de posibles zonas con hidrocarburos

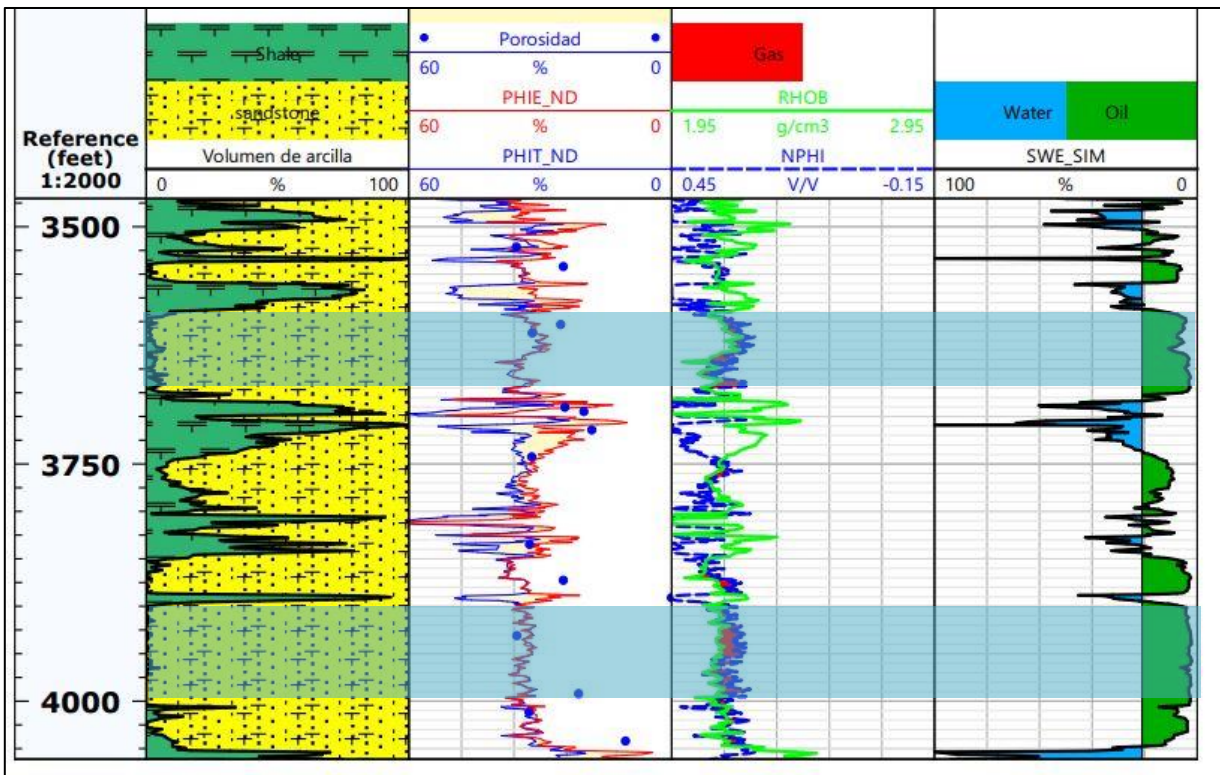


Figura 5.5 Registro saturación interpretado pozo E

En la figura 5.5 correspondiente al pozo E podemos observar dos zonas de interés, la primera (que esta más arriba) parece ser un paquete de arena de 66 pies en el cual se tiene una porosidad promedio de 30%, asumiendo esto en el registro de saturación observamos la posible presencia de hidrocarburos, además esto resulta respaldado por el registro de densidad neutrón, el cual en esta zona presenta un efecto de cruce entre los registros, suponiendo así la posible, presencia de gas. En la segunda zona (que se encuentra más abajo), observamos el mismo comportamiento del registro de saturación y densidad neutrón, esta vez en un paquete de 84 pies de espesor con una porosidad promedio del 35%.

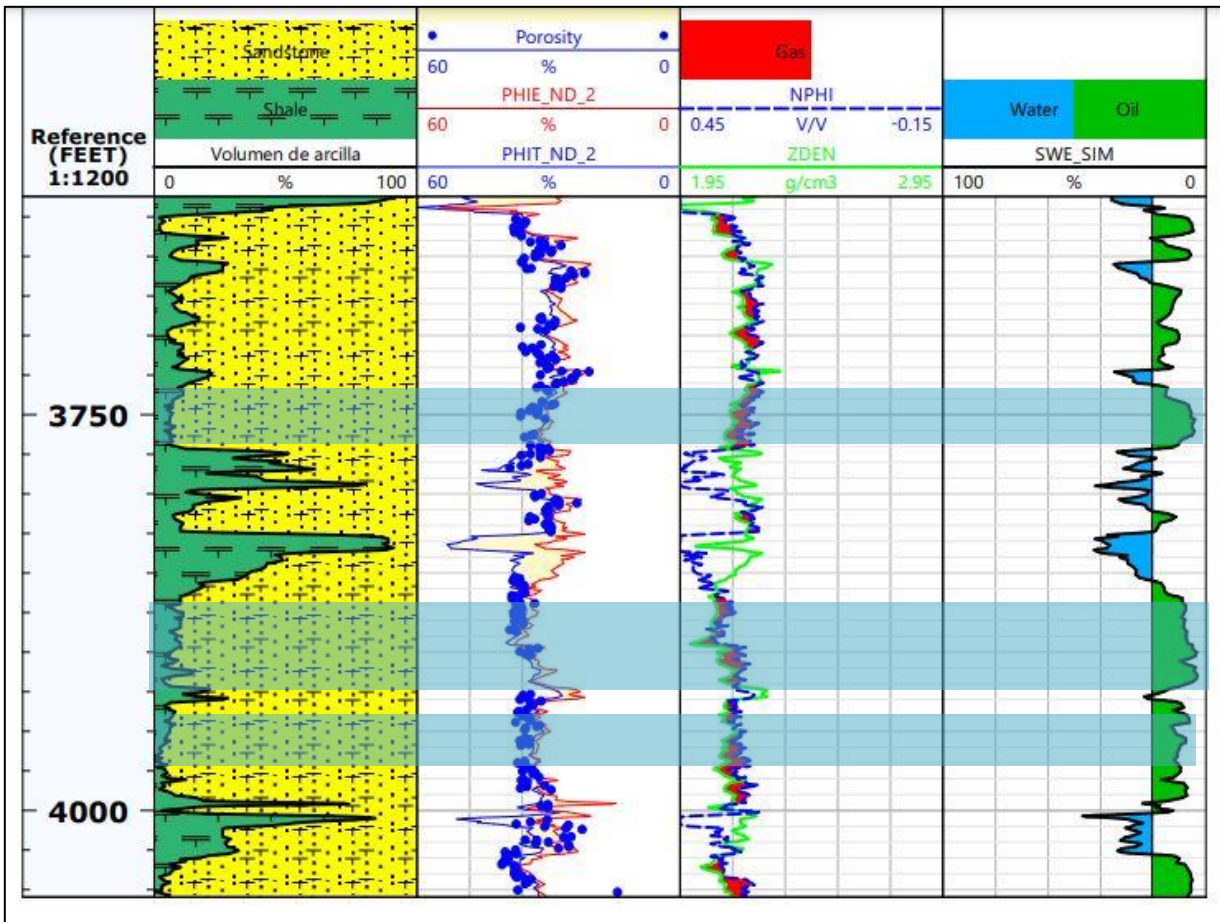


Figura 5.6 Registro saturación interpretado pozo F

El pozo F (figura 5.6) presenta tres zonas de interés, de las cuales, podemos inferir zonas de posible presencia de hidrocarburos. La porosidad en estos paquetes de arena va de entre 30%-35% el cual resulta muy favorable para la presencia de fluidos, además de tener el efecto de cruce justamente en dichos paquetes.

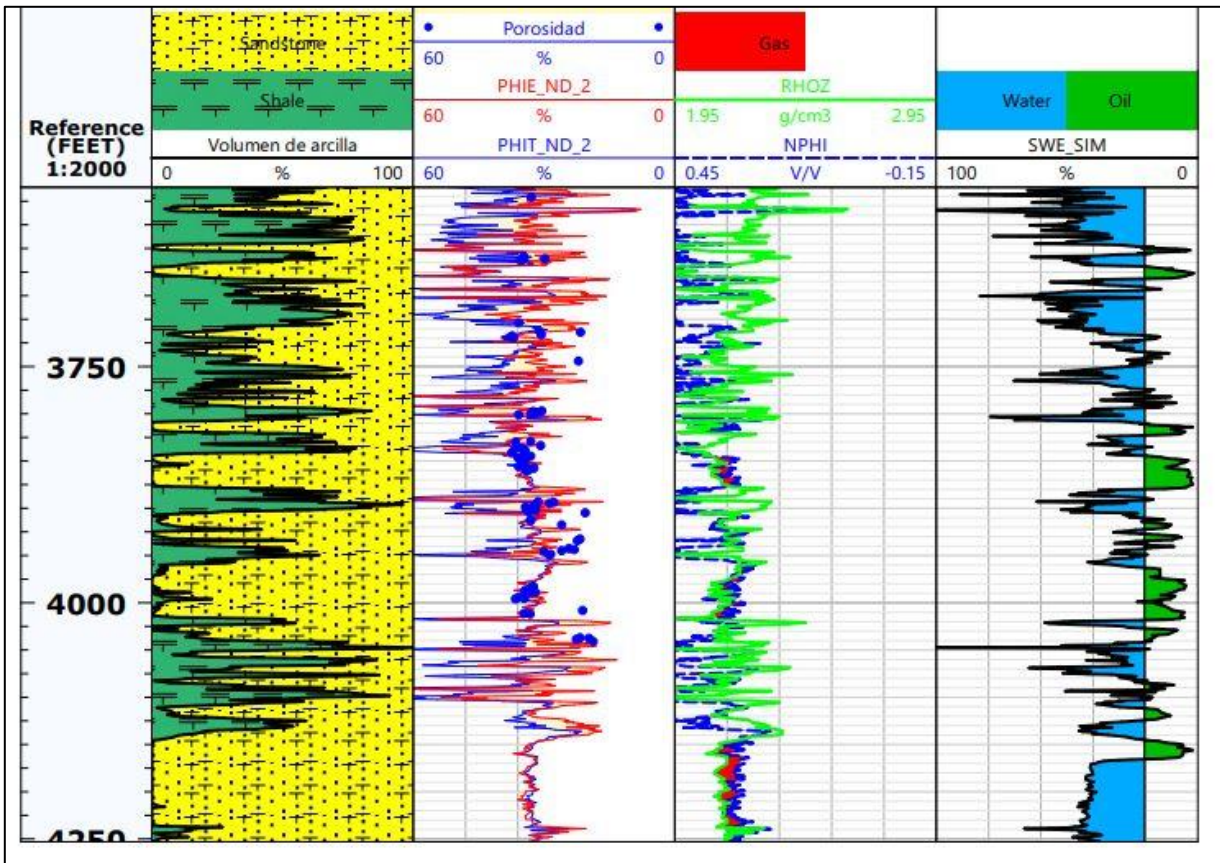


Figura 5.7 Registro saturación interpretado pozo H

La figura 5.7 muestra el *track* interpretado del pozo H, en el observamos mucha presencia de arcilla en el pozo de forma intercalada, como una especie de secuencia rítmica de lutita y arenisca, el cual resulta complejo interpretar alguna presencia de hidrocarburos

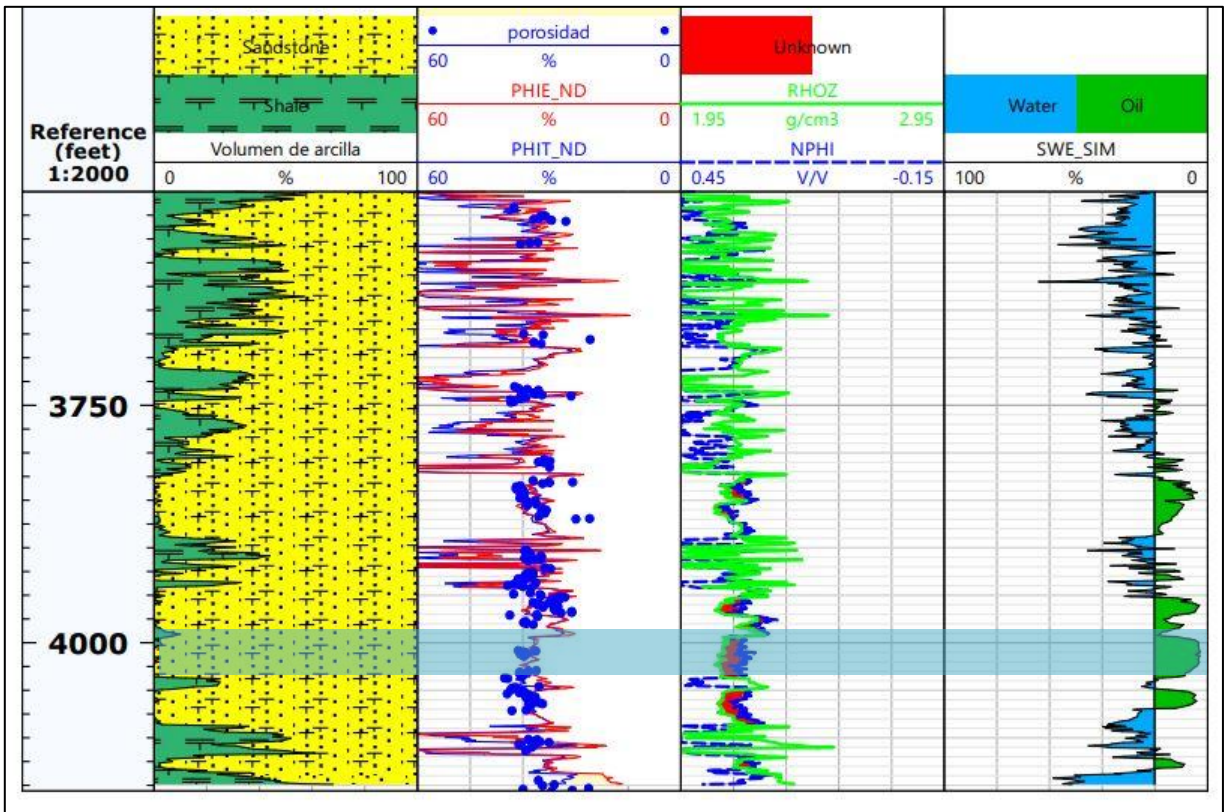


Figura 5.8 Registro saturación interpretado pozo I

En el pozo I (figura 5.8) de forma general, se observa una mayor presencia de arena, con poca arcilla. Existe una zona de interés en el pozo la cual presenta un espesor de 30 pies aproximadamente, con una porosidad promedio del 35%, en esta zona se observa un efecto de cruce en el registro de densidad neutrón y en el registro de saturación la zona parece estar saturada de hidrocarburos, lo que se podría asumir como una posible arena saturada en gas.

5.2 MODELOS DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA

5.2.1 Modelo Thomas-Stieber

El modelo Thomas – Stieber fue realizado para cada uno de los pozos, de forma que pudiésemos observar cuales eran los valores de porosidad que mejor se ajustaran en todos los casos, ya que podemos asumir que la geología de la cuenca es similiar en todos los pozos debido a su cercanía. Luego de varias pruebas observamos que los valores que mejor se ajustan son: Porosidad de arena limpia 35% y porocidad de lutita 50%. Observemos a continuacion en la imagen 5.9 y 5.10 como resultó el modelo para todos los pozos.

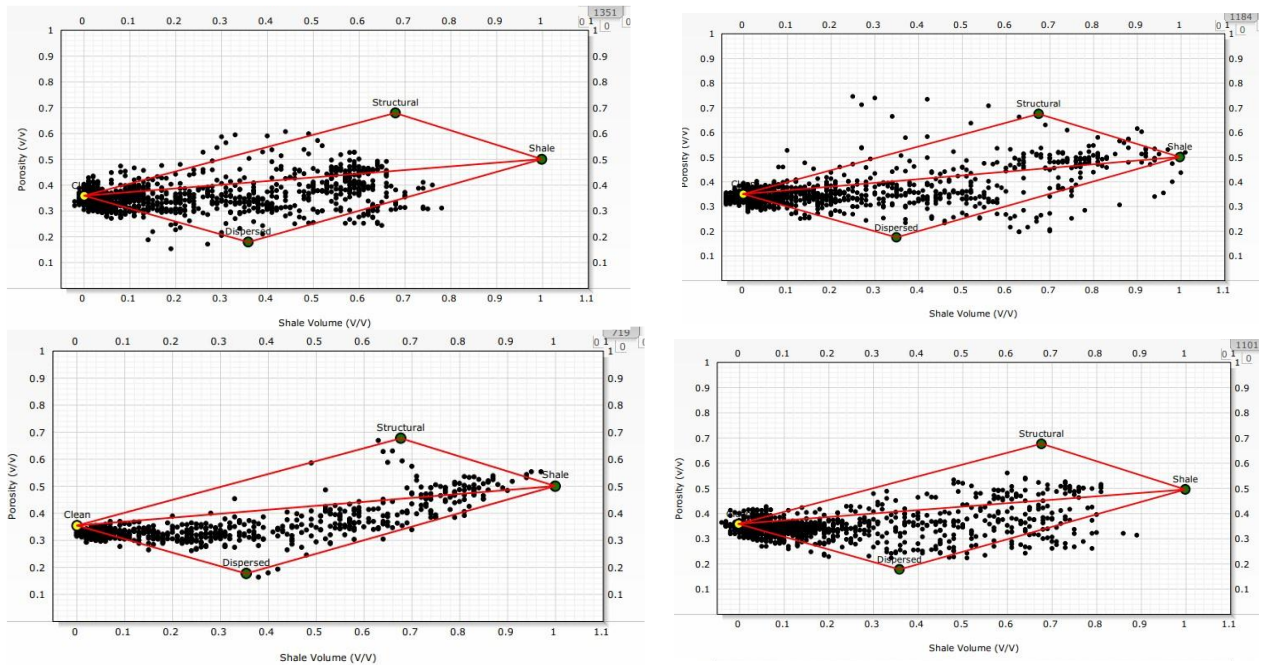


Figura 5.9 Modelos - Thomas Stieber pozos B, C, D, E.

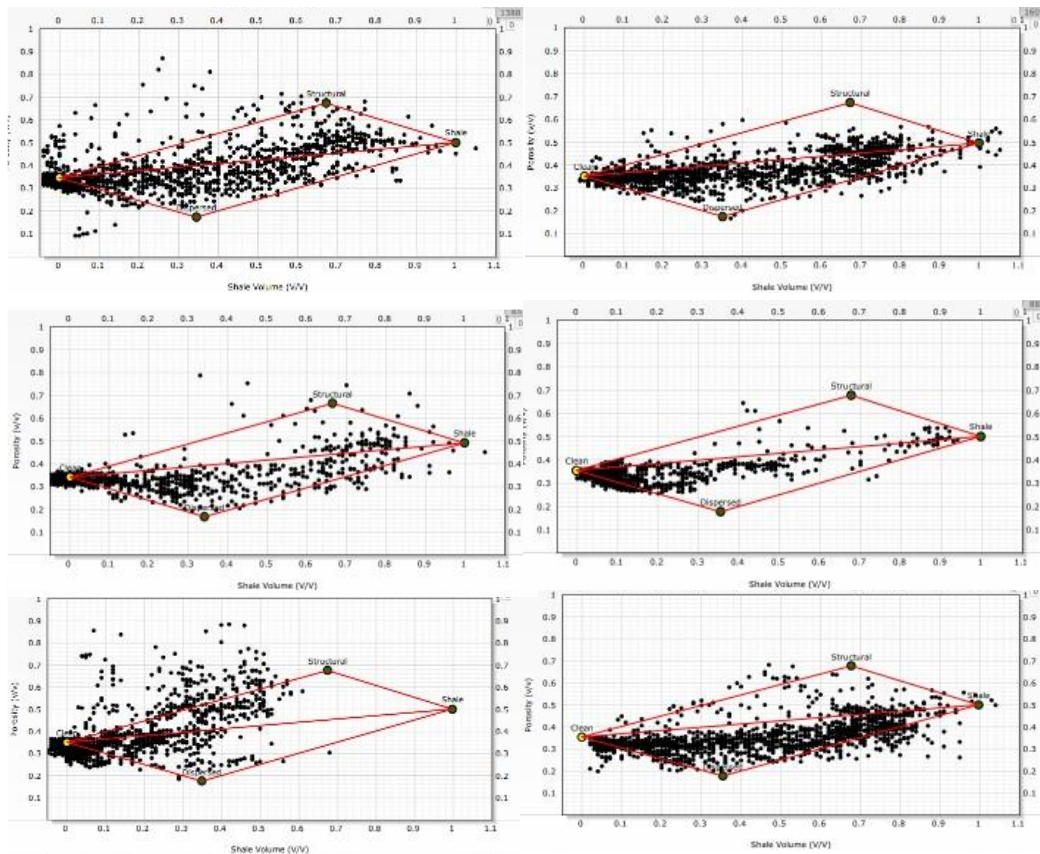


Figura 5.10 Modelos - Thomas Stieber pozos F, G, H, I, J y K

Podemos observar que la mayoría de los puntos en todos los casos se encuentran distribuidos a lo largo del centro del paralelogramo, lo que denota según Mavko, 2009 una alta presencia de arcillas del tipo laminar. Este tipo de arcilla en la matriz reemplazan tanto a la matriz como a la porosidad, por lo que se producen cambios en la densidad y porosidad de la matriz.

Debido a que ya obtuvimos los valores de porosidad que mejor se ajustaban, nos enfocamos en cuantificar la distribución de cada tipo de arcilla en los pozos. En la imagen 5.11 y 5.12 observamos de manera general los modelos de los tipos de arcilla en cada pozo estudiado.

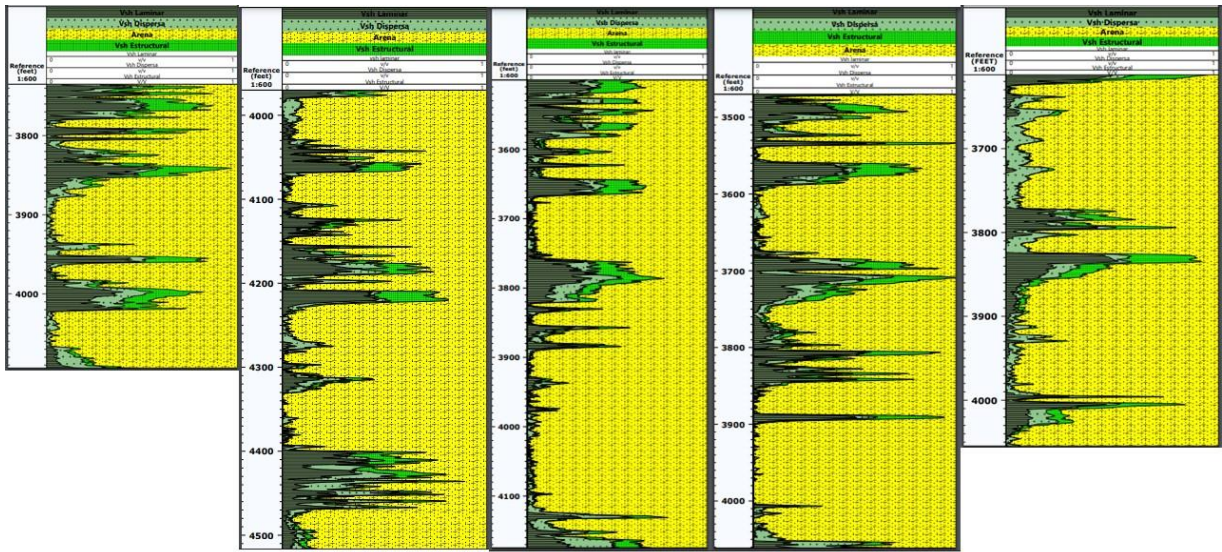


Figura 5.11 Modelo de tipos de arcillas en pozos B, C, D, E y F ordenados de izquierda a derecha

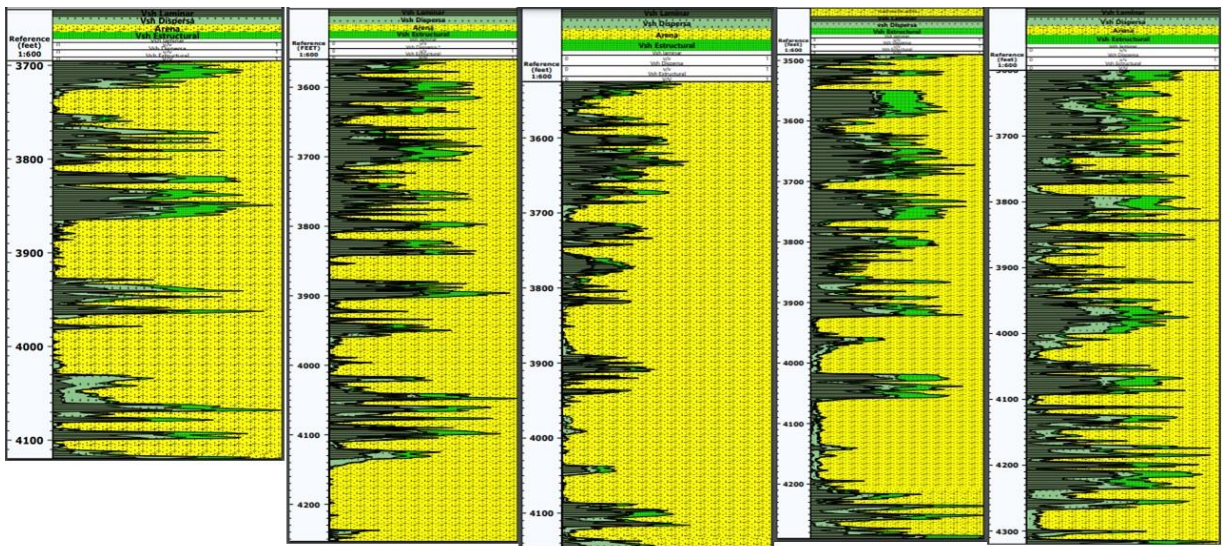


Figura 5.12 Modelo de tipos de arcillas en pozos G, H, I, J y K ordenados de izquierda a derecha

Se puede apreciar en la figura 5.11 y 5.12 que existe claramente un predominio de arcilla laminar que en este caso es la de color verde oscuro, le sigue la arcilla dispersa y la estructural la cual se presenta en menor cantidad. Además, observamos una abundante presencia de arenas limpias, correspondiendo a la abundancia de puntos del lado de la arena en los modelos de Thomas – Stieber presentes en las figuras 5.9 y 5.10.

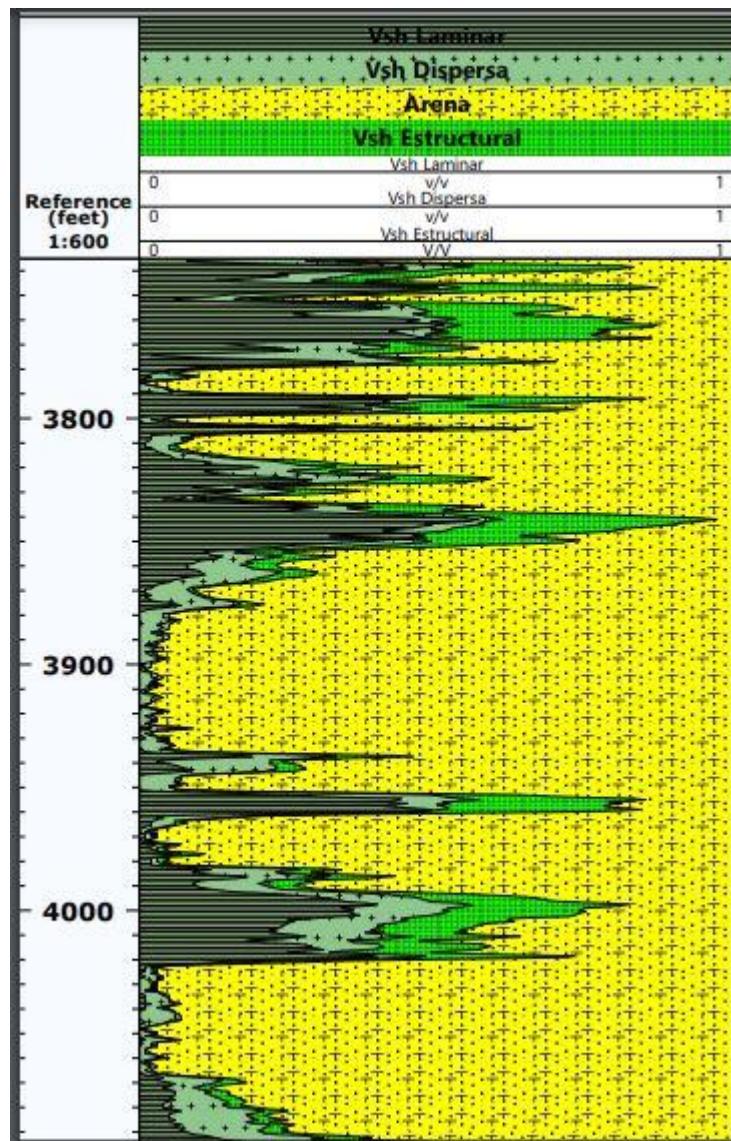


Figura 5.13 Modelo de tipos de arcillas en pozo B

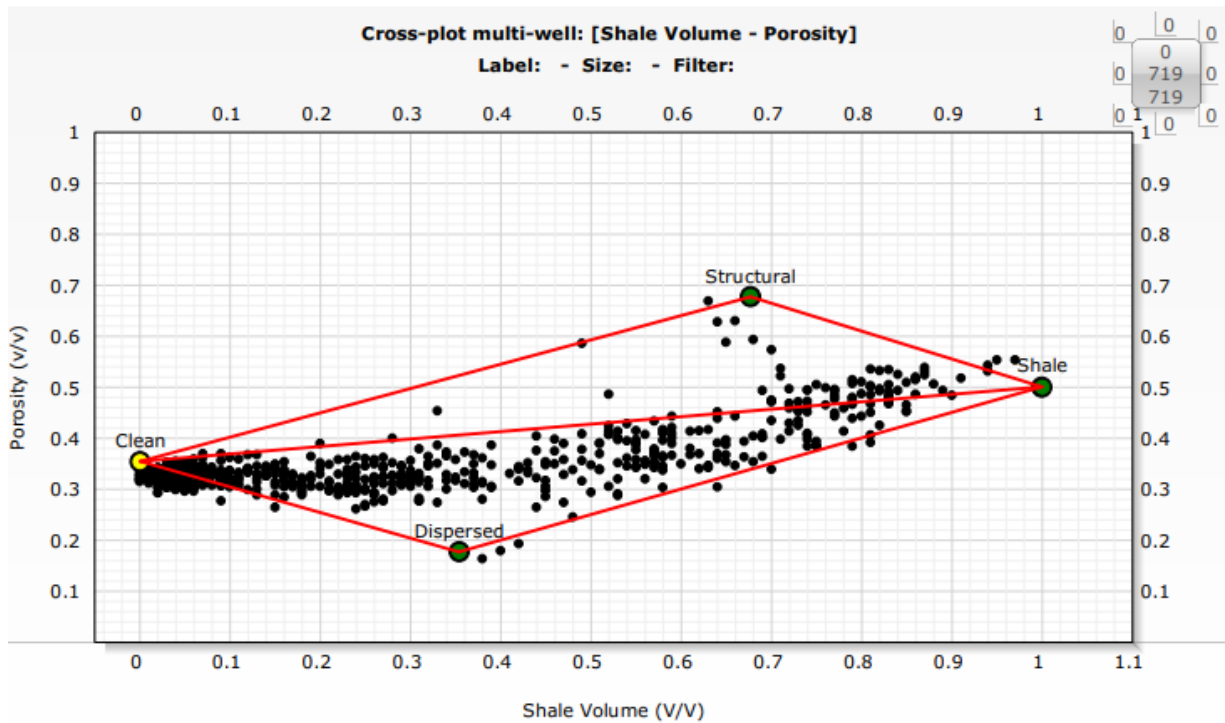


Figura 5.14 Modelo Thomas – Stieber pozo B

En la figura 5.13 podemos observar la distribución de las arcillas a lo largo del pozo B, es importante destacar que se aprecia como la arcilla laminar predomina en presencia, tal como se puede comprobar en el modelo Thomas – Stieber en la figura 5.14. La distribución de los puntos se encuentra siguiendo la línea central, la cual corresponde a la arcilla laminar, existiendo una buena relación entre los dos modelos. También observamos que en el modelo de Thomas – Stieber, la mayoría de los puntos se encuentran del lado de la arena, y en el modelo de los tipos de arcillas se aprecia que existe un alto volumen de arena a lo largo del pozo.

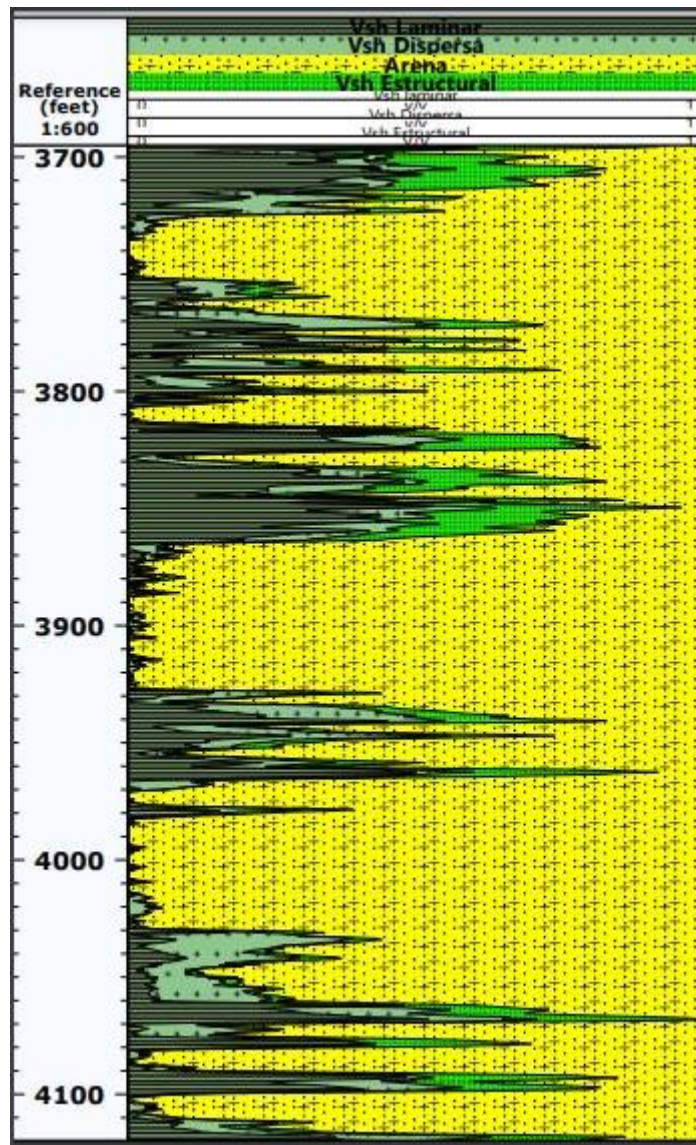


Figura 5.15 Modelo de tipos de arcillas en pozo G

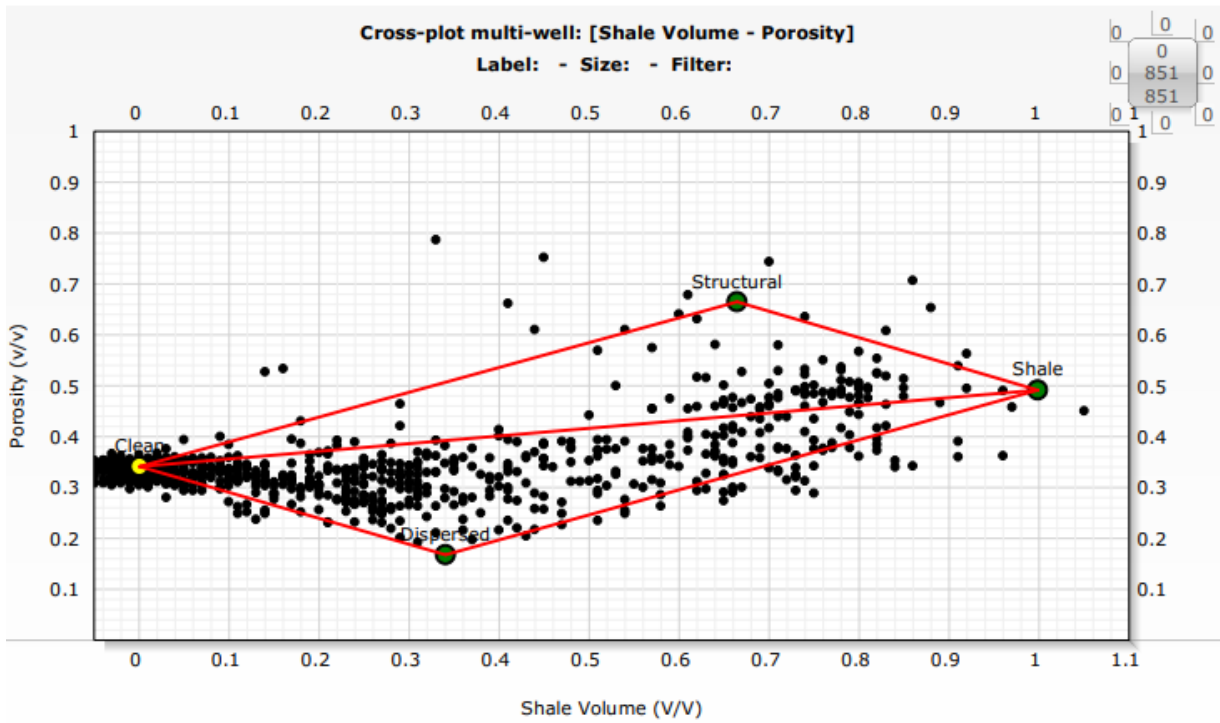


Figura 5.16 Modelo Thomas – Stieber pozo G

Podemos analizar de las imágenes anteriores que en el caso del modelo Thomas – Stieber (figura 5.16) vemos que existe también una tendencia hacia las arcillas laminares y además existen varios puntos que se acumulan en las arcillas dispersas. Corroborando esta observación, en la figura 5.15 vemos que existe presencia moderada en la parte inferior del pozo de arcilla dispersa, esta arcilla tiende a cambiar la porosidad dejando intacta la densidad de la matriz.

5.2.2 Modelo de arena friable

5.2.2.1 Cálculo de Vp y Vs sintético

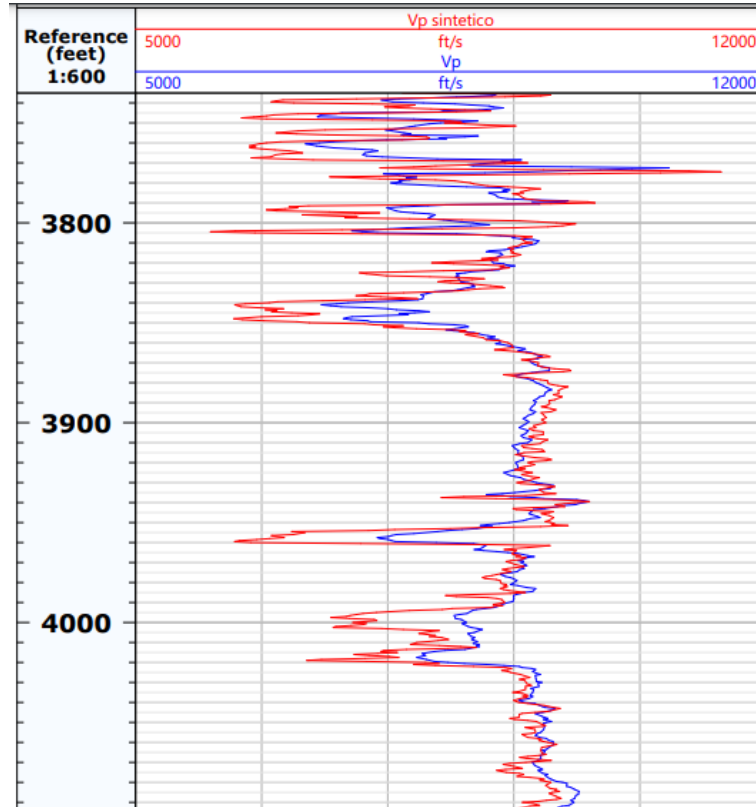


Figura 5.17 Vp y Vp calculado por física de rocas, pozo B

Como podemos observar en la imagen 5.17 el Vp calculado se comporta de una manera bastante similar al Vp original del registro. En la imagen siguiente 5.18 vemos que existe una correlación de 85% entre los dos registros, con lo cual se puede asumir que existe un ajuste bastante aceptable.

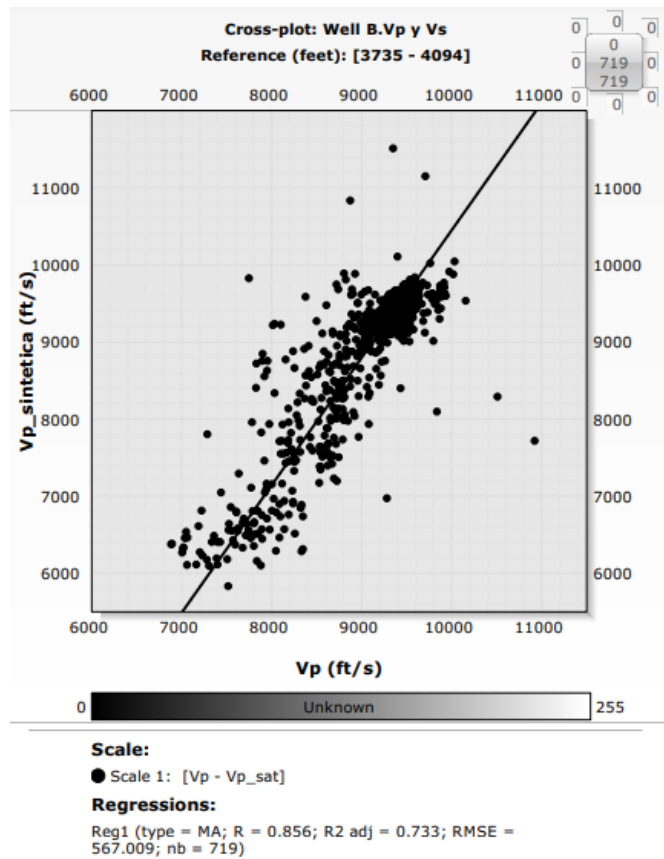


Figura 5.18 Gráfico cruzado entre Vp y Vp sintético, pozo B

Esta correlación resulto bastante aceptable en todos los pozos en los cuales se hizo este cálculo, los cuales fueron el pozo B, D, E, F, H, I, que eran los pozos donde se tenían registros sísmicos.

Al igual que con Vp se realizaron los mismos cálculos con Vs, que presentaban esta componente en sus registros sísmicos. Como podemos ver en la imagen 5.19 en la cual se observa un buen ajuste entre el Vs y el Vs calculado del pozo F.

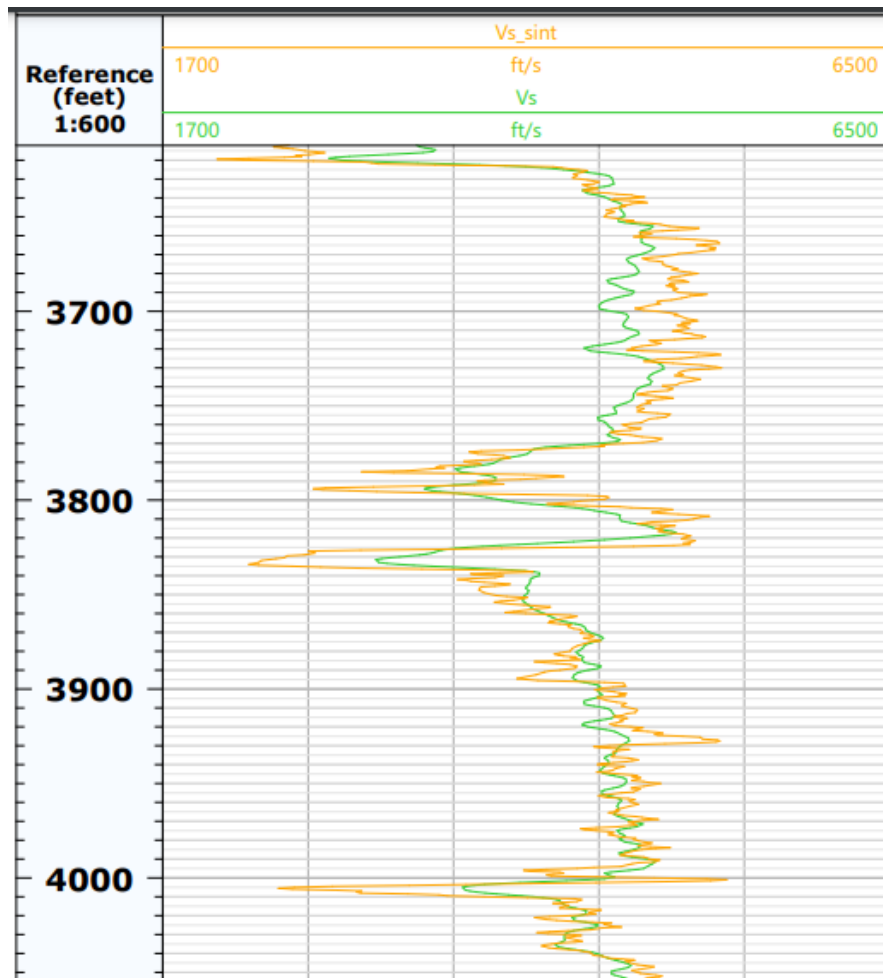


Figura 5.19 Vs y Vs calculado por física de rocas, pozo F

En la imagen 5.20 podemos constatar la correlación de esta comparación, la cual presenta un ajuste bastante formidable del 91%, con lo cual podemos validar la aplicación de este método para los cálculos subsiguientes.

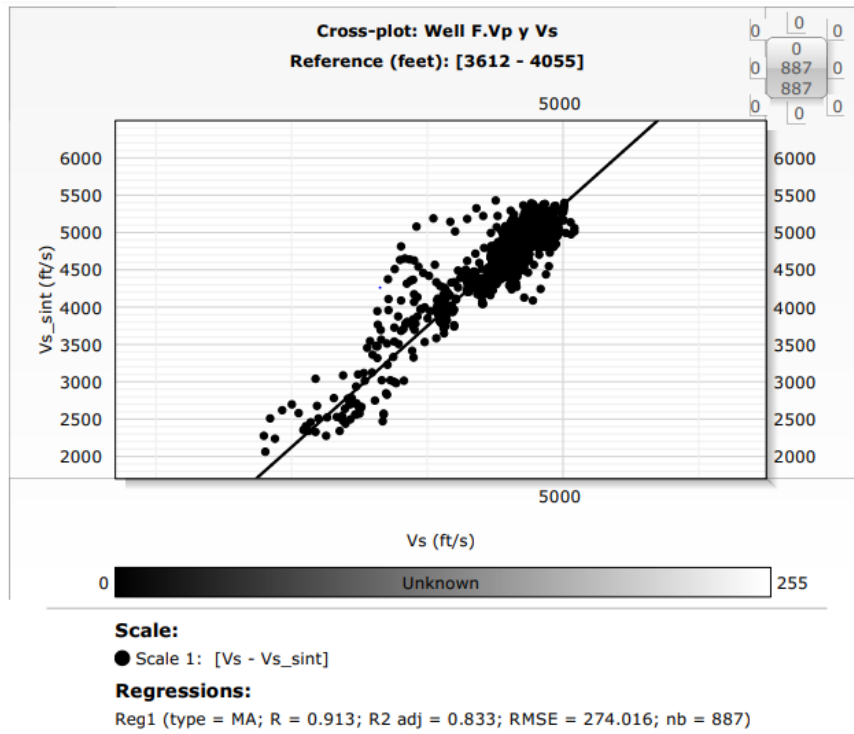


Figura 5.20 Gráfico cruzado entre Vs y Vs sintético, pozo F

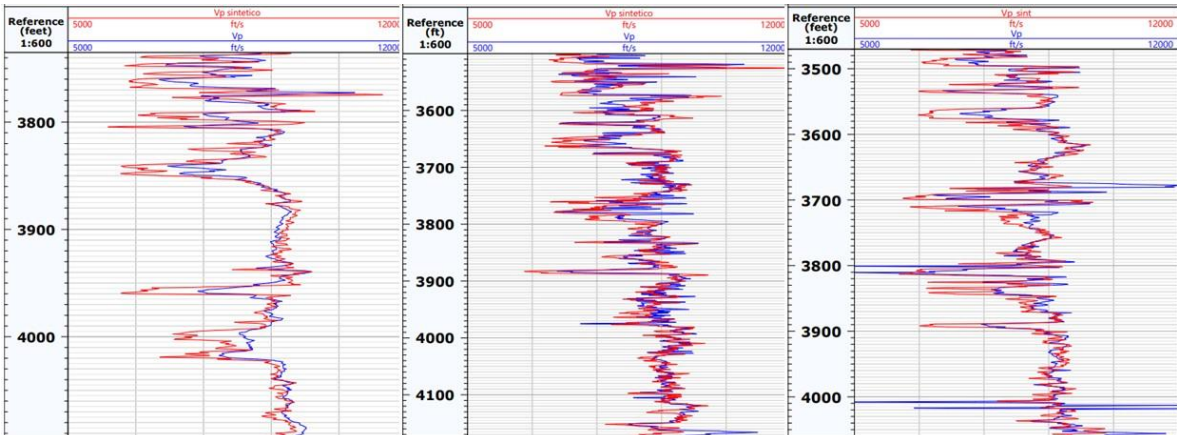


Figura 5.21 Vp y Vp calculado por física de rocas, pozos B, D, E

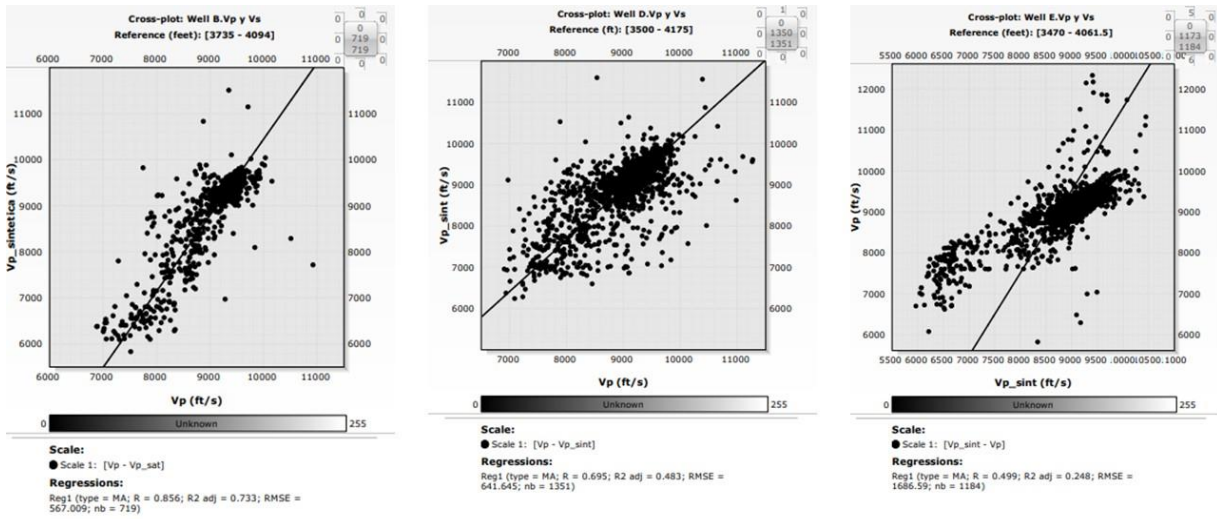


Figura 5.22 Gráficos cruzados entre Vp y Vp sintético, pozos B, D, E

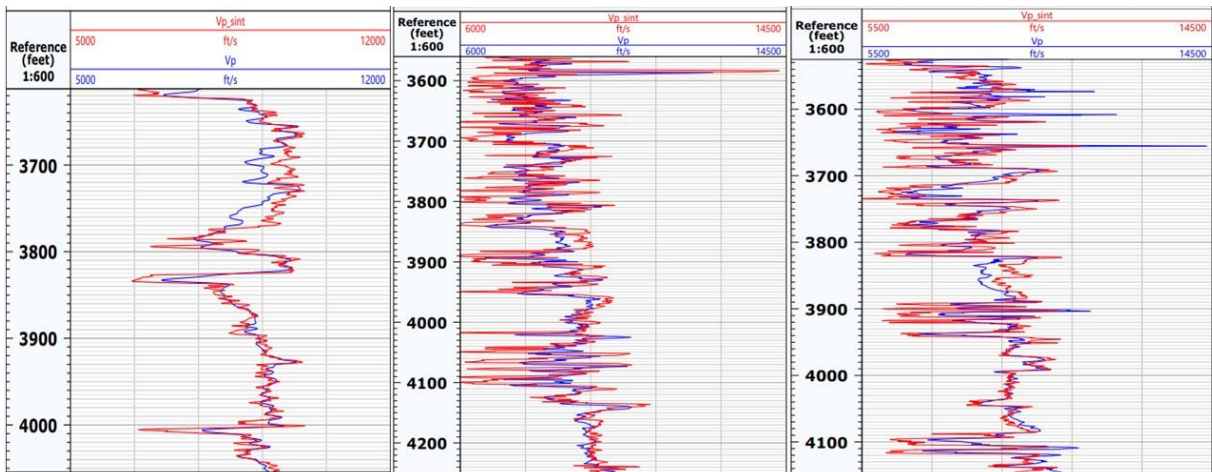


Figura 5.23 Vp y Vp calculado por física de rocas, pozos F, H, I

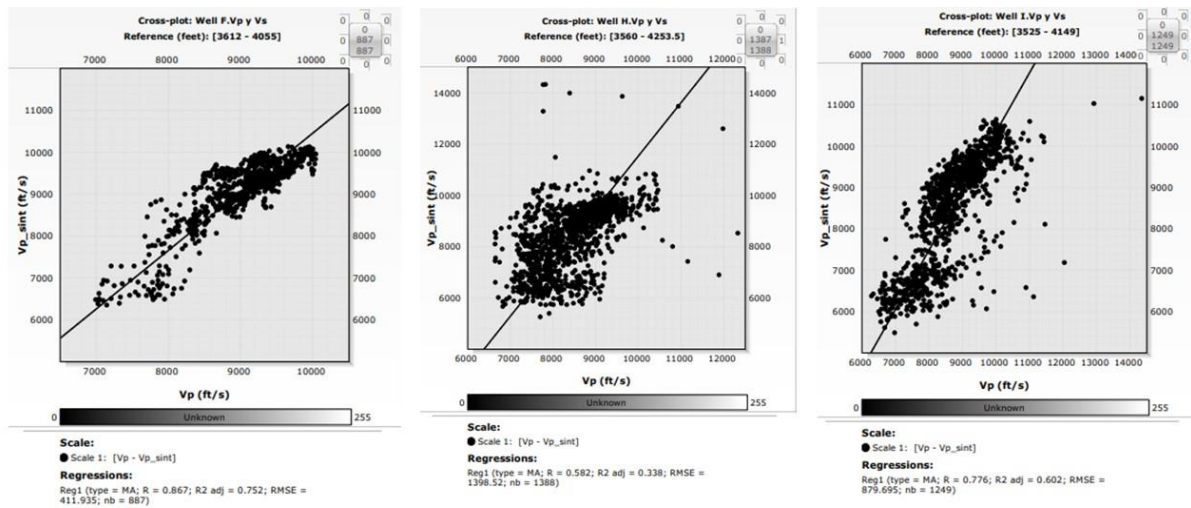


Figura 5.24 Gráficos cruzados entre Vp y Vp sintético, pozos F, H, I

De forma general podemos apreciar como todos los pozos se ajustan cuando superponemos Vp y Vp calculado. En la figura 5.21 observamos los pozos B, D y E, con un comportamiento bastante similar al Vp original. Esto se puede constatar en los gráficos cruzados de la figura 2.22, las cuales presentan un ajuste del 85%, 70% y 50% respectivamente.

En la figura 5.23 se observan el ajuste de los pozos F, H e I que tiene en comparación con la velocidad de onda P del registro sónico, de nuevo teniendo una similitud bastante exacta. A continuación, si vemos la figura 5.24 notamos el comportamiento que existe en el grafico cruzado de los Vp. El ajuste es bastante aceptable siendo 87%, 59% y 78% en los pozos F, H, e I, respectivamente.

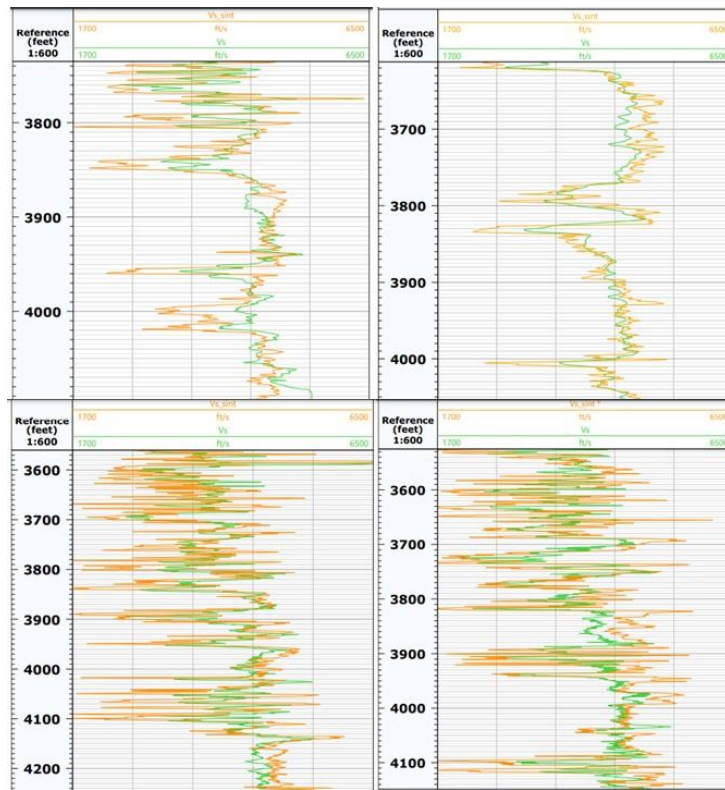


Figura 5.25 Vs y Vs calculado por física de rocas, pozos B, F, H, I

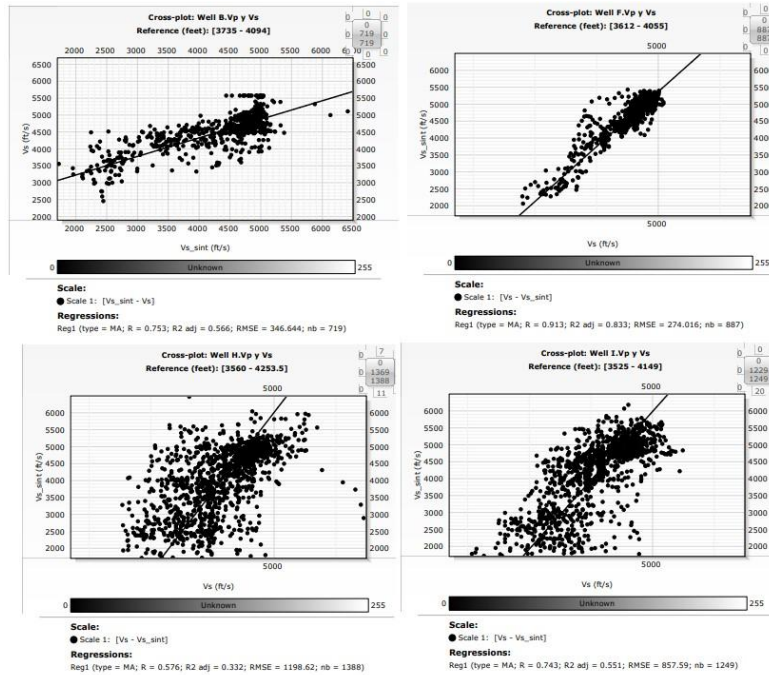


Figura 5.26 Gráficos cruzados entre Vs y Vs sintético, pozos B, F, H, I

Podemos asegurar también observando la figura 5.25 que el mismo análisis con onda S se ajusta de manera aceptable con la velocidad de onda S obtenida a partir de los registros sísmicos. En la figura 5.26 podemos constatar lo mencionado al apreciar los gráficos cruzados, los cuales presentan una correlación de 75%, 91%, 58% y 74% en los pozos B, F, H e I, respectivamente.

5.2.2.2 Cálculo de módulos elásticos

Una vez demostrado que los cálculos de la velocidad de onda P a través de las ecuaciones de arena friable se ajustaban bastante bien. Del modelo de física de rocas se obtiene el módulo de compresibilidad de roca saturada y el módulo de cizalla, posteriormente procedemos a evaluar de manera empírica, asumiendo que la roca es cien por ciento arena, luego cien por ciento arcilla laminar, dispersa y estructural, a través de los siguientes datos de entrada:

1. Arena ($V_{clay} = 0$, $\phi_{it}=0.35$) = K_{sand} , μ_{sand}
2. Arcilla laminar ($V_{clay}=1$, ϕ_{it_lam}) = K_{lam} , μ_{lam}

3. Arcilla disp ($V_{clay}=1$, $phit_disp$) = K_disp , μ_disp

4. Arcilla estructural ($V_{clay}=1$, $phit_estr$) = K_estr , μ_estr

Obteniendo de esta manera los módulos elásticos de cada tipo de roca, arena, arcilla laminar, arcilla dispersa y arcilla estructural. Debido a que nos encontramos en un problema con comportamiento lineal, se podría asumir que:

Para el módulo de compresibilidad

$$K_{comp} = -K_{lam} * V_{clay_{lam}} + K_{disp} * V_{clay_{disp}} + K_{estr} * V_{clay_{estruc}} + K_{Sand} * V_{sand}$$

Para el módulo de cizalla

$$\mu_{comp} = -\mu_{lam} * V_{clay_{lam}} + \mu_{disp} * V_{clay_{disp}} + \mu_{estr} * V_{clay_{estruc}} + \mu_{Sand} * V_{sand}$$

A continuación, analizaremos los resultados obtenidos a través de estas ecuaciones desarrolladas en este trabajo de investigación.

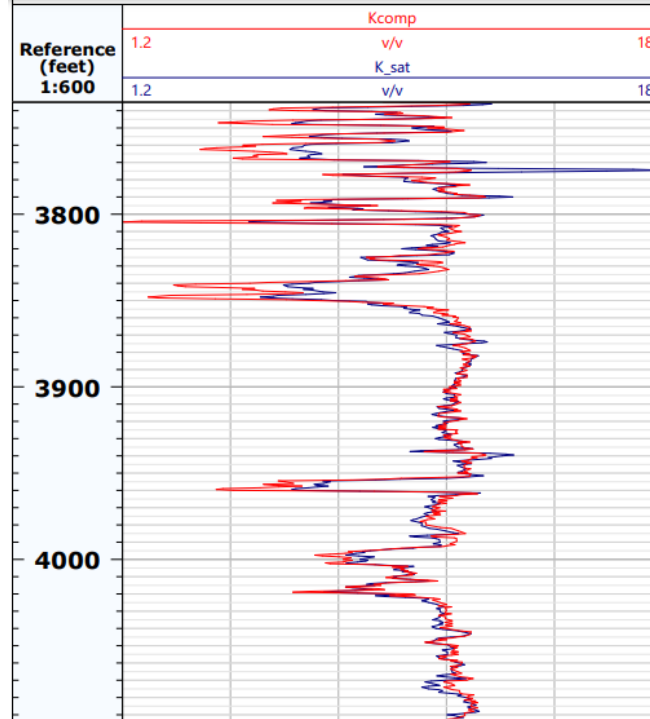


Figura 5.27 K_{eff} y K_{comp} calculado por física de rocas, pozo B

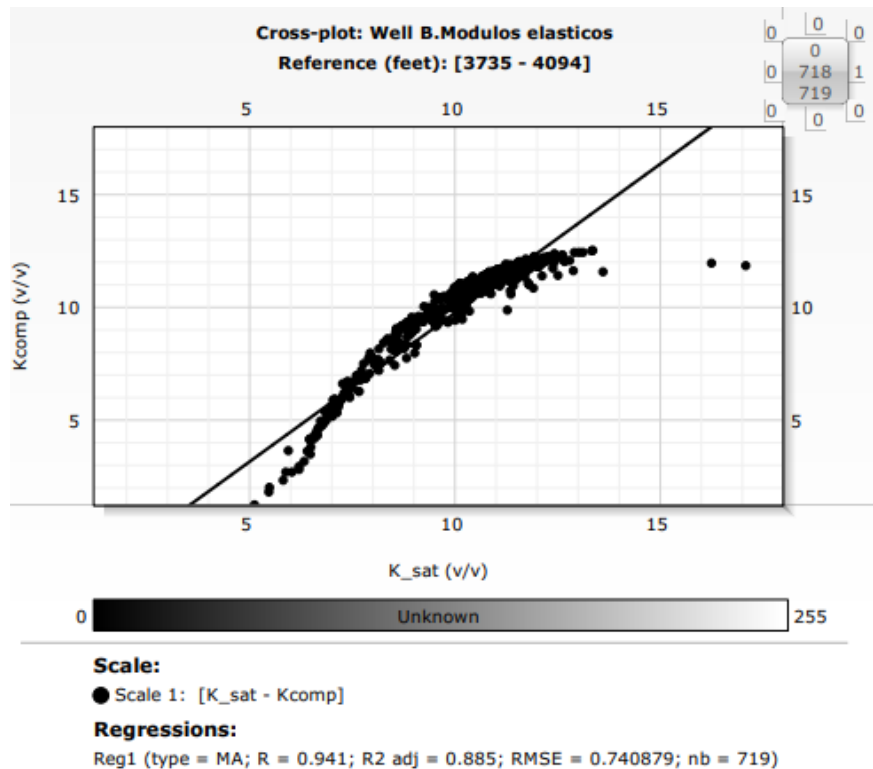


Figura 5.28 Gráfico cruzado entre K_{eff} y K_{comp}, pozo B

Podemos observar en la figura 5.27 correspondiente al pozo B que existe un excelente ajuste con el módulo de compresibilidad, obtenido a través de los registros y el módulo de compresibilidad calculado por las ecuaciones deducidas en este trabajo de investigación. Para una visualización más precisa, se realizaron gráficos cruzados de ambos registros, en la figura 5.28 podemos notar que existe una correlación de 88,5%, siendo así un ajuste bastante bueno entre los datos.

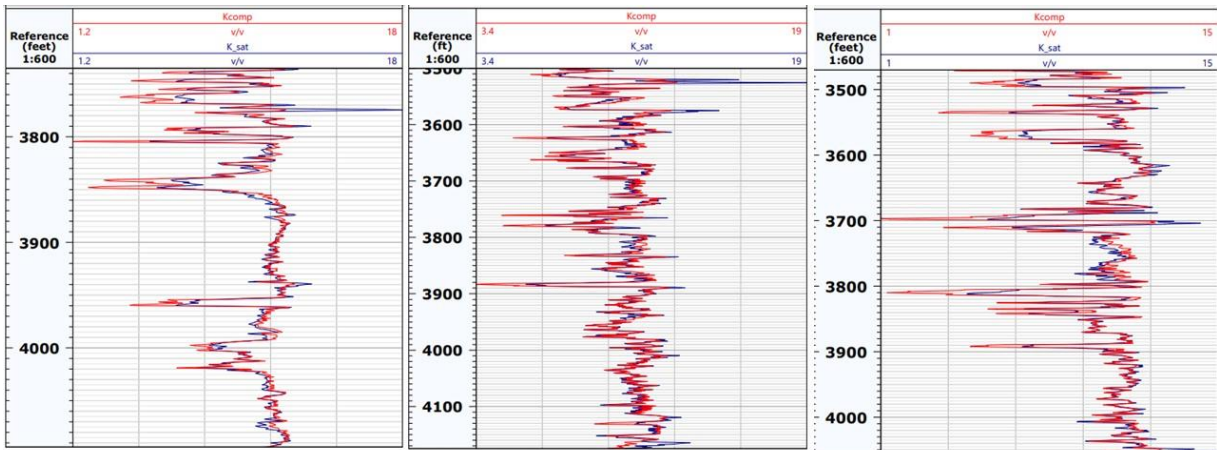


Figura 5.29 Ksat y Kcomp calculado por física de rocas, pozos B, D, E

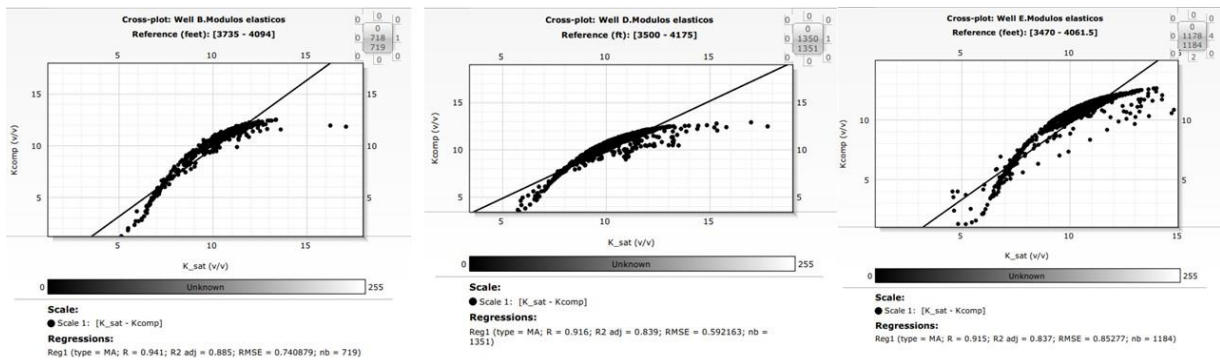


Figura 5.30 Gráficos cruzados entre Ksat y Kcomp, pozos B, D, E

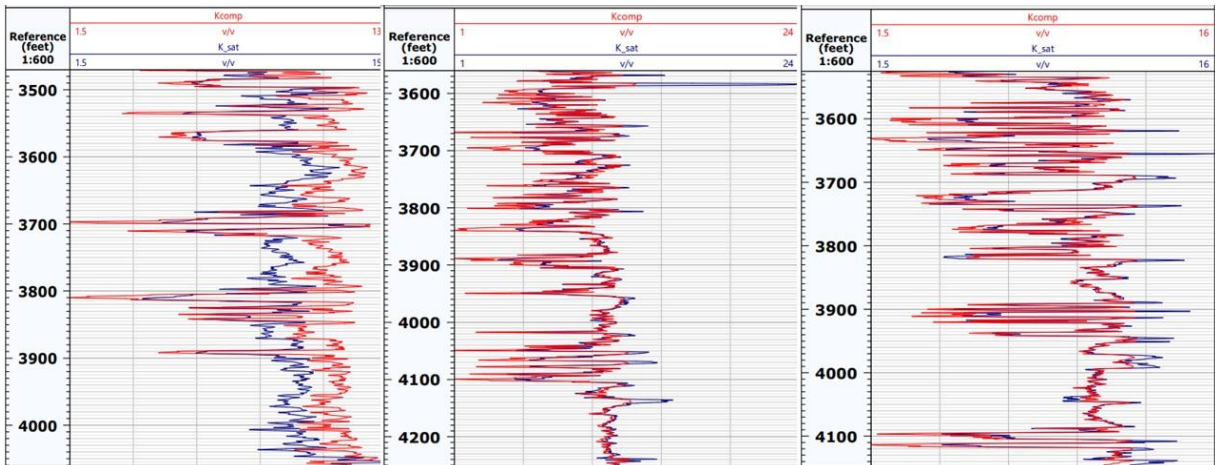


Figura 5.31 Ksat y Kcomp calculado por física de rocas, pozos F, H, I

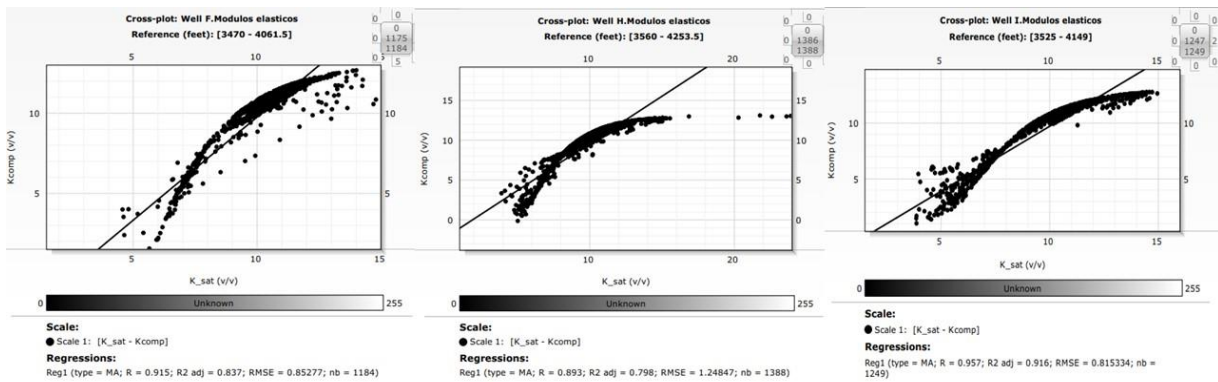


Figura 5.32 Gráficos cruzados entre Ksat y Kcomp, pozos F, H, I

Los mismos cálculos fueron realizados en los pozos D, E, F, H e I obteniendo un ajuste bastante aceptable en los registros. La correlación en todos los casos fue excelente, teniendo 91,6% en el pozo D, 91,5% en el pozo E, 91,5% en el pozo F, 89,3% en el pozo H y por último 95,7% en el pozo I.

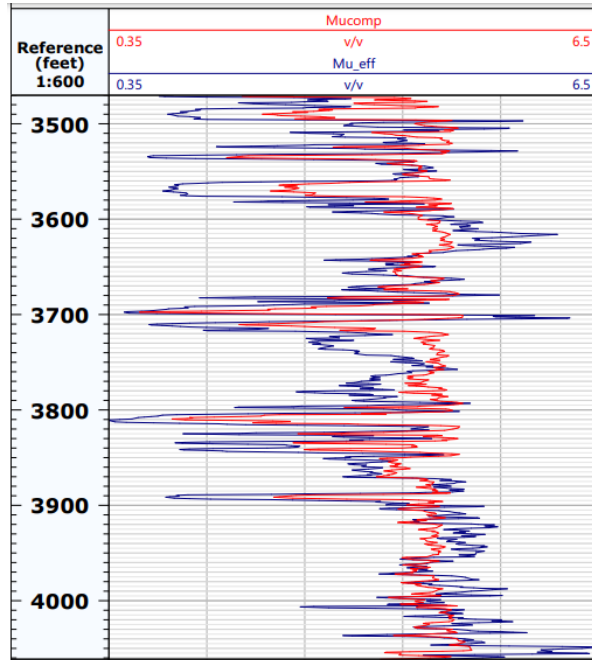


Figura 5.33 μ_{eff} y μ_{comp} calculado por física de rocas, pozo F

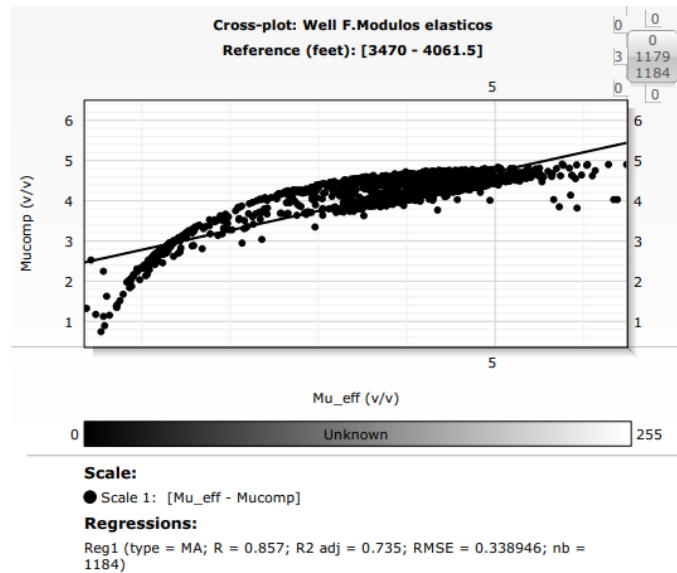


Figura 5.34 Gráfico cruzado entre μ_{eff} y μ_{comp} , pozo F

Ahora analizamos los resultados obtenidos para el cálculo del módulo de cizalla en el pozo F, En la figura 5.33 se ve un ajuste bastante bueno entre el módulo de cizalla calculado con los registros y el módulo de cizalla obtenido a través de las ecuaciones planteadas anteriormente. Para corroborar observamos la figura 5.34, en la cual podemos leer un ajuste de correlación del 85,7%.

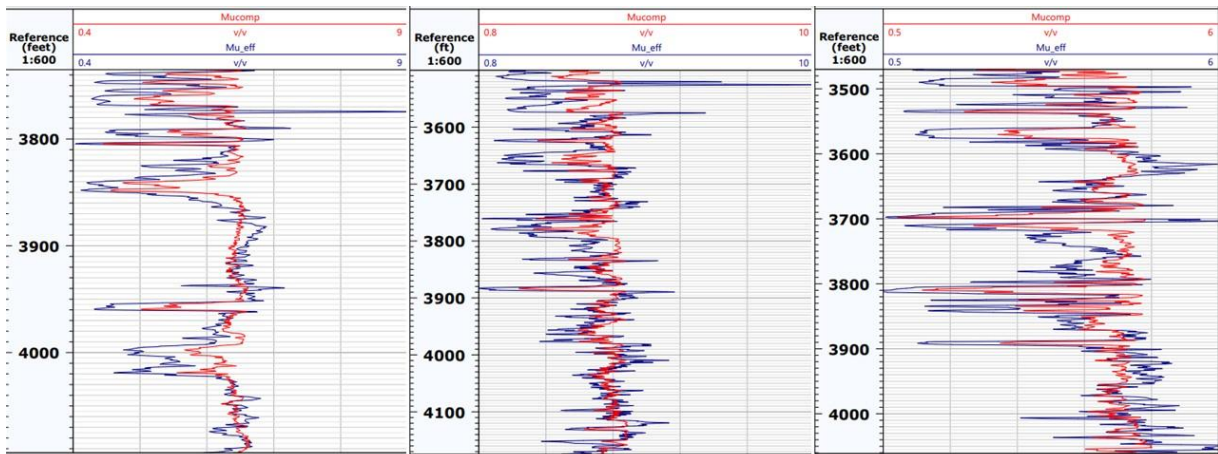


Figura 5.35 μ_{sat} y μ_{comp} calculado por física de rocas, pozos B, D, E

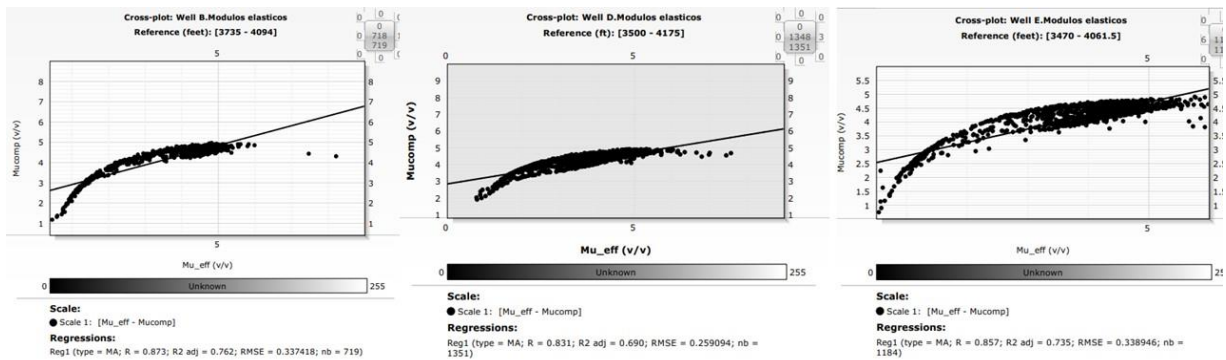


Figura 5.36 Gráficos cruzados entre μ_{sat} y μ_{comp} , pozos B, D, E

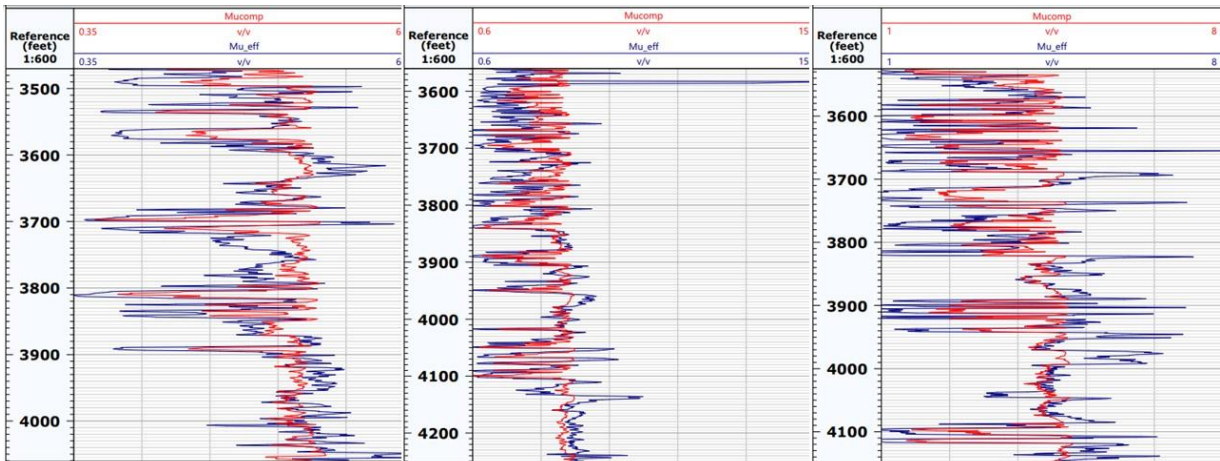


Figura 5.37 μ_{sat} y μ_{comp} calculado por física de rocas, pozos F, H, I

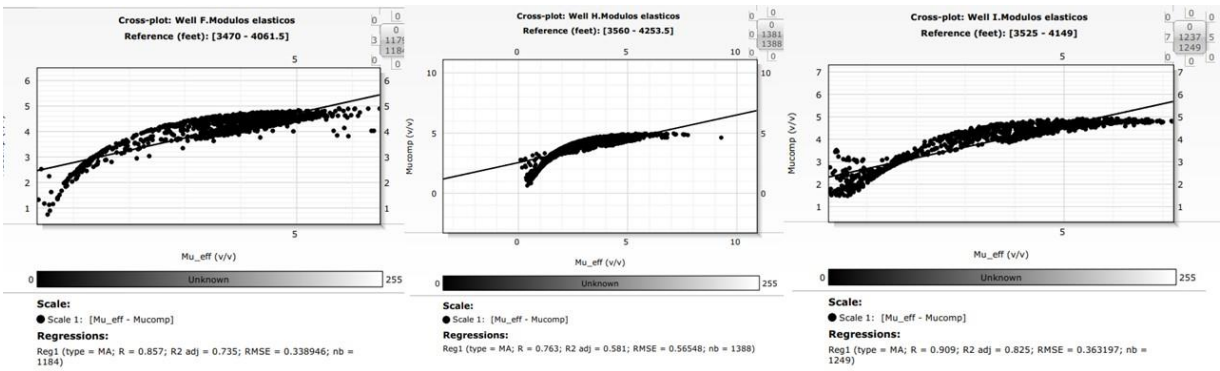


Figura 5.38 Gráficos cruzados entre μ_{sat} y μ_{comp} , pozos F, H, I

Haciendo el mismo procedimiento en todos los pozos podemos analizar que existe un excelente ajuste entre los módulos de cizalla, teniendo para los pozos D, E, F, e I, una correlación del 83,1%, 85,7%, 85,7% 76,3% y 90,09% respectivamente.

Pozo	Correlación Vp y Vp sint	Correlación Vs y Vs sint	Correlación Ksat y Kcomp	Correlación Mueff y Mucomp
B	86%	75%	94%	87%
D	69%	No tiene	92%	83%
E	49%	No tiene	92%	86%
F	86%	92%	92%	86%
H	59%	59%	89%	76%
I	77%	75%	96%	91%

Tabla 5.1 Tabla resumen de las correlaciones de velocidades y módulos elásticos, calculadas en EXCEL

Además de los gráficos cruzados, se obtuvo como resultado una tabla resumen (Tabla 5.1) de las correlaciones entre las velocidades de onda P, onda S y los módulos de compresibilidad y cizalla. La correlación promedio de los valores de velocidad de onda P es de 71% entre todos los pozos, la de velocidad de onda S es de 75%. En cuanto a los valores de módulo de compresibilidad presentan una correlación promedio de 92% en todos los pozos y los de módulo de cizalla un 85%.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En cuanto al análisis petrofísico, se pudo observar que hubo un buen ajuste entre la porosidad de núcleo y la porosidad calculada, por lo tanto, la calibración fue de los pozos fue bastante buena.
- Existe varias zonas con arenas limpias las cuales van de 15 hasta 90 pies de espesor, cuyas porosidades resultan bastante buenas, teniendo un promedio de 35% el cual fue el valor escogido para realizar los ajustes de los modelos de Thomas-Stieber.
- Las posibles zonas de hidrocarburos resultaron un poco complejas de definir ya que los registros de densidad neutrón no fueron favorables. El efecto de cruce resultaba en pequeña escala, en ninguno de los pozos se vio un efecto bastante marcado, lo cual descartaría la presencia de gas. Sin embargo, en los pozos E, F e I se encontraron algunos paquetes de arena limpia y con buena porosidad que resultaban interesantes, donde se podría suponer alguna presencia de gas o petróleo.
- Por otro lado, en el apartado de física de rocas, los modelos de Thomas-Stieber demostraron la alta presencia de arcilla laminar en los registros. Además, se corroboró que este modelo se ajustó bastante bien en arenas no consolidadas, obteniendo resultados muy buenos que permitieron un mayor control de los datos y un ajuste más exactos para los demás cálculos.
- Los valores de impedancia acústica en esta zona (según otros estudios) tienen hacer mayores para las arenas y menores para la lutita. Este efecto es tomado en cuenta en la formulación de las ecuaciones planteadas para obtener los valores de K_{comp} y μ_{comp} , por lo que existe un negativo en el factor K_{lam} y en μ_{lam} , ya que la arcilla laminar actúa

de forma negativa con respecto a las fracciones de arena, arcilla dispersa y arcilla estructural, de la roca.

- Los resultados obtenidos con el modelo de arena friable reflejaron excelentes correlaciones, logrando un ajuste muy acertado con los registros de velocidad de ondas P y S obtenidos a través de los registros sínicos. Por lo que el modelo de arena friable resulta muy provechoso a la hora de querer obtener los parámetros elásticos de la roca para luego calcular la velocidad de onda en los registros, si no se cuenta con registro sínico en la zona de estudio. En cuanto a la parte de exploración, este modelo puede servir para ahorrar dinero en el estudio de los pozos.
- Aprovechando el increíble ajuste del modelo friable, se pudo lograr de forma empírica un nuevo modelo que con solo tener el registro de porosidad y volumen de arcilla puedes calcular los módulos elásticos y a su vez las velocidades. Por lo que resulta un modelo de mucha utilidad en la industria petrolera de hoy en día, ya que además presentó una correlación promedio del 89% entre los módulos elásticos, siendo así una herramienta matemática con una exactitud bastante cercana a lo real, optimizando así, aun mas el mundo energético.
- Uno de los modelos más usados es el de Faust para obtener registros sintéticos de velocidades, sin embargo, este depende de una geología específica y además se necesitan registros de resistividad para poder calcular y se sabe que los registros de resistividad son escasos en la mayoría de los pozos. Por lo que este nuevo modelo tendría un mejor aprovechamiento.
- El efecto de la arcilloidad en los yacimientos de areniscas no consolidadas, resulta del tipo negativo para los yacimientos de la zona de estudio. Ya que la arcilla predominante es la arcilla laminar y la arcilla dispersa en algunos casos. En cuanto a la arcilla dispersa la afectación va directamente la porosidad del yacimiento, tanto la total como la efectiva, ya que las arcillas ocupan el espacio intergranular de la roca, quitándole de esta forma,

capacidad de almacenamiento a los posibles reservorios del área de estudio. Mientras que, en el caso de las arcillas laminares, tienden a ocupar de igual forma el espacio poroso de la roca, como también puede dar una dirección preferencial al flujo de los hidrocarburos, por la forma laminar que ocupa dentro de la matriz.

- Se recomendaría aplicar este nuevo modelo en otros yacimientos con el fin de corroborar los resultados, para así lograr una mayor comprensión del potencial que tienen estas ecuaciones.
- Se recomendaría aplicar este nuevo modelo en otros yacimientos con el fin de corroborar los resultados, para así lograr una mayor comprensión del potencial que tienen estas ecuaciones.
- Este modelo es la primera aproximación, la cual permite analizar y ver cómo influye cada tipo de arcilla en la propiedad elástica, sin embargo, se puede optimizar mejor la ecuación.

APÉNDICES

A.1 Petrofísica

A.1.1 Registros de porosidad

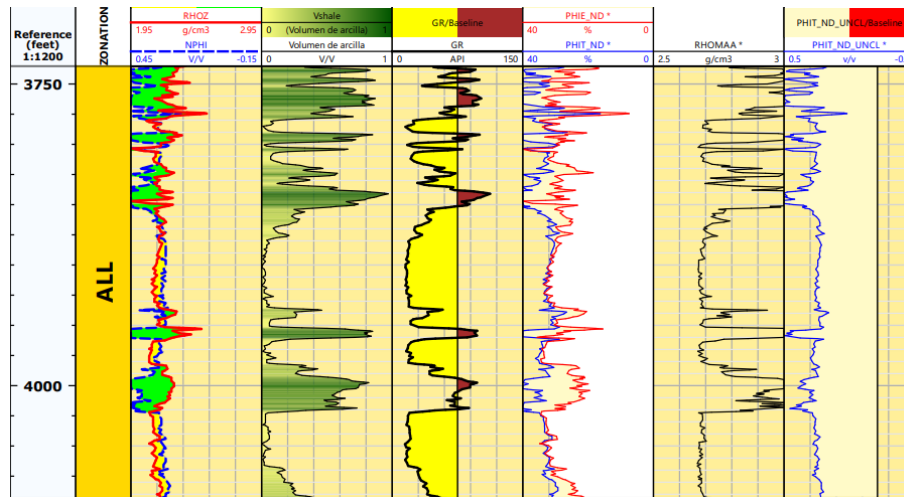


Figura A.1.1 Porosidad del pozo B

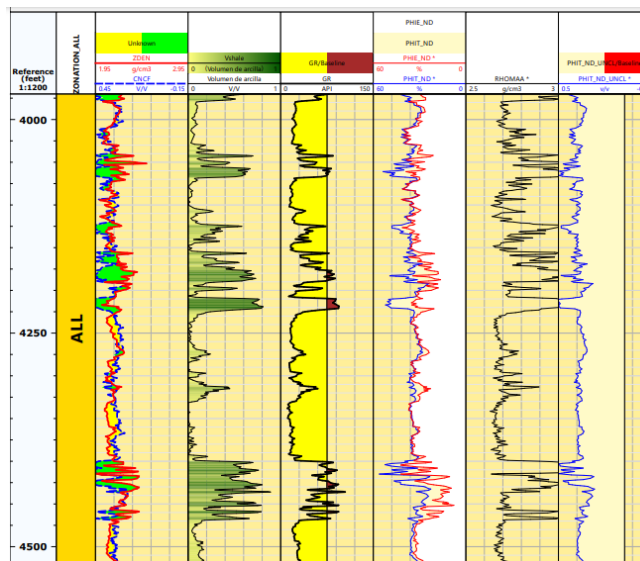


Figura A.1.2. Porosidad del pozo C

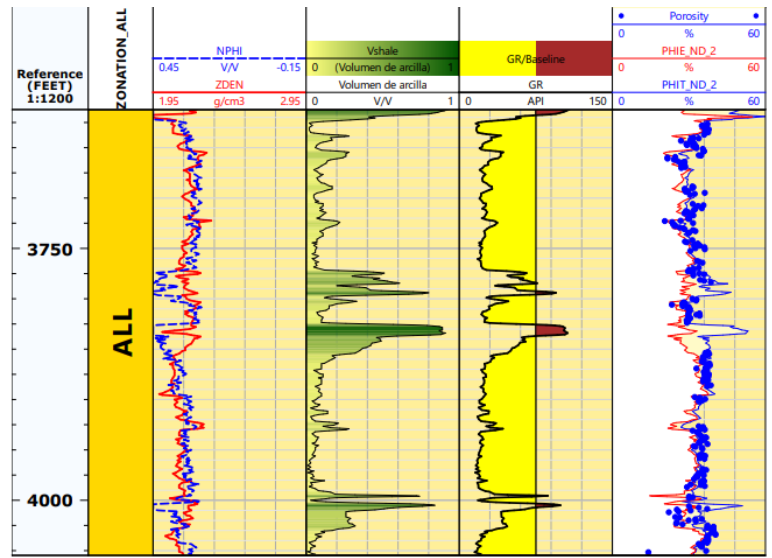


Figura A.1.5 Porosidad del pozo F

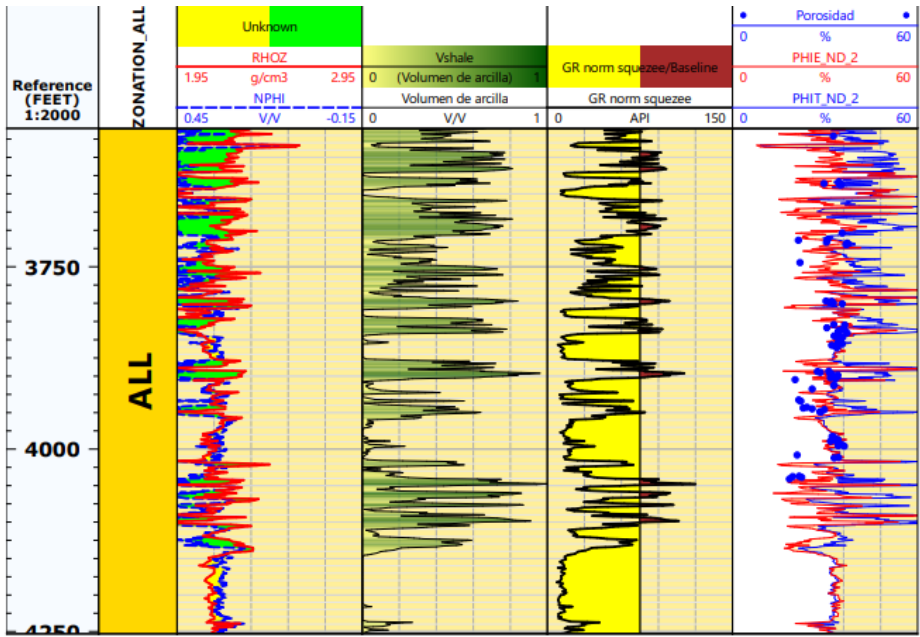


Figura A.1.6 Porosidad del pozo H

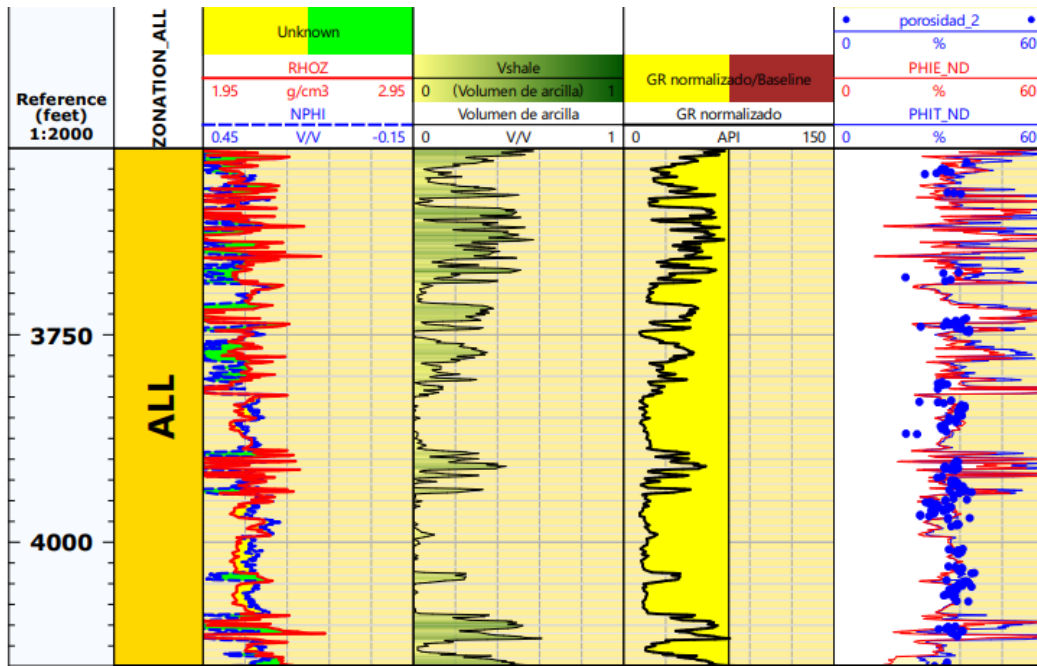


Figura A.1.7 Porosidad del pozo I

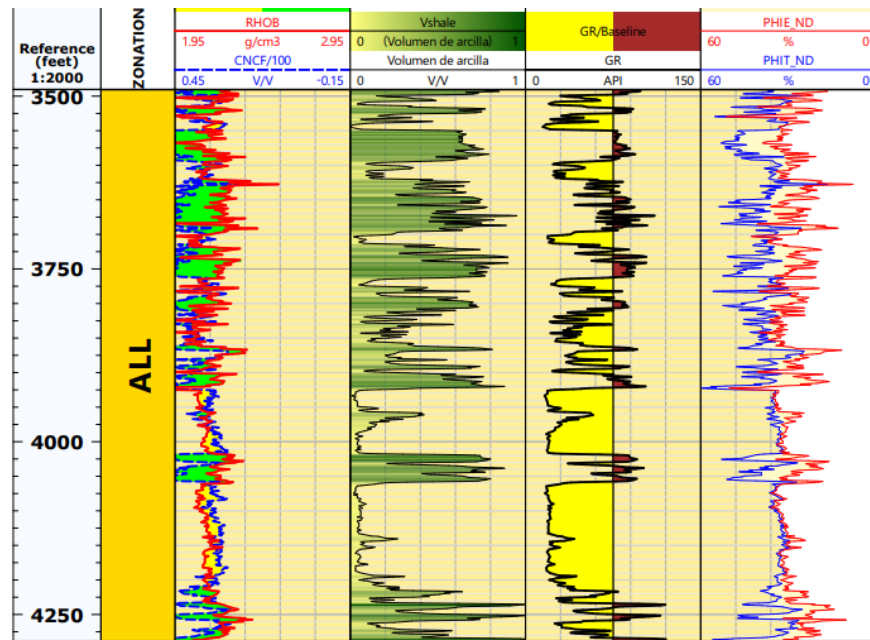


Figura A.1.8 Porosidad del pozo J

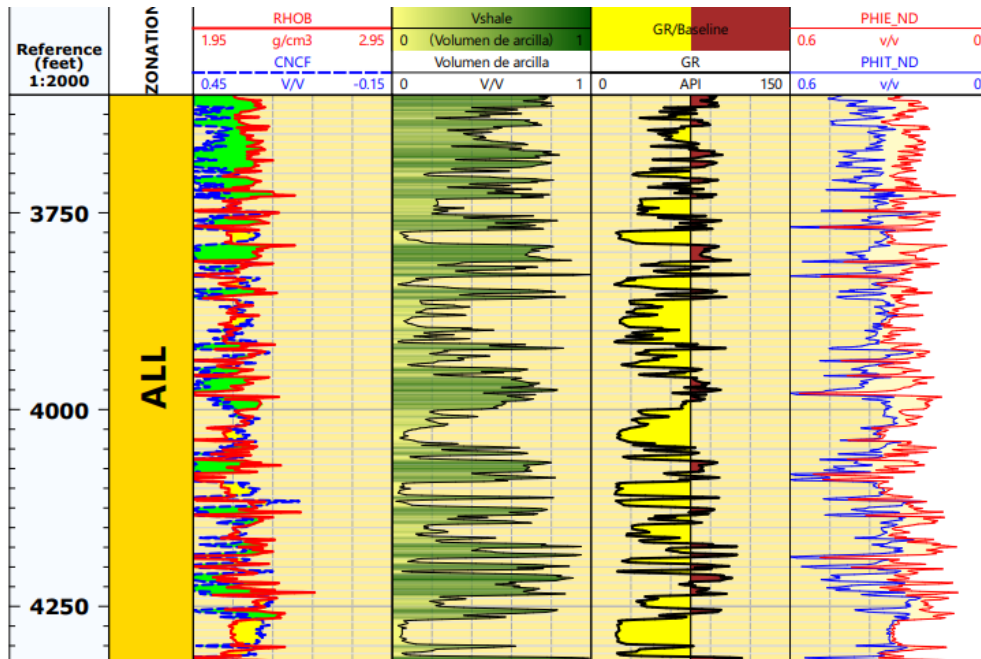


Figura A.1.9 Porosidad del pozo K

A.1.2 Registros de saturación

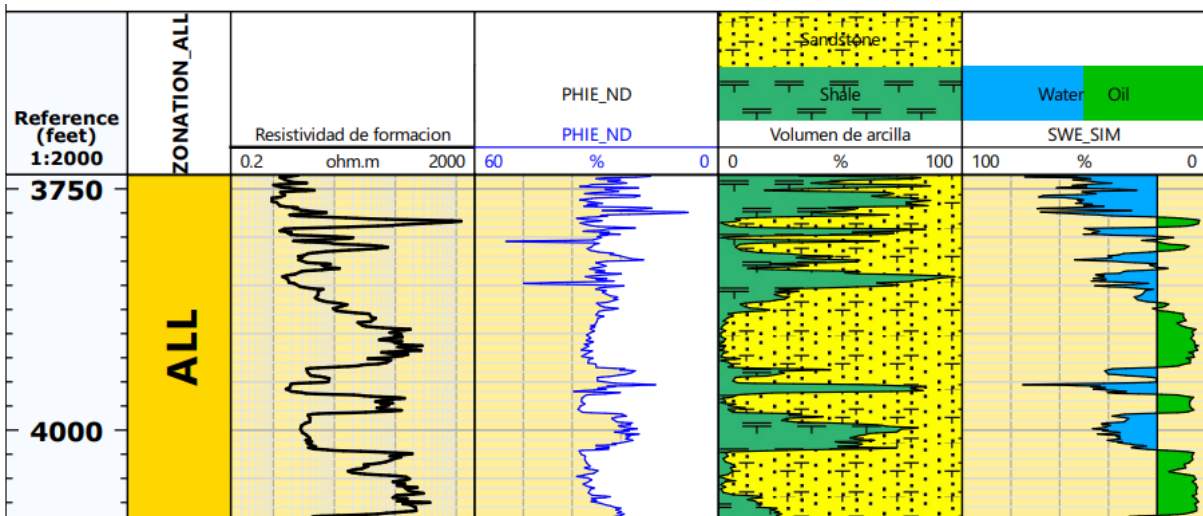


Figura A.1.10 Registro de saturación pozo B

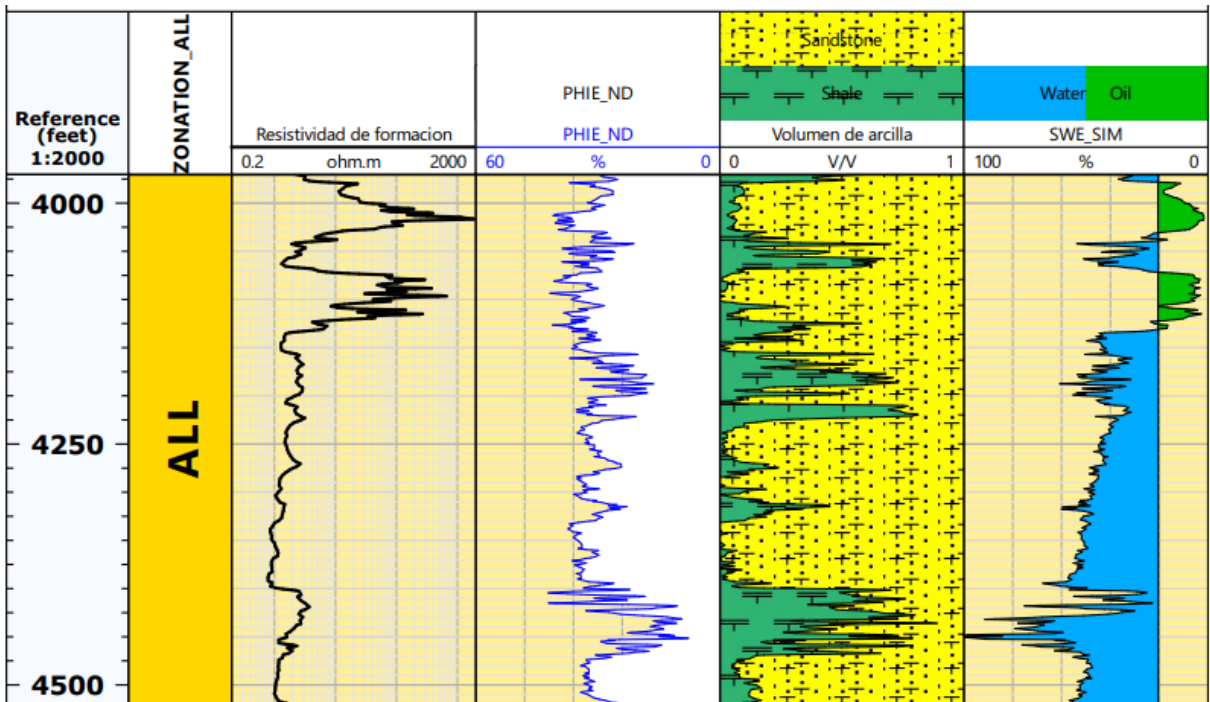


Figura A.1.11 Registro de saturación pozo C

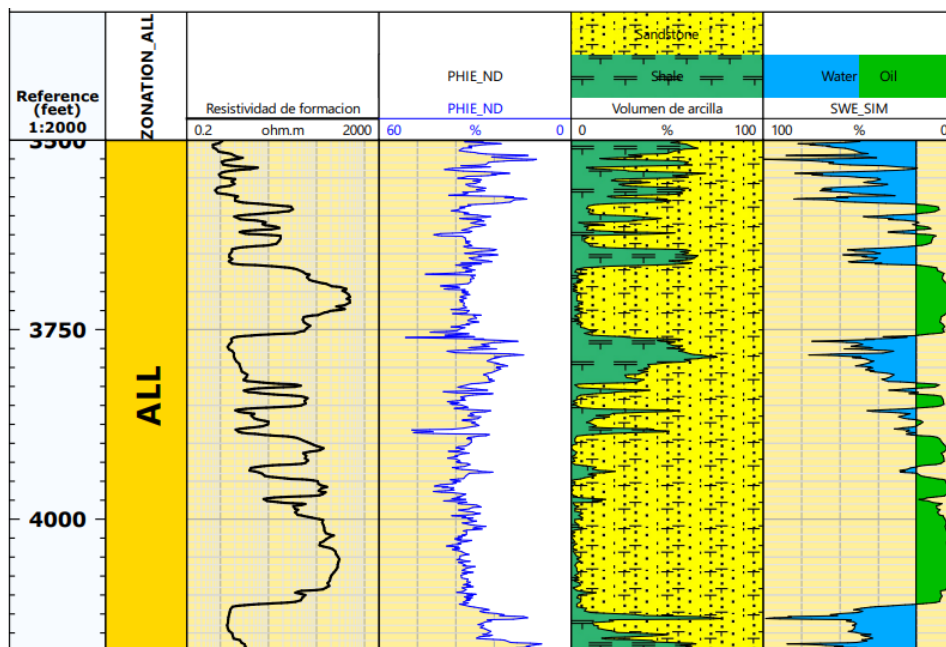


Figura A.1.12 Registro de saturación pozo D

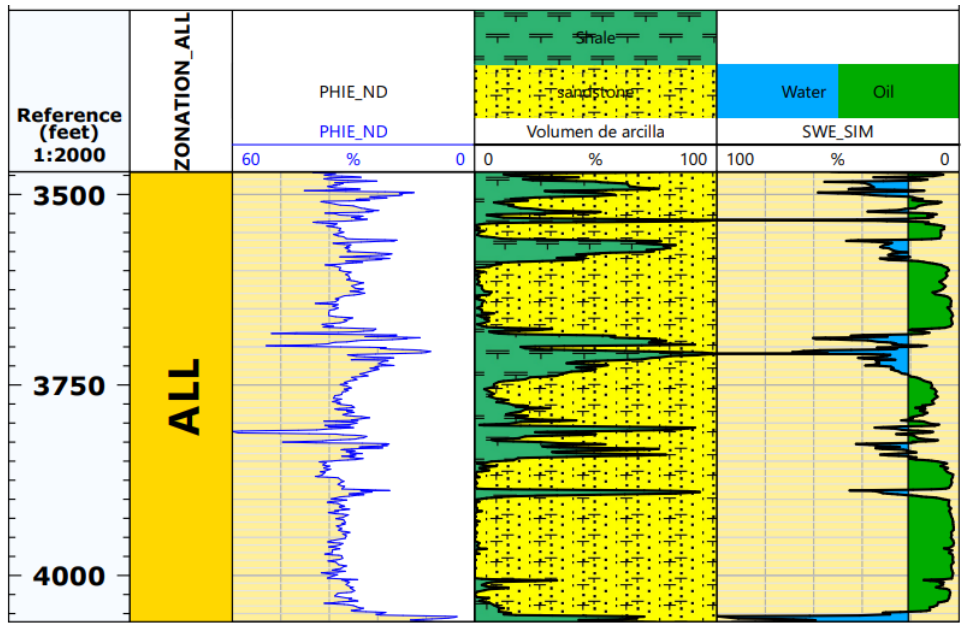


Figura A.1.13 Registro de saturación pozo E

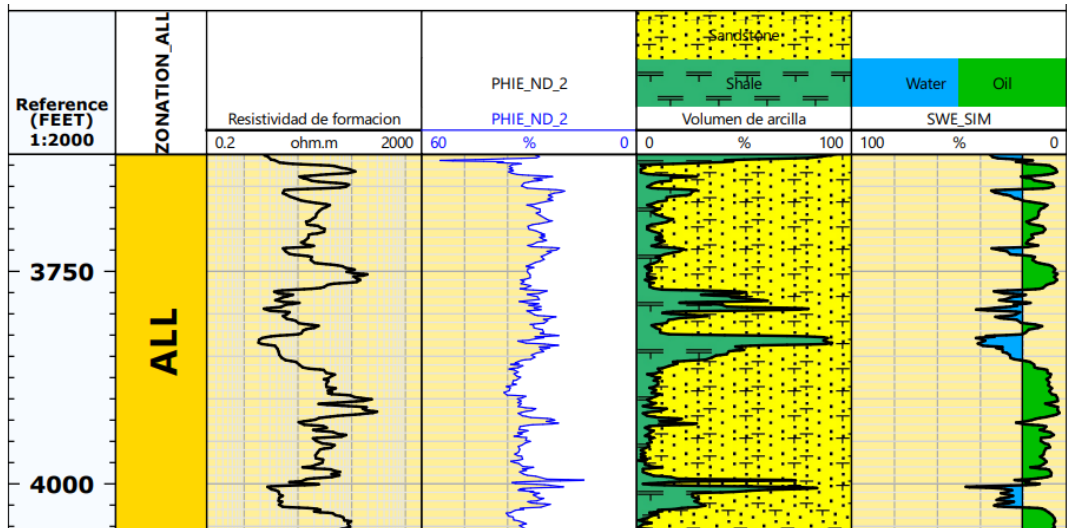


Figura A.1.14 Registro de saturación pozo F

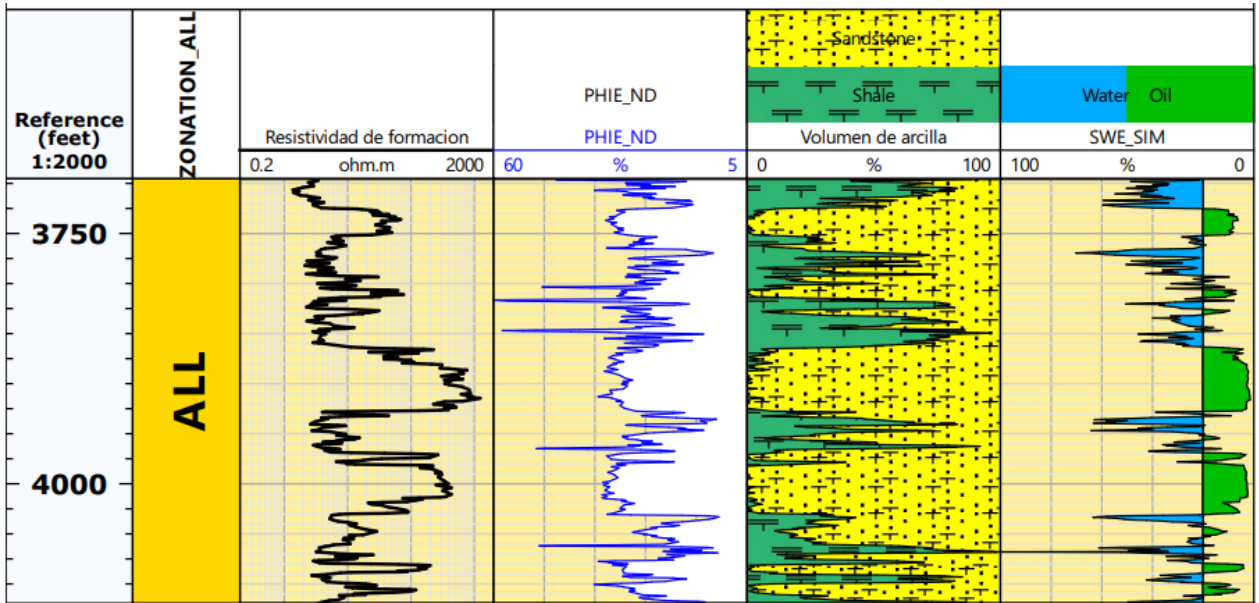


Figura A.1.15 Registro de saturación pozo G

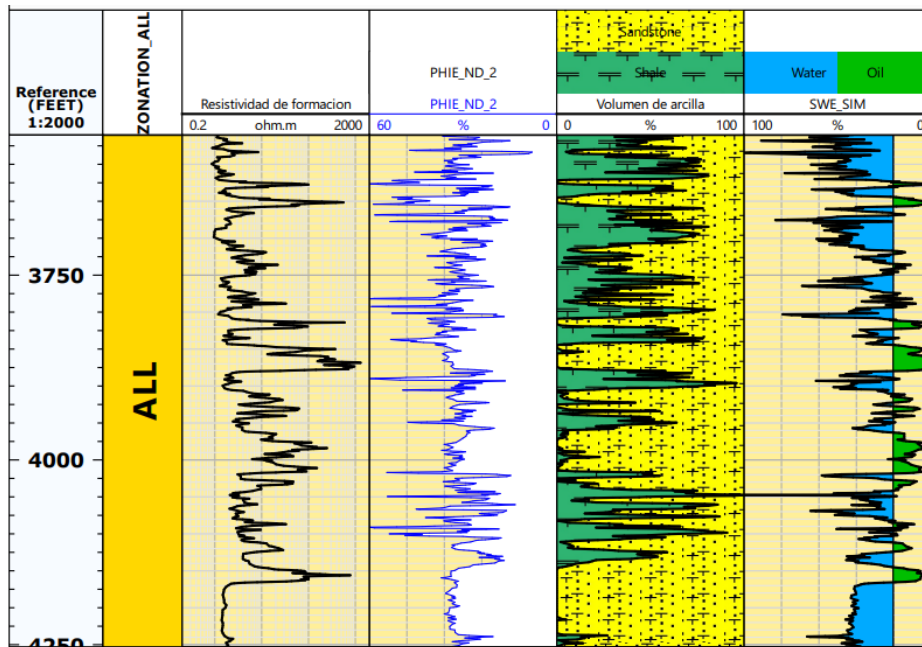


Figura A.1.16 Registro de saturación pozo H

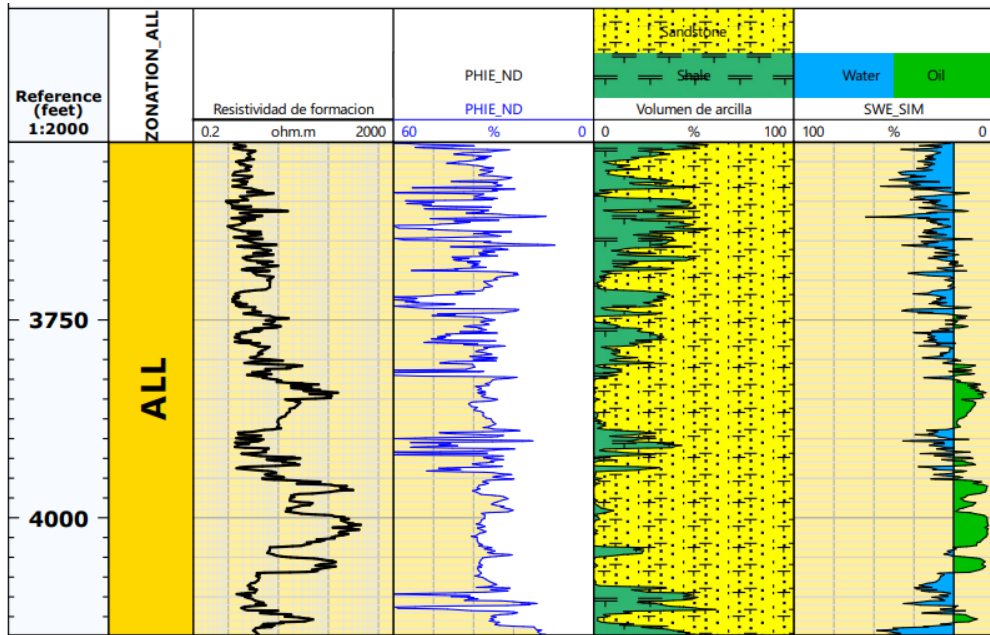


Figura A.1.17 Registro de saturación pozo I

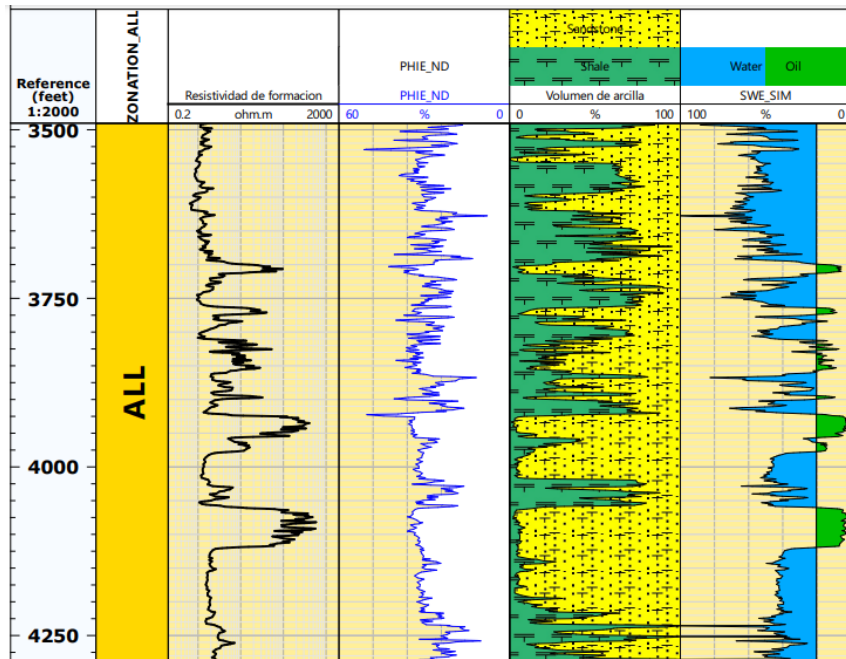


Figura A.1.18 Registro de saturación pozo J

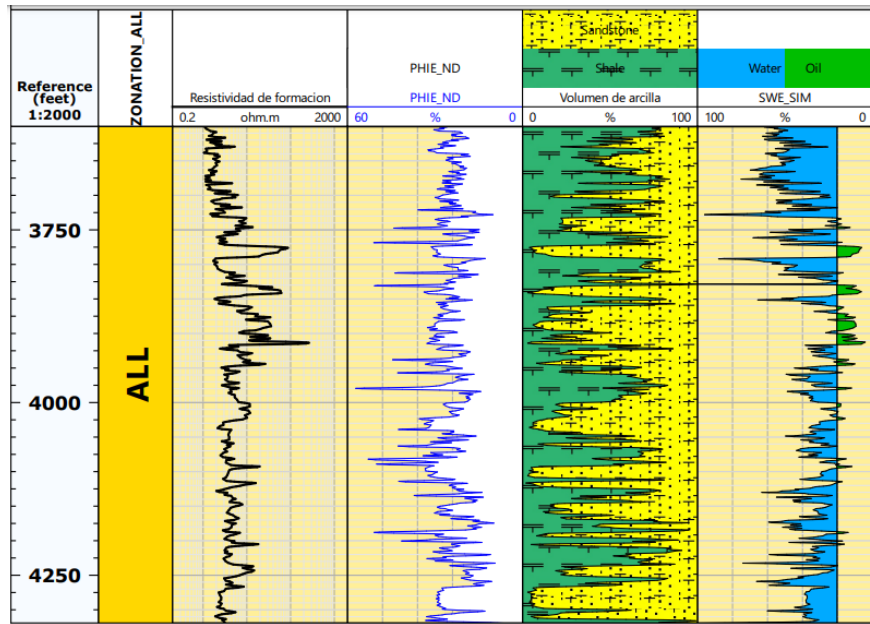


Figura A.1.19 Registro de saturación pozo K

A.2 Física de rocas

A.2.1 Modelo Thomas-Stieber

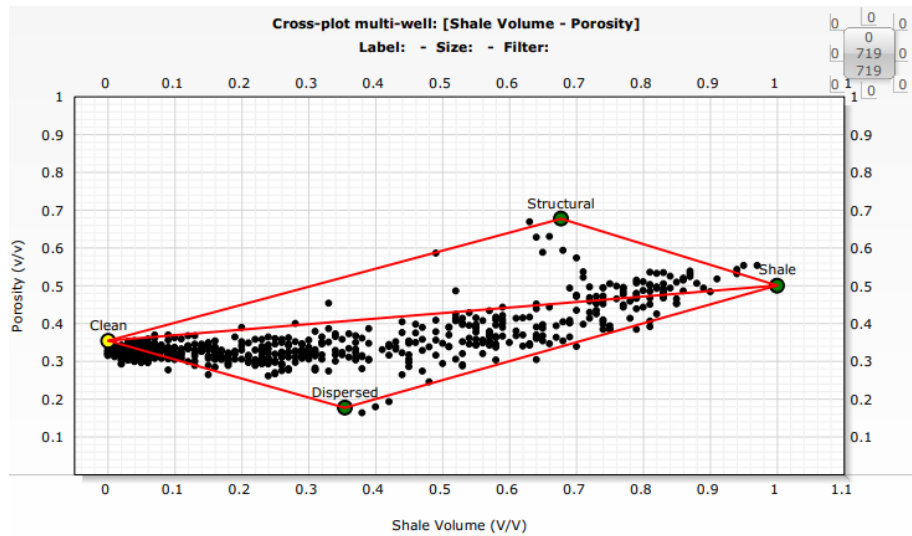


Figura A.2.1 Modelo Thomas-Stieber pozo B

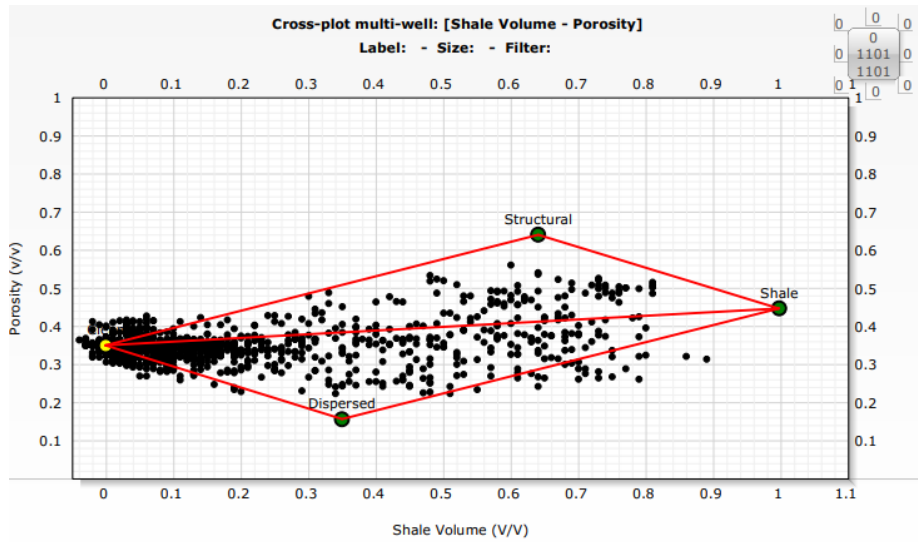


Figura A.2.2 Modelo Thomas-Stieber pozo C

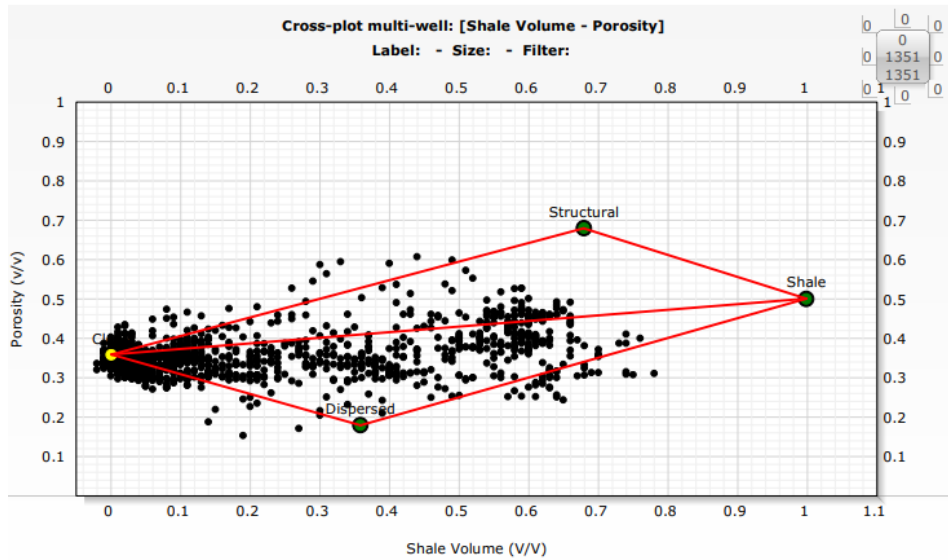


Figura A.2.3 Modelo Thomas-Stieber pozo D

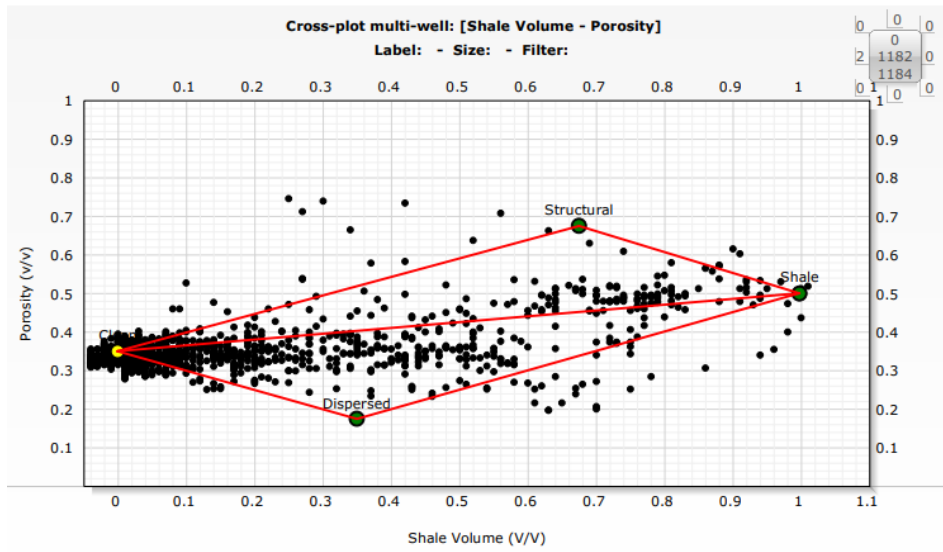


Figura A.2.4 Modelo Thomas-Stieber pozo E

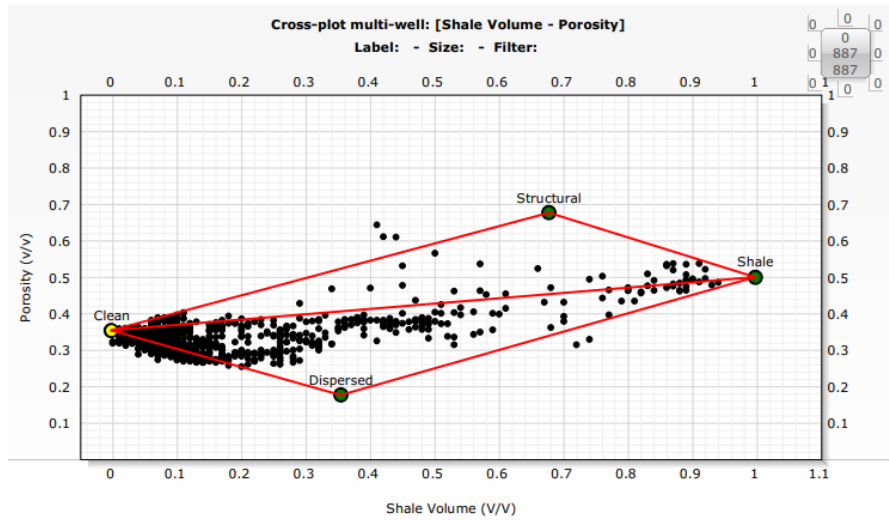


Figura A.2.5 Modelo Thomas-Stieber pozo F

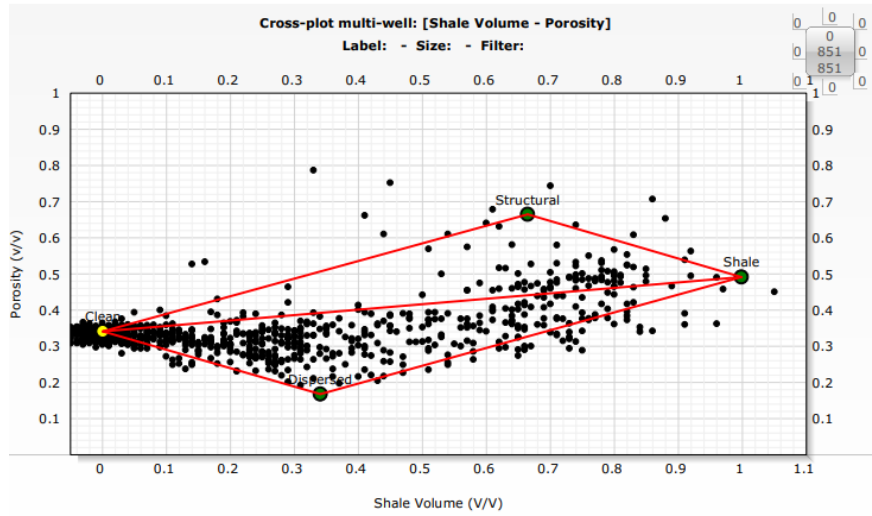


Figura A.2.6 Modelo Thomas-Stieber pozo G

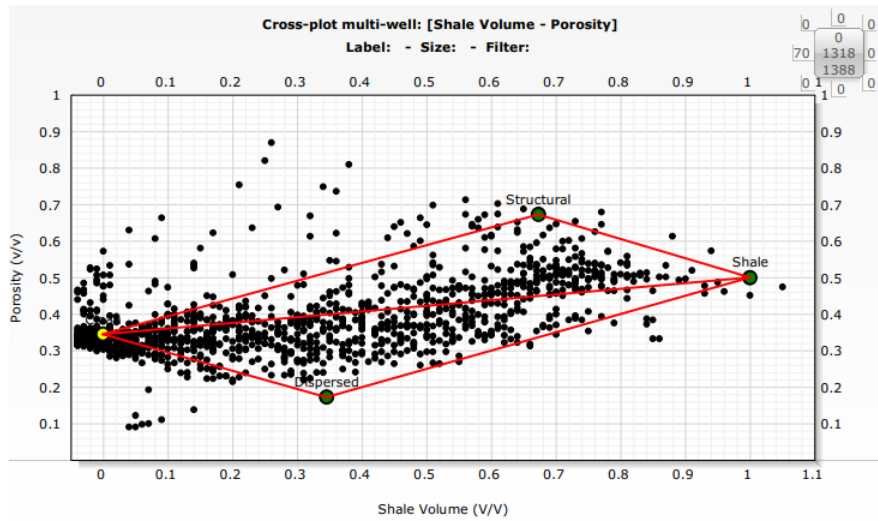


Figura A.2.7 Modelo Thomas-Stieber pozo H

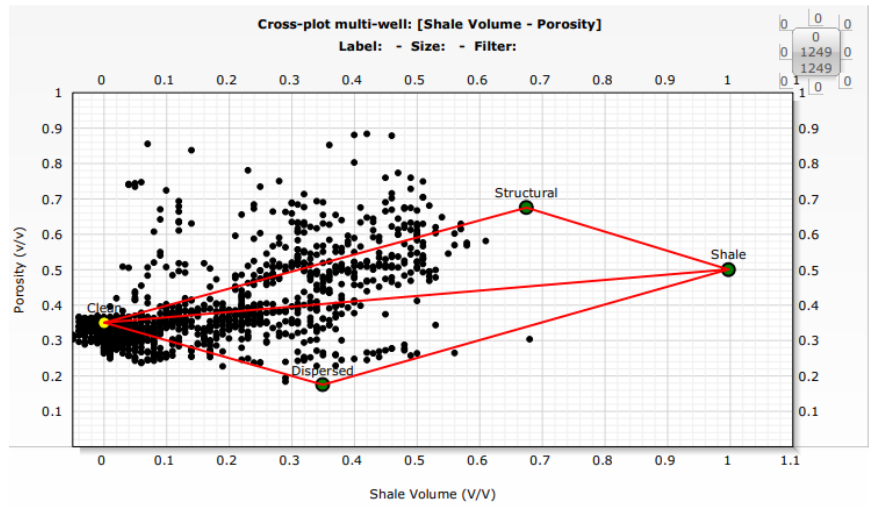


Figura A.2.8 Modelo Thomas-Stieber pozo I

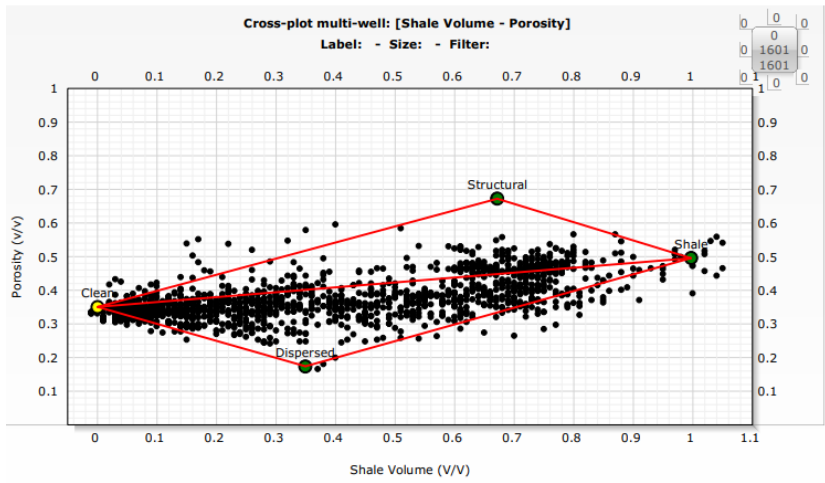


Figura A.2.9 Modelo Thomas-Stieber pozo J

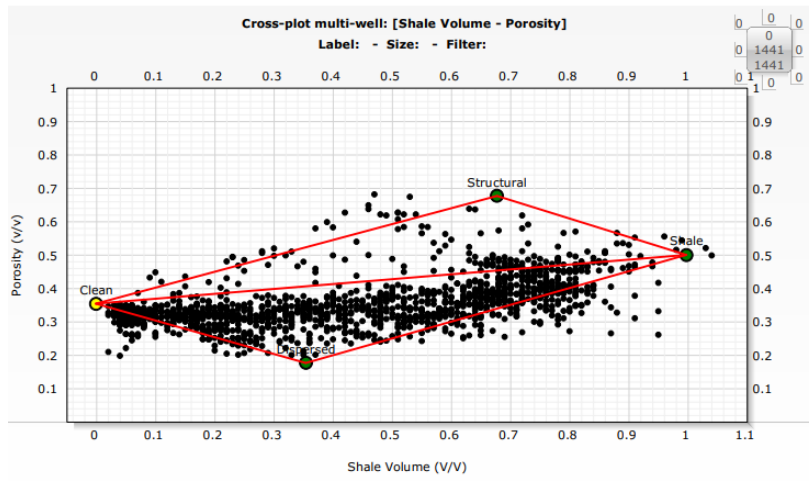


Figura A.2.10 Modelo Thomas-Stieber pozo K

A.2.2 Modelos de tipo de arcilla

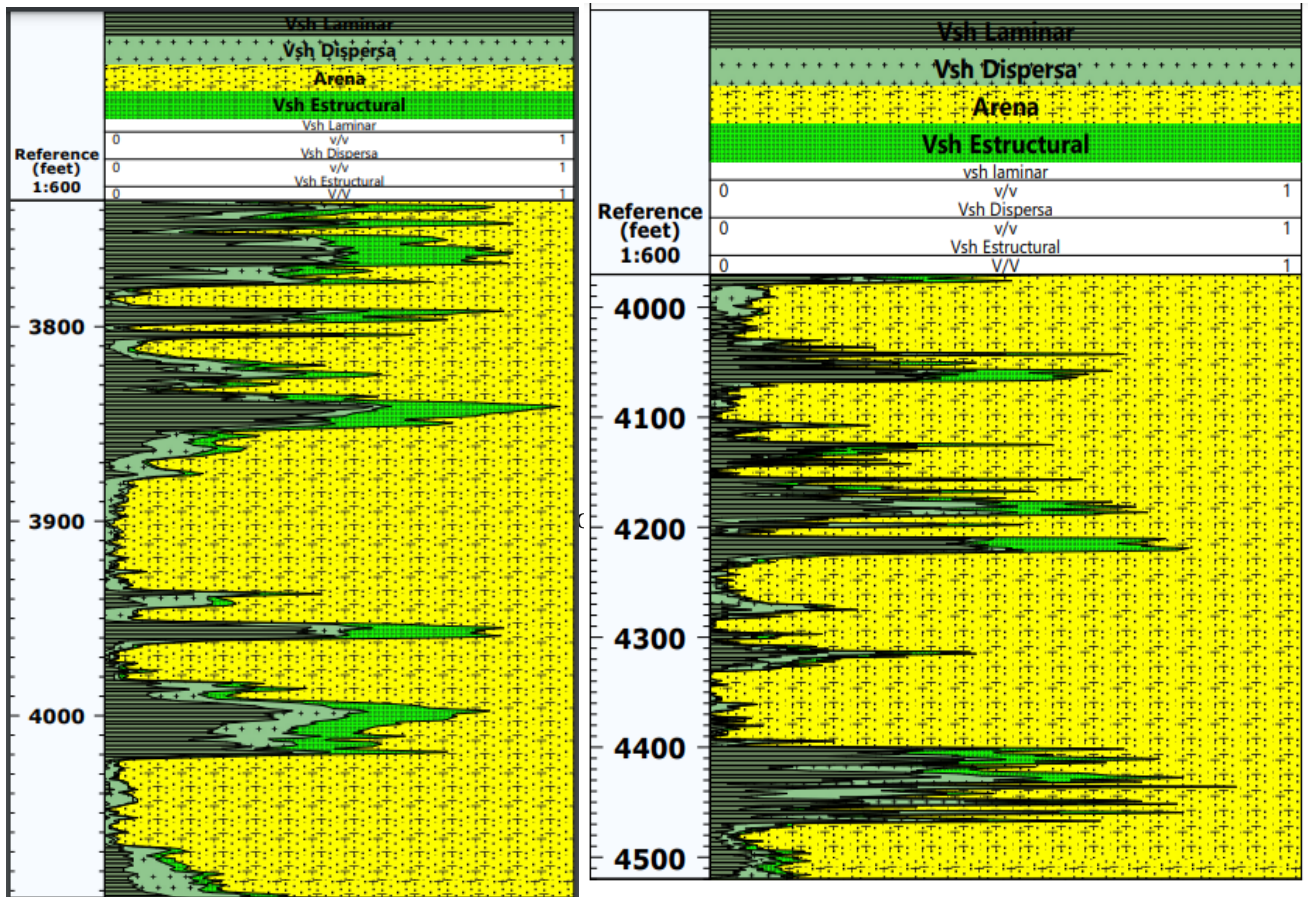


Figura A.2.12 Modelo de tipos de arcilla, pozo B y C

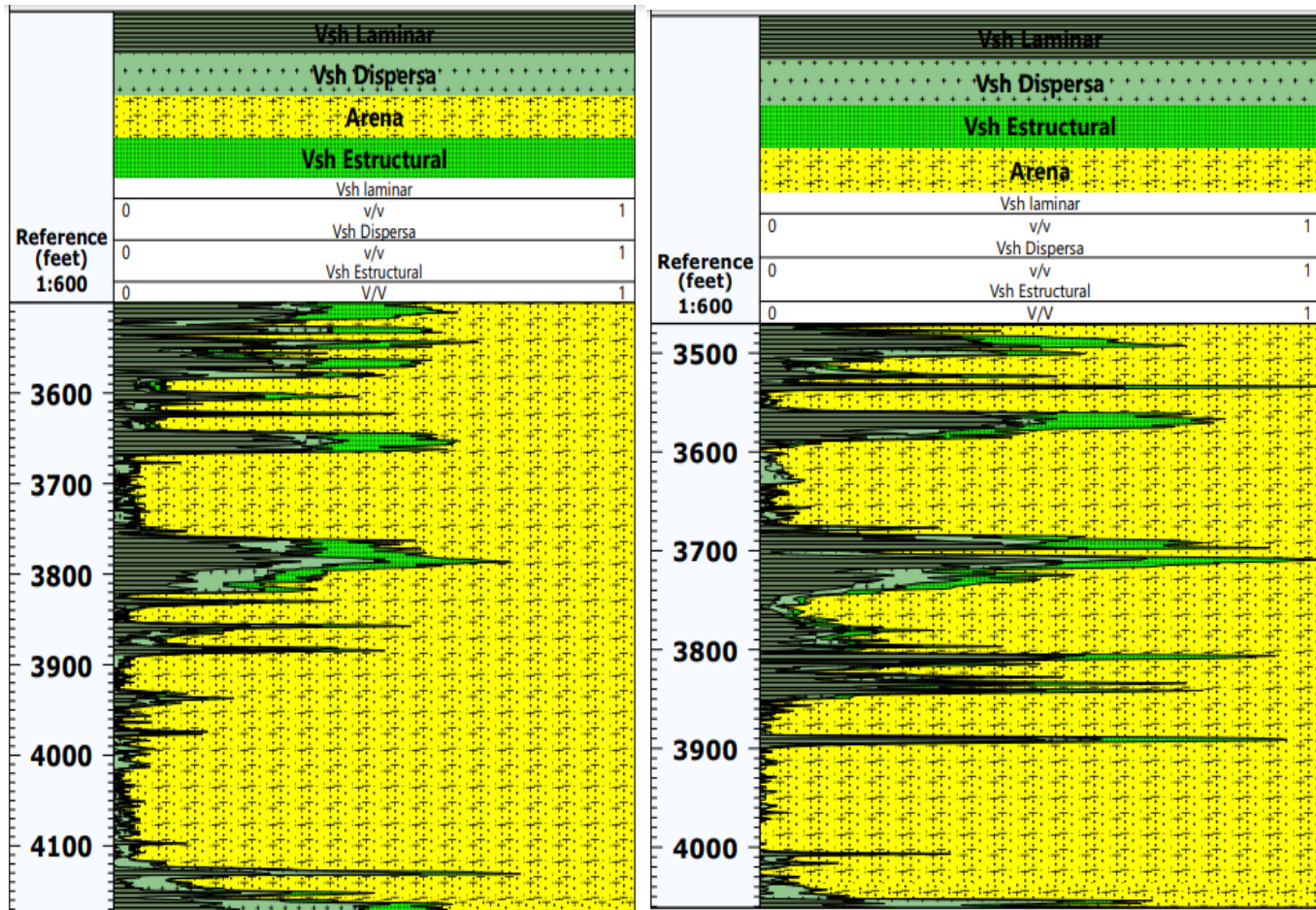


Figura A.2.13 Modelo de tipos de arcilla, pozo D y E

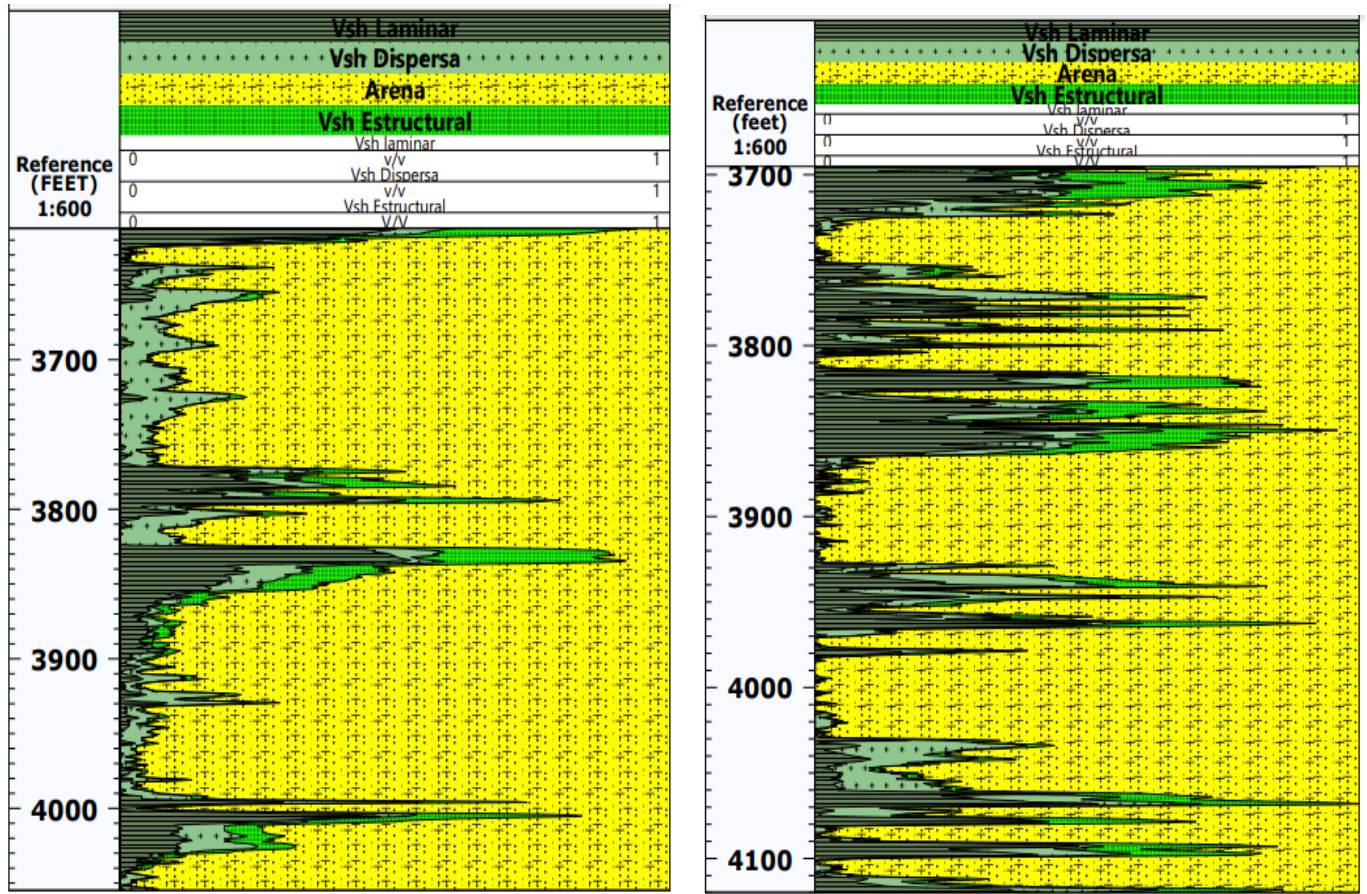


Figura A.2.14 Modelo de tipos de arcilla, pozo F y G

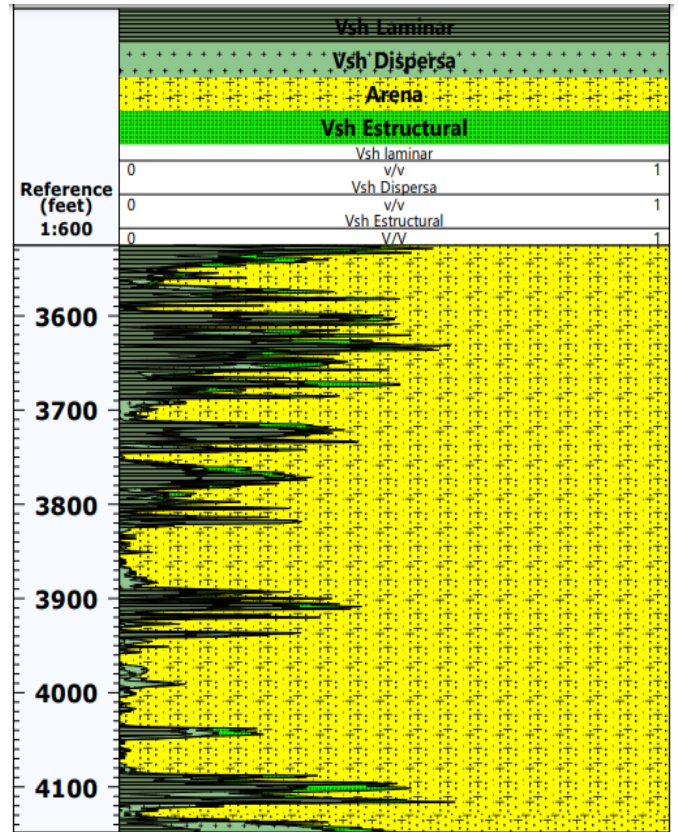
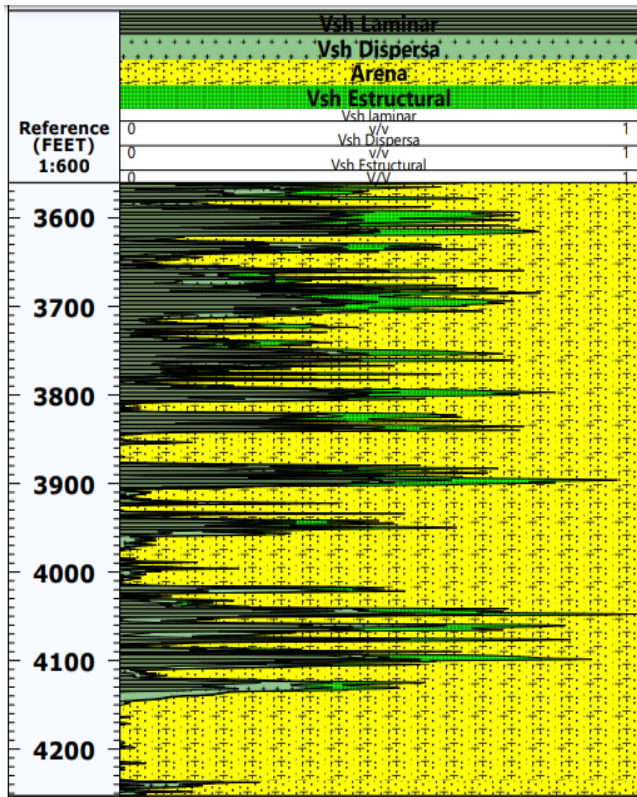


Figura A.2.15 Modelo de tipos de arcilla, pozo H e I

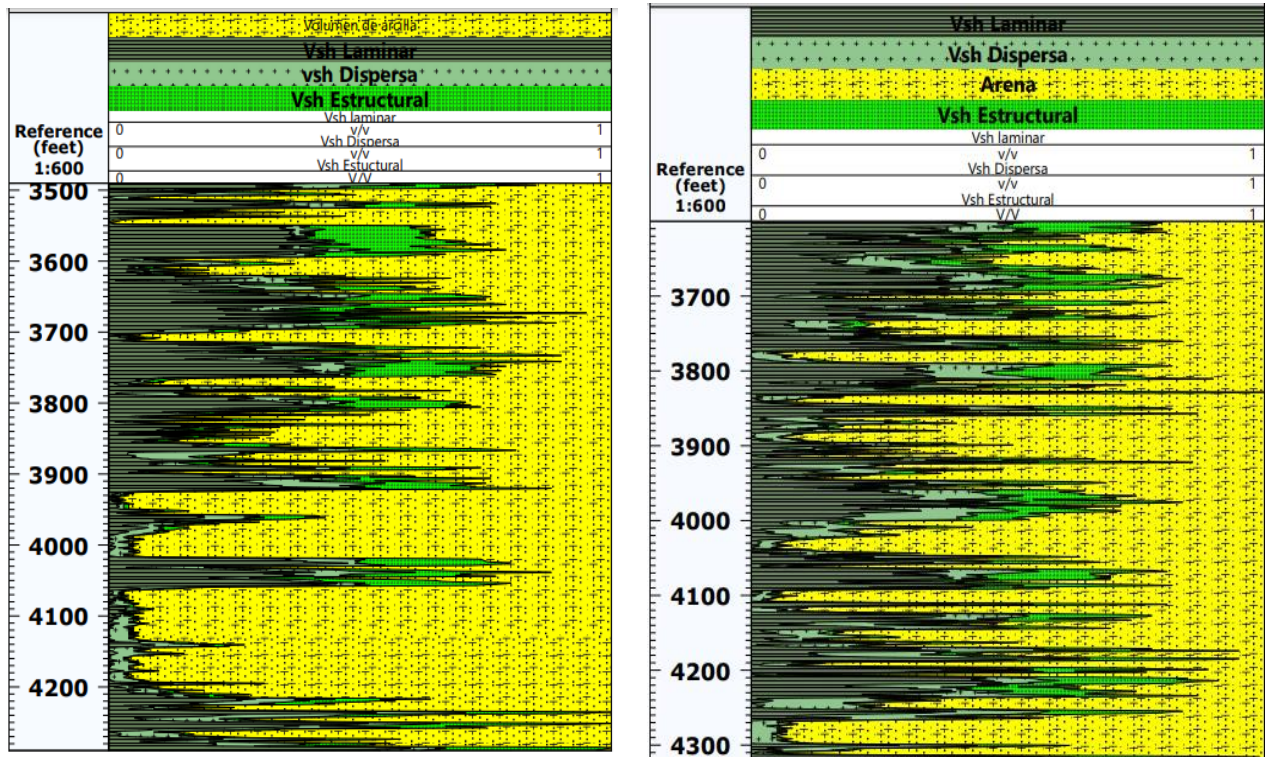


Figura A.2.20 Modelo de tipos de arcilla, pozo J y K

A.2.3 Script de calculador de tipos de arcillas

clc

clear

load well_J.txt %por ejemplo usamos el pozo J

phis=0.35;

phish=0.45;

R=0.65;

```

phit=well_J(:,2);

Vsh=well_J(:,1);

Vsh_D = (phit - phis + ((phis.*Vsh)./(1+R))-(Vsh*phish))./((phis./(1+R))-1);

Vsh_L = (Vsh-Vsh_D)./(1+R);

Vsh_S = R*Vsh_L;

phi_L = phis.*(1-Vsh_L) + (Vsh_L*phish);

phi_D = - Vsh_D + (Vsh_D*phish);

phi_S = Vsh_S*phish;

phit_s= phis*(1-Vsh_L)+(Vsh_L*phish) - Vsh_D + (Vsh_D*phish) + (Vsh_S*phish);

figure(1) % Vshale

plot(Vsh_S,'b');

hold on

plot(Vsh_L,'r');

hold on

plot(Vsh_D,'k');

title('Tipos de arcilla');

h=legend('Vsh Estructural','Vsh Laminar','Vsh Dispersa');

legend(h, "location", "northeastoutside");

set(h)

figure(2) % phi

plot(phi_S,'b');

```

```

hold on

plot(phi_L,'r');

hold on

plot(phi_D,'k');

title('Porosidad segun el tipo de arcilla');

h=legend('phi Estructural','phi Laminar','phi Dispersa','northeastoutside');

legend (h, "location", "northeastoutside");

set(h)

figure(3) %phit _S

plot(phit_s);

hold on

title('Phi Total sintetica');

```

Script de calculador de tipos de arcillas

```

clc

clear

load well_J.txt %por ejemplo usamos el pozo J

phis=0.35;

phish=0.45;

R=0.65;

phit=well_J(:,2);

```

```

Vsh=well_J(:,1);

Vsh_D = (phit - phis + ((phis.*Vsh)./(1+R))-(Vsh*phish))./((phis./(1+R))-1);

Vsh_L = (Vsh-Vsh_D)./(1+R);

Vsh_S = R*Vsh_L;

phi_L = phis.*(1-Vsh_L) + (Vsh_L*phish);

phi_D = - Vsh_D + (Vsh_D*phish);

phi_S = Vsh_S*phish;

phit_s= phis*(1-Vsh_L)+(Vsh_L*phish) - Vsh_D + (Vsh_D*phish) + (Vsh_S*phish);

figure(1) % Vshale

plot(Vsh_S,'b');

hold on

plot(Vsh_L,'r');

hold on

plot(Vsh_D,'k');

title('Tipos de arcilla');

h=legend('Vsh Estructural','Vsh Laminar','Vsh Dispersa');

legend(h, "location", "northeastoutside");

set(h)

figure(2) % phi

plot(phi_S,'b');

hold on

```

```
plot(phi_L,'r');  
  
hold on  
  
plot(phi_D,'k');  
  
title('Porosidad segun el tipo de arcilla');  
  
h=legend('phi Estructural','phi Laminar','phi Dispersa','northeastoutside');  
  
legend (h, "location", "northeastoutside");  
  
set(h)  
  
figure(3) %phit _S  
  
plot(phit_s);  
  
hold on  
  
title('Phi Total sintetica');
```

BIIBLIOGRAFÍA

- Adesoji, J. I. A. (2014). Investigating the effect of clay minerals on a sandstone reservoir: a rock physics analysis of magnolia field gulf of mexico. University of Houston.
- Audemard, F.; Azpirixaga, I.; Baumann, P; Isea, A y Latreille, M. (1985). Marco Geológico del Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. VI Congreso Geológico Venezolano. 70-108 p.
- Avseth, P., Mukerji, T., & Mavko, G. (2005). Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. Cambridge: Cambridge University Press.
- Campos, V., Cabrera, S. de; Lander, R. (1985). Evolución Estructural en el Noroeste de Anzoátegui y su Relación con el Norte de Monagas. VI Congreso Geológico Venezolano. Caracas, Tomo IV. 2397-2414 p.
- Darling, T. 2005, Well logging and Formation evaluation: Elsevier Publishers.
- Dusenbury, J. H. (1960). 54—characterization of the cortical structures of keratin fibres by urea-bisulphite solubility. Journal of the Textile Institute Transactions, 51(12), T756-T774. <https://doi.org/10.1080/19447026008662514>
- Florez, J. F., & Mavko, G. M. (2003). Porosity-Velocity distribution in stratigraphic sequences: The Marion-Yin model. Search and Discovery Article #40105.
- González de Juana, C., Arozena, J. y Picard Cadillat, X. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas: Funinves Ed., Caracas, 2v., pp.95-994.
- Glover, P. (2018). The effect of Clay on Porosity and Resistivity [Petrophysics MSc Course Notes]. Indian Institute of Technology Kharagpur.

- Hedberg, H.; Sass, L. y Funkhouser, H. (1947). Oil Fields of the Greater Oficina Area, Central Anzoátegui, Venezuela. American Association of Petroleum Geologist, Bulletin, V. 31, No. 12. 1089-2169 p.
- Keith W. Katahara, (1996), "Clay mineral elastic properties," SEG Technical Program Expanded Abstracts : 1691-1694
- Lárez, O. (2002). Caracterización petrofísica de las arenas L2M, L2L y O2L de la formación Oficina. Campo Trico – Yopales. Cuenca Oriental de Venezuela, Estado Anzoátegui. Trabajo de Grado publicado, Universidad de Oriente, Anzoátegui.
- Marion, D., A. Nur, H. Yin, and D. Han, 1992, Compressional velocity and porosity in sand-clay mixtures: Geophysics, v. 57, p. 554-563.
- Mavko, G., Mukerji, T., & Dvorkin, J. (2009). The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media (2nd ed.). Cambridge University Press.
- Pérez, R. (2020, octubre 21–23). El uso de la física de rocas para la caracterización de yacimientos hidrocarburíferos, ejemplo: campo cran Field, Mississippi, Estados Unidos [Presentación de un trabajo]. Cuarta Convención Científica Internacional de la UTM 2020, Portoviejo, Ecuador.
- Peñaloza, U. (2001). Determinación de registros pseudo sónicos a partir de registros de resistividad en los campos Barúa, Motatán y Tomoporo. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica.
- Rodríguez, M. (2015). Aplicación de física de rocas e impedancia elástica extendida en el oeste del Campo Temblador. Universidad Simon Bolivar. Facultad de Ingeniería. Venezuela.
- Tarbuck, E. J., & Lutgens, F. K. (2005). Ciencias de la tierra (8.a ed.). Pearson Educación.
- Tiab, D. & Donaldson, E. (2004). Petrophysics. Theory and practice os measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2° ed. Vermont (USA). Elsevier. 312p,

Useche, D., & Villamediana, G. (2005). Estudio estratigráfico-sedimentológico en las formaciones Merecure y Oficina del campo Socorro este, flanco sur, Cuenca Oriental de Venezuela, Edo Anzoátegui - Venezuela (Bachiller). Universidad Central de Venezuela.

Yoris, F. y Ostos, M. (1997). Geología de Venezuela: Geología general y Cuencas Petrolíferas. En: Singer, J., ed., WEC 1997. Evaluación de pozos: Schlumberger-Sureco C.A. 1ra ed., Jolley Printing, Texas

WEC (1998). Técnicas en Venezuela. Schlumberger Oilfield Services.

Worthington P.F., 2003, Effect of clay content upon some physical properties of sandstone reservoirs: International Association of Sedimentologists. Special Publication, No 34, p. 191–211.

Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R. and Gardner, L. W., 1956, Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media: Geophysics, 21, p. 41-70

McIntosh, D., 2017. Quantifying Shale Distribution Types using Total Porosity versus Shale Volume Crossplots: Revised Methodology and Case Example using Triple-Combination Log and Supplemental Data. University of Louisiana at Lafayette.