



**Benemérita Universidad Autónoma de
Puebla**

Facultad de Ingeniería
Colegio de Ingeniería Geofísica

***REEVALUACIÓN DEL CAMPO PETROLERO PLUM
GROVE SOUTH EN EL CONDADO DE BUTLER,
ESTADO DE KANSAS, USA, POR MEDIO DE
REGISTROS GEOFÍSICOS CONVENCIONALES Y
SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA.***

TESIS

PARA OBTENER EL GRADO DE
INGENIERO GEOFÍSICO

PRESENTA:

SINAI MORALES CHAVEZ

ASESOR INTERNO:

M. C. JOSÉ SERRANO ORTIZ

ASESOR EXTERNO:

DR. ENRIQUE COCONI MORALES

SEPTIEMBRE, 2017



BUAP

Oficio D-SA 3049/2017

C. SINAI MORALES CHAVEZ
PASANTE DE LA CARRERA DE INGENIERÍA
GEOFÍSICA
Presente.

En atención al Tema de Tesis que puso Usted a consideración de la Coordinación de Área y de esta Secretaría Académica en coordinación con la Dirección de ésta Facultad de Ingeniería, dentro del marco de Titulación por Examen Profesional, como medio de Titulación se dio revisión y se ha autorizado el tema denominado:

“REEVALUACIÓN DEL CAMPO PETROLERO PLUM GROVE SOUTH EN EL CONDADO DE BUTLER EN EL ESTADO DE KANSAS, USA, POR MEDIO DE REGISTROS GEOFÍSICOS”

Por lo anterior hacemos de su conocimiento que se asigna como asesor al M.C. José Serrano Ortiz.

Sin más por el momento, le envío la seguridad de mi consideración más distinguida.

Atentamente

“Pensar bien, para vivir mejor”

H. Puebla de Z. a 30 de agosto de 2017

M. en I. Fernando Daniel Lazcano Hernández
Director



M'FDLH/M'JAJT/BARV
C.c.p. Interesado
C.c.p. Archivo

80 AÑOS
DE UNIVERSIDAD

Facultad
de Ingeniería

Blvd. Valsequillo y Av. San Claudio
s/n, edif. 108 C, Col. San Manuel,
Ciudad Universitaria,
Puebla, Pue. C.P. 72570
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

M. en I. Fernando Daniel Lazcano Hernández
Director de la Facultad de Ingeniería
Presente.

El que suscribe: Mtro. JOSE SERRANO ORTIZ, asesor del tema denominado: "REEVALUACIÓN DEL CAMPO PETROLERO PLUM GROVE SOUTH EN EL CONDADO DE BUTLER EN EL ESTADO DE KANSAS, USA, POR MEDIO DE REGISTROS GEOFÍSICOS", presentado por el C. SINAI MORALES CHAVEZ, pasante de la carrera de Ingeniería Geofísica, me permito informar a Usted que dentro del marco de examen profesional, y después de haber realizado una cuidadosa revisión del contenido temático, la metodología y la redacción de la tesis correspondiente, no existe inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Sin más por el momento, le envío la seguridad de mi consideración más distinguida.

Atentamente
"Pensar bien, para vivir mejor"
H. Puebla de Z. a 23 de agosto de 2017



Mtro. José Serrano Ortiz
Asesor

M' JSO/BARV
C.c.p. Interesado
C.c.p. Archivo

Agradecimientos

A Dios por darme la oportunidad de completar esta etapa.

A mi madre, Paulina Chávez Juárez por siempre confiar en mí, por darme su amor y cariño incondicional en cada momento.

A mi padre, Israel Morales Serrano por apoyarme siempre, brindarme su amor y darme siempre buenos consejos.

A mi hermana, Violeta Kimberly Morales Chávez por estar siempre conmigo y apoyarme en cada momento.

Al Dr. Enrique Coconi Morales, por ser mi tutor durante mi estancia en el IMP y enseñarme gran parte de lo desarrollado en esta tesis.

Al M.C. José Serrano Ortiz, al M.C. Julio Cesar González Hernández y al Ing. Manuel Uribe Conrado Arriaga, por darme sus consejos y recomendaciones en la finalización de esta tesis.

A mis amigos, Edgar, Gerardo, Juan Carlos, Adrián, Osvaldo, Alan, Mandeep, Fanny y Pili por compartir buenos momentos con ustedes.

A Dafne Castañeda, por ser una gran amiga y confidente, te lo agradezco mucho.

A los integrantes de la familia Morales y la familia Chávez, gracias.

Contenido	Pág.
Introducción.	1
Antecedentes.	3
Objetivos.	5
1.- Geología.	6
1.1.- Ubicación de la zona de estudio.	6
1.2.- Distribución de los pozos en el campo Plum Grove South.	8
1.3.- Fisiografía del Condado de Butler.	10
1.4.- Geología general del Condado de Butler.	11
1.4.1.- Era Cenozoica.	11
1.4.2.- Era Mesozoica.	11
1.4.3.- Era Paleozoica.	11
1.5.- Estratigrafía.	13
1.5.1.- Rocas de Edad Pérmico.	13
1.5.2.- Rocas de Edad Pensilvánico.	15
1.5.3.- Rocas de Edad Mississippico.	19
2.- Geofísica.	20
2.1.- Propiedades Petrofísicas.	20
2.1.1.- Porosidad.	20
2.1.2.- Permeabilidad.	21
2.1.3.- Resistividad.	21
2.1.4.- Radioactividad.	23
2.1.5.- Volumen de arcillas.	24
2.1.6.- Saturación de fluidos.	24
2.1.6.1.- Modelo de Doble Agua	25
2.2.- Registros geofísicos.	29
2.2.1.- Clasificación de los registros geofísicos.	30
2.2.2.- Profundidad de investigación y resolución de los registros.	30
2.2.3.- Registros convencionales utilizados.	31
2.2.3.1.- Registros de Potencial Espontaneo.	31

2.2.3.2.- Registro de Rayos Gamma.	32
2.2.3.3.- Registros de Resistividad.	33
2.2.3.4.- Registro Sónico.	35
2.2.3.5.- Registro de Densidad.	36
2.2.3.6.- Registro de Neutrones.	37
3.- Metodología.	39
3.1.- Metodología para la evaluación de formaciones.	39
3.2.- Etapa 1. Control de Calidad.	41
3.3.- Etapa 2. Procesamiento de datos.	43
3.3.1. Temperatura de la formación	43
3.3.2. Definición de la matriz de la formación.	44
3.3.3. Determinación del volumen de arcilla.	46
3.3.4. Cálculo de la porosidad total y porosidad efectiva.	48
3.3.5. Cálculo de resistividad del agua de formación “Rw” y exponente de cementación “m”.	49
3.3.6. Cálculo de saturación de agua “Sw”.	51
3.3.7. Determinación del modelo mineralógico.	51
3.4.- Etapa 3. Cuantificación y presentación de los resultados.	53
3.4.1. Cálculo de la permeabilidad.	53
3.4.2. Cálculo de saturación de Hidrocarburo “So”.	53
3.4.3. Estimación de zonas de paga.	53
3.5.- Etapa 4. Generación de cubos de propiedades petrofísicas.	57
3.5.1.- Geoestadística.	58
3.5.1.1.- Etapa 1: Análisis exploratorio de los datos.	59
3.5.1.1.1.- Visualización y carga de los datos.	59
3.5.1.1.2.- Creación de un grid o malla.	61
3.5.1.2.- Etapa 2: Análisis estructural.	63
3.5.1.2.1.- Variograma.	63
3.5.1.2.2.- Modelos teóricos del variograma.	65
3.5.1.2.3.- Modelación del variograma.	68
3.5.1.3.- Etapa 3: Simulación.	70

3.5.1.3.1.- Modelo tridimensional del variograma.	70
3.5.1.3.2.- Kriging.	71
3.5.1.3.3.- Simulación.	71
4.- Resultados.	73
4.1. - Campo Plum Grove South	73
4.1.1. - Pozo Klaassen No.1	73
4.1.2. - Pozo Klaassen No. 2	80
4.1.3. - Pozo Klaassen No. 4	83
4.1.4. - Pozo Klaassen No. 5	86
4.1.5. - Pozo Klaassen No. 6	89
4.1.6. - Pozo Klaassen No. 7	92
4.1.7. - Pozo Manns No. 3	95
4.1.8. - Pozo Manns No. 5	98
4.2.- Resultado de los cubos de propiedades petrofísicas	101
4.2.1.- Saturación de agua	101
4.2.2.- Distribución de arcilla, caliza, minerales de cuarzo y porosidad efectiva.	105
4.2.2.1. - Distribución de arcilla.	107
4.2.2.2. - Distribución de caliza.	109
4.2.2.3. - Distribución de minerales de cuarzo.	111
4.2.2.4. - Porosidad efectiva.	114
4.2.3.- Permeabilidad.	116
Conclusiones.	120
Recomendaciones.	121
Bibliografía.	122
Anexos.	125

Lista de figuras		Pág.
Figura 1.1	Ubicación del estado de Kansas en los Estados Unidos de América.	6
Figura 1.2	Localización del condado de Butler en el estado de Kansas.	7
Figura 1.3	Campos de aceite y gas en el condado de Butler.	7
Figura 1.4	Distribución de los pozos en el campo Plum South Grove, en total cuenta con 34 pozos que extraen aceite de los cuales 8 se encuentran secos y abandonados.	8
Figura 1.5	Distribución de los 8 pozos que se utilizaran para realizar la reevaluación del campo Plum Grove South.	9
Figura 1.6	Mapa fisiográfico del Estado de Kansas, en rojo se muestra la región llamada Colinas Flint	10
Figura 2.1	Zonas de un pozo en las que la resistividad se ve afectada.	22
Figura 2.2	Modelo de doble agua en arenas arcillosas con agua ligada a las arcillas (S_b) y agua libre (S_w).	26
Figura 2.3	Clasificación de los registros geofísicos.	30
Figura 2.4	Profundidad y resolución de los registros.	31
Figura 3.1	Metodología a seguir para evaluar el campo Plum Grove South.	40
Figura 3.2	Análisis cualitativo de la información que contiene el pozo Klaassen No.1.	41
Figura 3.3	Templete utilizado en el pozo Klaassen No. 1.	42
Figura 3.4	Curva de temperatura para el pozo Klaassen No.1.	44
Figura 3.5	Determinación de la matriz del grupo Lansing del pozo Klaassen No.1 a partir de crossplot utilizando la relación CNL-RHOB.	45
Figura 3.6	Determinación de la matriz del grupo Mississippi utilizando el crossplot M-N.	46
Figura 3.7	Templete en el que se muestra la obtención del volumen de arcilla de la formación utilizando los registros GR, CNL y RLD en el pozo Klaassen No.1.	48

Figura 3.8	Determinación de R_w utilizando el método de gráfica de Pickett. La línea roja indica $S_w=100\%$.	51
Figura 3.9	Modelo mineralógico del grupo Mississippi en el pozo Klaassen No. 1.	52
Figura 3.10	Resultado del modelo mineralógico en el pozo Klaassen No. 1.	52
Figura 3.11	Determinación de las zonas de paga.	54
Figura 3.12	Templete final después de haber procesado el pozo Klaassen No.1.	57
Figura 3.13	Metodología para la elaboración de un cubo de propiedades petrofísicas.	59
Figura 3.14	Base de datos para el análisis geoestadístico del campo Plum Grove South.	60
Figura 3.15	Visualización de los pozos cargados en el software SGeMS.	61
Figura 3.16	Malla resultante para el campo petrolero Plum Grove South.	63
Figura 3.17	Elementos de un variograma.	64
Figura 3.18	Modelo esférico.	66
Figura 3.19	Modelo exponencial.	67
Figura 3.20	Modelo gaussiano.	68
Figura 3.21	Variograma resultante.	70
Figura 3.22	Resultado de la simulación de una de las propiedades petrofísicas a analizar.	72
Figura 4.1	Crossplot M-N del pozo Klaassen No. 1 a partir de los registros de porosidad.	74
Figura 4.2	Mineral de calcita en el crossplot M-N relacionado a lutitas dentro del campo.	75
Figura 4.3	Mineral de arcilla en el crossplot M-N relacionado a lutitas dentro del campo.	75
Figura 4.4	Mineral de cuarzo en el crossplot M-N relacionado a las rocas silíceas presentes en el campo.	76
Figura 4.5	Templete del pozo Klaassen No. 1.	79

Figura 4.6	Templete del pozo Klaassen No. 2.	82
Figura 4.7	Templete del pozo Klaassen No. 4.	85
Figura 4.8	Templete del pozo Klaassen No. 5.	88
Figura 4.9	Templete del pozo Klaassen No. 6.	91
Figura 4.10	Templete del pozo Klaassen No. 7.	94
Figura 4.11	Templete del pozo Manns No. 3.	97
Figura 4.12	Templete del pozo Manns No. 5.	100
Figura 4.13	Saturación de agua en los pozos.	102
Figura 4.14	Cubo de saturación de agua. Se aprecia la distribución de la saturación en el campo Plum Grove South.	103
Figura 4.15	Cortes en el cubo de saturación de agua que muestra la distribución de los pozos en el campo.	104
Figura 4.16	Corte a profundidad correspondiente al grupo Mississippi a una profundidad de 2600 ft (792.48 metros).	104
Figura 4.17	Volumen de arcilla, caliza, minerales de cuarzo y porosidad efectiva en los pozos.	106
Figura 4.18	Cubo de distribución de arcilla.	108
Figura 4.19	Cortes del cubo simulado en la que se aprecia la distribución de la arcilla en el campo.	108
Figura 4.20	Distribución de arcilla los 2600 ft (792.48 metros) correspondiente al grupo Mississippi.	109
Figura 4.21	Cubo de distribución de caliza.	110
Figura 4.22	Cortes del cubo, se observa la distribución de la caliza en el campo.	110
Figura 4.23	Distribución de caliza a los 2600 ft (792.48 metros) correspondiente al grupo Mississippi.	111
Figura 4.24	Cubo de volumen de minerales de cuarzo relacionado a rocas silíceas como el chert y areniscas reportadas en el campo.	112
Figura 4.25	Cortes del cubo simulado en la que se aprecia la distribución del mineral de cuarzo en el campo.	113

Figura 4.26	Distribución de mineral de cuarzo a los 2600 ft (792.48 metros) correspondiente al grupo Mississippi.	113
Figura 4.27	Cubo de porosidad efectiva del campo Plum Grove South.	114
Figura 4.28	Cortes del cubo simulado en la que se aprecia la distribución de la porosidad efectiva en el campo.	115
Figura 4.29	Corte a profundidad correspondiente al grupo Mississippi a una profundidad de 2600 ft (792.48 metros).	115
Figura 4.30	Permeabilidad en los pozos.	117
Figura 4.31	Cubo de permeabilidad, se aprecia que el campo Plum Grove South tiene bajas permeabilidades en general.	118
Figura 4.32	Cortes del cubo simulado en la que se aprecia la distribución de la permeabilidad en el campo.	119
Figura 4.33	Corte a profundidad correspondiente al grupo Mississippi a una profundidad de 2600 ft (792.48 metros).	119

Lista de tablas		Pág.
Tabla 1.1	Coordenadas de los pozos del campo Plum Grove South.	9
Tabla 2.1	Clasificación de las herramientas de inducción y resistividad.	34
Tabla 3.1	Cálculo de la cantidad de barriles de hidrocarburo en las zonas de paga del pozo Klaassen No. 1.	56
Tabla 3.2	Diferencias entre ejes y profundidades.	62
Tabla 3.3	Dimensiones de la malla.	62

Introducción

Dentro de la industria petrolera, en especial en la etapa de exploración y desarrollo de campos, la evaluación de formaciones es llevada a cabo para determinar la capacidad de un pozo para producir hidrocarburos, para ello una de las herramientas más útiles son los registros geofísicos de pozo ya que a partir de su uso y análisis es posible determinar los parámetros básicos de un reservorio partiendo de la medición de diferentes propiedades como la radioactividad, el potencial eléctrico, entre otros.

Gran parte de la información de este trabajo fue recopilada del Servicio Geológico de Kansas (KGS por sus siglas en inglés), este organismo cuenta con una gran base de datos como registros geofísicos, datos de sísmica y métodos potenciales, e información geológica de todo el estado, siendo libre para fines académicos.

La geoestadística tuvo sus comienzos en la industria minera en la década de los 60's y 70's obteniendo buenos resultados en la simulación de la distribución de diferentes minerales, debido a esto, también se ha convertido en una herramienta que ayuda a evaluar yacimientos petroleros que ayuda a simular la distribución de diferentes propiedades petrofísicas.

El programa utilizado para la evaluación petrofísica a partir de los registros geofísicos de pozo fue el software de procesamiento Interactive Petrophysics© de la compañía Senergy®. En cuanto a la parte de geoestadística, el programa utilizado es el software de licencia libre llamado SGeMs© de la Universidad de Stanford.

El presente trabajo se divide en cuatro capítulos:

El capítulo 1 abarca la localización de la zona de estudio, la geología general y la estratigrafía del campo Plum Grove South.

El capítulo 2 menciona los principales conceptos básicos en el análisis de registros geofísicos, también se mencionan una clasificación básica de los registros y las principales herramientas convencionales utilizadas.

En el capítulo 3 se presenta la metodología utilizada para realizar el análisis petrofísico a partir de los registros geofísicos convencionales y la metodología utilizada para realizar el modelado de los cubos de propiedades a partir del análisis y simulación geoestadística.

Por último, en el capítulo 4 se presenta el análisis de los resultados obtenidos a partir del procesamiento de la base de datos y el análisis de los cubos de propiedades petrofísicas (Saturación de agua, distribución de arcilla, caliza y minerales de cuarzo, porosidad efectiva y permeabilidad).

Al finalizar los capítulos se presentan las conclusiones de este trabajo y las recomendaciones a futuros trabajos relacionados a este campo.

Antecedentes

El estado de Kansas es uno de los principales productores de hidrocarburo dentro de E.E.U.U, el estado se encuentra conformado por diferentes condados, uno de los más activos es el condado de Butler el cual ha acumulado una producción de 587,942,245 de barriles hasta el año 2017 según lo reportado por el Servicio Geológico de Kansas (KGS por sus siglas en inglés) este organismo es el encargado de recabar toda la información de la producción de sus campos petroleros, el condado de Butler registra 169 campos petroleros de los cuales 137 son campos activos y 32 campos abandonados, para este trabajo se eligió el campo Plum Grove South para llevar a cabo la reevaluación petrofísica y la simulación geoestadística. El campo Plum Grove South es productor únicamente de aceite y hasta el año 2017 ha producido 543,215 barriles de hidrocarburo según lo reporta el Servicio Geológico de Kansas, el KGS (por sus siglas en inglés) indica que la mayor producción de barriles de hidrocarburo se dio entre el año 2009 hasta el año 2011, justo después de ese año el KGS informa que la producción de barriles ha disminuido. Las evaluaciones previas del campo mencionan que la formación productora se encuentra en el Mississippico a una profundidad de 2600 pies (792.48 metros) a 2630 pies (801.624 metros) con espesores promedio de 11 pies (3.35 metros).

Los estudios y reportes geológicos en el condado de Butler realizados por Aber (1991), Adkinson (1963), Dolton (1989), Merriam (1963), O'Connor (1982), Wood Bass (1936), entre otros, componen la base de datos del Servicio Geológico de Kansas, estos estudios sirvieron como base indispensable para conocer la composición litológica y estratigráfica de la zona de estudio, en los que se menciona que la matriz principal de la parte noroeste del condado de Butler está compuesta por roca caliza, también se reporta que existe una gran cantidad de arcilla dentro de los grupos que conforman la columna estratigráfica.

Al no contar con información acerca de muestras de núcleo o muestras de canal todo lo anteriormente mencionado sirvió para poder realizar la interpretación de la composición geológica del campo petrolero Plum Grove South al comparar la

respuesta de los registros con la información brindada por los autores anteriormente mencionados.

Numerosos trabajos acerca de la evaluación petrofísica a partir de registros geofísicos se han realizado a lo largo de los años, Coconi Morales (2016) propone una metodología que sirve para realizar la evaluación básica de formaciones, esta metodología consiste en obtener las principales propiedades petrofísicas como saturación de agua, volumen de arcillas, entre otras. En el trabajo realizado por Pérez Mendoza (2016) se sugiere que para formaciones con alto contenido de arcilla el modelo de saturación de agua se puede realizar a partir del modelo de doble agua.

El análisis geoestadístico se ha aplicado en diversas áreas del conocimiento que va desde el análisis de tasación hasta el análisis de distribución de minerales y diferentes propiedades en el ramo minero y petrolero, un ejemplo de esto es el trabajo de González Martínez (2011) titulado “Desarrollo de un plan estratégico en una sociedad de tasación basado en la geoestadística”. La teoría es básica para el entendimiento de los principales conceptos de la geoestadística, Díaz Viera (2002) y Matheron (1962) desarrollan de manera adecuada y entendible todos los conceptos necesarios para comprender los resultados obtenidos. Los trabajos en el área de hidrocarburos realizados por Hernández Martínez (2012) y Soto García (2016) sugieren una metodología para realizar un análisis geoestadístico y generar cubos de propiedades petrofísicas a partir de la simulación secuencial gaussiana y Kriging ordinario.

Objetivo General

El objetivo general de este trabajo es realizar una reevaluación petrofísica del campo Plum Grove South ubicado en el condado de Butler, Kansas, E.E.U.U., haciendo uso de registros geofísicos convencionales disponibles y modelar la distribución de las diferentes propiedades petrofísicas existentes en el campo petrolero.

Objetivos específicos

1. Aplicar una metodología que sea útil para realizar una reevaluación petrofísica y un análisis geoestadístico.
2. Determinar las zonas de interés (zonas de paga) en el campo petrolero Plum Grove South.
3. Estimar cuantitativamente las reservas posibles del campo petrolero Plum Grove South en barriles.
4. Generar cubos de propiedades petrofísicas a partir de un análisis geoestadístico que permita simular la distribución de estas propiedades en el campo.

1. Geología

1.1 Ubicación de la zona de estudio

El estado de Kansas se encuentra en la parte central de los Estados Unidos de América, colinda al Norte con el estado de Nebraska, al Sur con el estado de Oklahoma, al Este con el estado de Misuri y al Oeste con el estado de Colorado como se muestra en la Figura 1.1.



Figura 1.1. Ubicación del estado de Kansas (cuadro color rojo) en los Estados Unidos de América. (Tomada y modificada de Google Earth, 2016).

El condado de Butler (Figura 1.2) es el más grande dentro del estado de Kansas, ubicado en la parte Sur-Este central del estado, colinda al Norte con los condados de Marion y Chase, al Sur con el condado de Cowley, al Este con el condado de Greenwood y al Oeste con el condado de Harvey y Sedgwick.

1.2 Distribución de los pozos en el campo Plum Grove South

El campo Plum Grove South cuenta con 34 pozos que extraen aceite (Figura 1.4), tiene un tamaño de 160 acres y hasta año 2017 se han extraído 543,215 barriles de aceite según el Servicio Geológico de Kansas.

Para este trabajo se utilizaron 8 pozos debido a que la base de datos del Servicio Geológico de Kansas no cuenta con la información de los 34 pozos que conforman el campo, sin embargo 8 pozos son suficientes para poder realizar una reevaluación petrofísica de la parte Oeste del campo Plum Grove South.

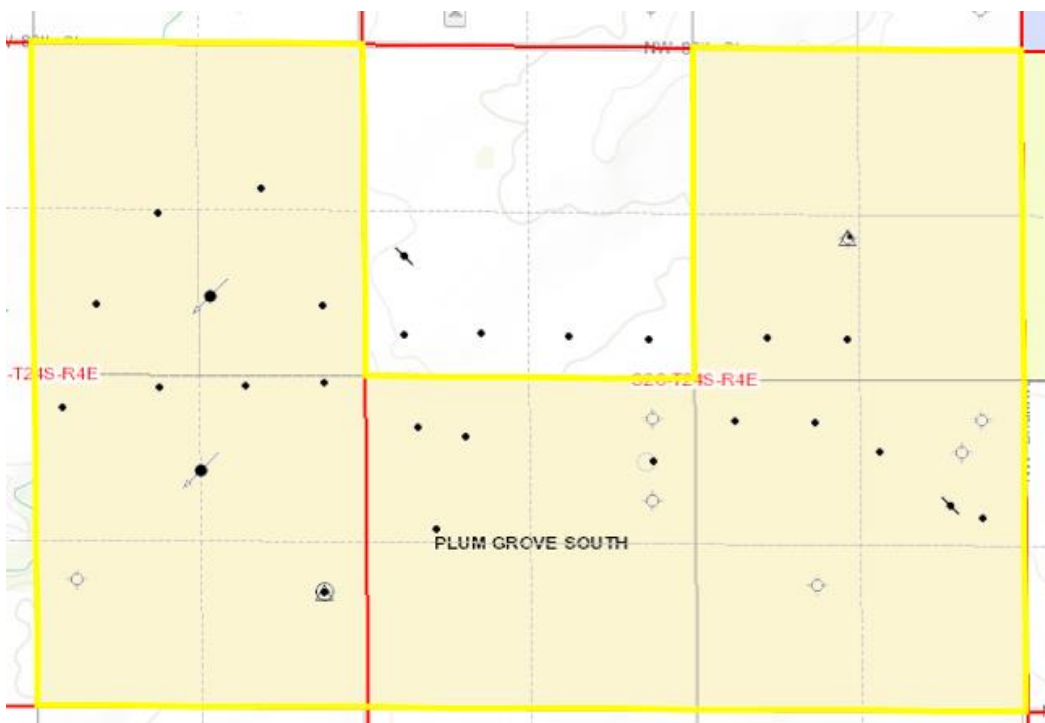


Figura 1.4. Distribución de los pozos en el campo Plum South Grove, en total cuenta con 34 pozos que extraen aceite de los cuales 8 se encuentran secos y abandonados.

(Tomada del Servicio Geológico de Kansas, 2016)

Los 8 pozos que conforma este trabajo son: Klaassen No. 1, Klaassen No. 2, Klaassen No. 5, Klaassen No. 6, Klaassen No. 7, Manns No. 3 y Manns No. 5. La Figura 1.5 muestra la distribución de los pozos.



Figura 1.5. Distribución de los 8 pozos que se utilizaron para realizar la reevaluación del campo Plum Grove South. (Tomada y modificada de Google Earth, 2017).

A continuación se muestra en la Tabla 1.1 las coordenadas UTM de la ubicación de los pozos en el campo Plum Grove South.

Nombre del pozo	X	Y
Klaassen No. 1	678399.0631	4200390.422
Klaassen No. 2	678208.8022	4200380.062
Klaassen No. 4	678115.9159	4200597.284
Klaassen No. 5	677839.2449	4200569.842
Klaassen No. 6	677997.1737	4200370.917
Klaassen No. 7	678103.289	4200171.257
Manns No. 3	678751.2349	4200267.776
Manns No. 5	678631.253	4200287.384

Tabla 1.1. Coordenadas de los pozos del campo Plum Grove South.

1.3 Fisiografía del Condado de Butler

El relieve de Kansas se formó por periodos alternados de erosión y deposición. Estos relieves dividen a las regiones de Kansas de acuerdo a la geología física, o fisiográfica. Cada región es diferente, y sus diferencias son determinadas por la geología, al igual que otros factores como el clima.

El condado de Butler forma parte la provincia fisiográfica de las Colinas Flint (Figura 1.6), y se ubica en la parte centro-Sur de la provincia. Las Colinas Flint son de edad del Pérmico y se estima que se depositaron hace aproximadamente 250 millones de años (Aber, 1991). Durante este periodo estuvo bajo periodos de transgresión y regresión del mar, las rocas de esta provincia están compuestas por una intercalación de capas de lutita y caliza y en algunas partes con areniscas. Los depósitos de caliza se acumularon en áreas de aguas profundas, las lutitas en áreas en zonas de aguas someras y las areniscas en depósitos no marinos, como ríos, lagos o en tierra. Las capas de calizas que se depositaron en el periodo Pérmico contienen abundancia de chert o flint.

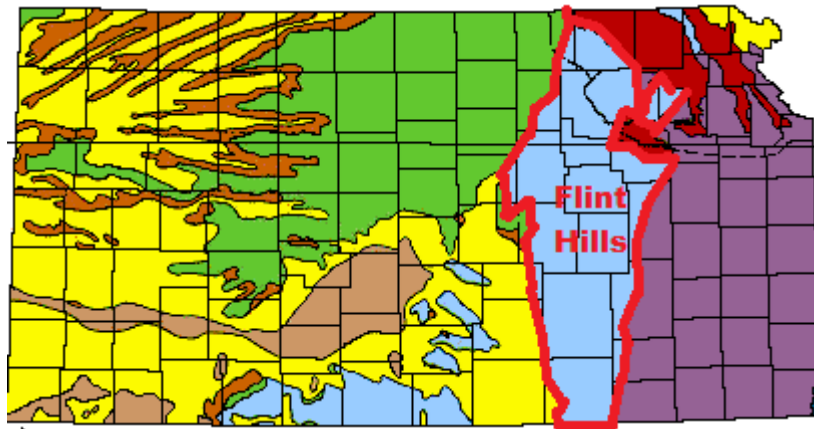


Figura 1.6. Mapa fisiográfico del Estado de Kansas, en rojo se muestra la región llamada Colinas Flint. (Tomada y modificada del Servicio Geológico de Kansas, 2016).

1.4 Geología General del Condado de Butler

1.4.1 Era Cenozoica

Los depósitos del Cenozoico cubren grandes extensiones en Kansas. Las capas de rocas no consolidadas sirven para enmascarar la estratigrafía y las estructuras del subsuelo (Aber, 1991). Los depósitos del Cenozoico son de gran valor económico, especialmente debido a que el agua subterránea que contienen proporciona al estado un gran porcentaje de sus aguas.

Las rocas del cuaternario son relativamente jóvenes (menor de 2 millones de años) y están compuestas por depósitos de aluvión y loess que contienen limos, arcillas, caliza y fragmentos de gravas. El espesor en las tierras altas es de 3 a 4 pies o menores. Los depósitos del Terciario son de edad del Neógeno. Son similares a los depósitos del Cuaternario, y en muchas áreas es extremadamente difícil diferenciarlos.

1.4.2 Era Mesozoica

Durante la era mesozoica, en particular la zona este del estado de Kansas, las rocas fueron excesivamente erosionadas y desplazadas hacia la parte oeste del estado, los sedimentos del mesozoico fueron completamente removidos en el condado de Butler, es por esto que no se han encontrado rocas pertenecientes a esta era en el condado (Merriam, 1963).

1.4.3 Era Paleozoica

Sedimentos marinos y no marinos de la era paleozoica yacen por todo el condado, todos los sistemas de la era paleozoica están reconocidos. Los estratos sedimentarios consisten en lutitas, calizas, dolomitas, areniscas, conglomerados, brechas, y chert, también se han encontrado en algunas capas carbón, sal, yeso y otros tipos de rocas (Adkinson, 1963). El espesor total de las rocas del Paleozoico es de aproximadamente 6100 pies. Existen inconformidades que separan las rocas del Pensilvánico del Mississípico y rocas del Mississípico Devónico de rocas antiguas del Paleozoico.

Las rocas del Pérmico, de edad cercana a 270 millones de años, consisten de capas más o menos delgadas, tienen una intercalación de capas de lutita y caliza. Las rocas consolidadas expuestas en el condado de Butler pertenecen a los grupos Sumner, Chace y Council Grove del Sistema Pérmico. Las rocas más jóvenes afloran a lo largo del borde oeste del condado y las más antiguas están expuestas en el extremo este. El espesor máximo de las rocas del Pérmico es de: 65 pies para el grupo Sumner, 340 pies para el grupo Chase y 130 pies para el grupo Council Grove.

Todas las formaciones del pre-Pensilvánico se desarrollaron en movimientos estructurales que deformaron las rocas más recientes y del Pensilvánico. El pre Pensilvánico, y especialmente las rocas del pre Mississippico, han tenido deformaciones estructurales notables, las fallas tienen desplazamientos pequeños, observados en algunos lugares. La división de las rocas se distingue por tener algunos depósitos de carbón, abundantes invertebrados y plantas. Las rocas del Pensilvánico consisten de lutitas marinas alternadas con capas no marinas.

La dirección de buzamiento de los estratos rocosos del subsuelo son afectados por dos características estructurales, el anticlinal Nemaha y el Arco Chautauqua. El flanco noroeste del Arco Chautauqua yace por debajo de la parte sureste del condado (Aber, 1991). El anticlinal Nemaha entra en el condado de Butler cerca de la esquina suroeste y se extiende del norte al noreste a través de la línea central del límite noreste del condado. De la cresta del anticlinal Nemaha, subyacen unidades de roca hacia el oeste en la Cuenca Sedgwick y hacia el este en la Cuenca Cherokee.

Las rocas más antiguas que componen al Mississippico son de origen marino, las rocas más jóvenes son de origen marino y no marino. La serie del Mississippico inferior consiste en capas de lutita, caliza, dolomita y chert. La serie del Mississippico superior consiste predominantemente de capas de caliza, con intercalaciones de capas de lutita y menores cantidades de chert.

1.5 Estratigrafía del condado Butler

La estratigrafía del condado de Butler se dividió principalmente en grupos debido a la información geológica disponible del condado. Las edades de interés del campo de estudio van del Pérmico Inferior al Mississippico.

1.5.1 Rocas de edad Pérmico

Serie del Pérmico Inferior

Compuesto por el grupo Sumner, el grupo Chase, el grupo Council Grove y el grupo Admire. Consisten principalmente en capas mayormente de lutita, capas delgadas y densas de caliza, areniscas y algunas evaporitas. Muy pequeñas cantidades de aceite se han producido de reservorios de areniscas del Pérmico.

Grupo Sumner

La parte superior del grupo Sumner está compuesta por dolomita limosa de color gris claro y granos finos. En algunas zonas de Butler y Harvey se han encontrado “arenas” que probablemente correspondan a yeso o anhidrita.

La parte media del grupo está conformada principalmente de lutita color marrón rojizo, verde grisáceo y gris. Incluye capas de limolita color gris claro, yeso blanco, anhidrita y dolomita color gris claro que muestra una fina cristalización.

La parte inferior consta de lutita color gris, verde grisáceo, y marrón rojizo; también de yeso blanco y anhidrita, al igual que incluye algo de dolomita gris clara y limolita, sal y pocas cantidades de anhidrita gris clara y lutita gris, se ha logrado identificar también anhidrita gris clara y lutita gris, y una o más capas de dolomita limosa de color olivino gris claro a gris. El grupo Sumner tiene un espesor promedio de 30 pies.

Grupo Chase

El grupo Chase está compuesto principalmente de lutita y dolomita, que se encuentran comúnmente bien granulada y finamente cristalizada. Su espesor promedio es de 300 pies.

En la parte superior se encuentra dolomita limosa medianamente gris y lutita gris dolomítica en partes. Algunas dolomitas contienen chert de color blanco a gris oscuro, así como dolomita limosa de color gris claro y dolomita gris o lutita limosa. En algunas zonas del condado de Butler se ha presentado caliza gris y pequeñas cantidades de limolita dolomítica color gris claro, lutita roja grisácea y verde grisácea, y anhidrita gris clara.

En la parte media del grupo existe caliza color gris clara y dolomita, también se ha encontrado algo de lutita gris. Mucha de las calizas y dolomitas son limosas o anhidríticas, y grisáceas claras a grisáceas oscuras. La mayoría consta de dolomita de color gris clara a gris y caliza que es limosa o anhidrítica en parte. El resto es limo gris, gris rojizo y gris verdoso, o lutita dolomítica y anhidrita gris clara.

La parte inferior está compuesta principalmente de caliza de color gris claro a marrón amarillento pálido, caliza limosa gris, y dolomita gris clara, la caliza en esta zona es dolomítica y finamente oolítica y contiene chert de color gris claro, también se compone de lutita limosa color gris, rojo grisáceo y gris verdoso, en la parte más profunda se encuentra caliza fosilífera de color gris claro a marrón amarillento pálido y algo de lutita limosa de color gris, también contiene caliza limosa. Se ha encontrado chert fosilífero de color gris a gris oscuro.

Grupo Council Grove

Las rocas que componen este grupo son principalmente calizas y lutitas bien granuladas o finamente cristalizadas, también incluye dolomita finamente cristalizada. La parte superior consiste principalmente de calizas y lutitas intercaladas, la caliza es gris clara y marrón amarillento pálido y también limoso en partes. Algunas zonas muestran algo de caliza que contiene chert grisáceo. Mucha de la lutita es grisácea y limosa. El espesor promedio de este grupo es de 150 pies.

En la parte superior se encuentra compuesta principalmente de caliza fosilífera de color gris claro a marrón amarillento pálido que localmente es limoso, finamente oolítico u ooliclástico y con chert. Contiene también lutitas limosas grises o grises verdosas, lutita gris, gris verdosa, rojo grisáceo y caliza limosa grisácea.

La parte intermedia está formada principalmente de caliza fosilífera de color marrón amarillento pálido y gris, también contiene algo de lutita limosa. Consta de cantidades iguales de lutita gris y gris verdoso y de caliza limosa gris. También cuenta con caliza marrón amarillento pálido.

La parte inferior del grupo consta en mayoría de caliza e incluye algo de lutita. La caliza es gris clara a grisácea y marrón amarillenta pálida, limoso en partes y con fósiles en las partes bajas, mucha de la lutita es gris y limosa, también se ha encontrado en colores rojos grisáceos y grises verdosos.

Grupo Admire

El grupo Admire es la base de las rocas Pérmicas y marca el cambio del Pérmico inferior al Pensilvánico superior. Las rocas de este grupo son principalmente formadas por lutita gris, limolita micácea gris, arenisca micácea bien granulada de color gris claro, y caliza bien granulada de color gris a marrón amarillento pálido. Existen pequeñas cantidades de glauconita en algunas capas de caliza. La caliza es común en la parte superior y la arenisca y limolita en las partes medias y bajas de la formación. Su espesor promedio es de 150 pies.

1.5.2 Rocas de Edad Pensilvánico

El Pensilvánico se compone de tres series, la serie Virgil, serie Missouri y la serie Des Moines. Las sucesiones del Pensilvánico son secuencias ciclotémicas clásicas, con secuencias ordenadas de lutitas, arcillas, areniscas, limolitas y areniscas. Ocasionalmente los carbonatos de la edad del Pensilvánico tardío también producen reservorios de aceite.

Serie Virgil

Se compone de los grupos Wabaunsee, Shawnee y Douglas. Esta serie se caracteriza por tener bastante lutita, limolita y arenisca en las partes superiores e inferiores y bastante caliza en la parte media. La caliza se encuentra generalmente bien granulada o finamente cristalizada similar a las calizas de edad Pérmica.

Grupo Wabaunsee

De manera general en este grupo la lutita es el tipo de roca que predomina, la arenisca en este grupo es abundante. La caliza es uniformemente delgada pero persistente. El grupo cuenta con un espesor promedio de 450 pies.

La parte superior consiste principalmente de lutita gris, limolita micácea gris oscura, y areniscas grisáceas claras bien granuladas, pero también incluye algo de caliza gris a marrón amarillento pálido. En algunas zonas la parte superior contiene lutita gris verdosa, gris marrón y rojo grisáceo al igual que se ha identificado una capa delgada de carbón.

La parte media consiste en capas intercaladas de lutita gris, caliza gris oscura a gris marrón y areniscas, muchas de las capas de caliza son limosas, varias son dolomíticas y muchas fosilíferas, también se puede encontrar limos micáceos de color gris y areniscas micáceas de color gris claro bien granuladas. Parte del grupo contiene glauconita y algunas calizas limosas rojizas grisáceas o calizas oolíticas.

La parte baja consiste de lutitas limosas grises, limolitas micáceas, areniscas grises claras bien granuladas y calizas grisáceas claras a grisáceas marrón. Las calizas son principalmente grisáceas claras y marrones amarillentas pálidas, también son limosas, oolíticas, fosilíferas y dolomíticas en parte. Intercaladas con las calizas hay lutitas grises y grises verdosas y limolitas grisáceas claras. Al final se encuentran lutitas grises, muchas de las cuales son limosas y micáceas, limolitas micáceas color grisáceo claro y areniscas bien clasificadas.

Grupo Shawnee

La parte superior se compone principalmente de calizas fosilíferas grisáceas claras a marrón amarillentas pálidas y lutitas fosilíferas grises, también contienen capas negras a grises verdosas de lutita, limolita gris clara, y areniscas grisáceas claras bien granuladas.

La parte media contiene lutita gris, gris verdosa y roja grisácea y lutitas limosas en partes, caliza fosilífera limosa de color marrón amarillento parido, se ha encontrado también una capa delgada de carbón en algunas zonas superiores.

La parte más baja consiste principalmente de calizas fosilíferas y en partes limosas de color anaranjado pálido a marrón amarillento pálido, también se ha encontrado chert denso de color gris claro. El espesor promedio del grupo Shawnee es de 400 pies.

Grupo Douglas

Consiste principalmente de lutitas grises a grises oscuras, limolitas micáceas grises claras, calizas y areniscas bien granuladas. Mucha de la arenisca es limosa, laminar o dolomítica. Las lutitas que contiene también son grises verdosas marrón claro, y rojo grisáceo, las calizas son marrones amarillentas pálidas a grises marrones, dentro del grupo también se ha encontrado dolomitas. La caliza y dolomita es más común en las partes superiores e inferiores. El espesor promedio del grupo es de 300 pies.

Serie Missouri

La serie Missouri se compone por los grupos Lansing, Kansas City y Pleasanton. Se compone principalmente de calizas bien granuladas o bien finamente cristalizadas que generalmente contienen más chert y son más oolíticas que las rocas de la serie Virgil.

Grupo Lansing

Principalmente constituido en su mayoría por calizas fosilíferas de color marrón amarillentas pálidas que contienen oolitas. Mucha de la caliza en este grupo contiene chert que es de color gris oscuro a gris claro, denso y fosilífero en partes. En algunas zonas se ha determinado que contiene lutita gris las cuales pueden llegar a constituir más de la mitad del grupo. El espesor promedio del grupo Lansing es de 135 pies.

Grupo Kansas City

El grupo se compone principalmente de lutitas y calizas. La parte superior consiste principalmente de lutitas limosas grises que contienen cantidades pequeñas de calizas limosas de color marrón amarillento a gris oscuro, y lutitas grises marrones,

algunas partes de las calizas y lutitas contienen glauconita. Las partes medias y bajas de este grupo son caracterizadas por capas de calizas oolíticas y lutitas negras. La caliza en este grupo es de color gris oscuro a marrón amarillento pálido, contiene fósiles y chert. El chert es de color gris a gris oscuro y denso con partes fosilíferas. El espesor promedio del grupo es de 150 pies.

Grupo Pleasanton

Consiste en su mayoría por capas de caliza limosa de color marrón amarillento pálido a gris oscuro, y por lutitas limosas y laminares de color gris, gris verdoso y rojizo grisáceo. El grupo Pleasanton cuenta con un espesor promedio de 150 pies.

Serie Des Moines

Se divide en el grupo Marmaton y el grupo Cherokee. Estos grupos están formados por calizas en las partes superiores y bastante lutita en las partes bajas. La caliza se encuentra bien granulada o finamente cristalizada.

Grupo Marmaton

Consiste en caliza intercalada con lutita pero incluye cantidades pequeñas de limolita. La caliza es marrón amarillento pálido a gris marrón, denso en partes, limoso en partes y oolítico. La lutita es en su mayoría gris, negra, gris verdosa, pero algunas también son rojas grisáceas. Se ha encontrado en algunas partes una capa delgada de carbón. El espesor promedio del grupo es de 250 pies.

Grupo Cherokee

El grupo está compuesto por lutita gris, negra, gris verdosa, marrón, y rojo grisáceo, también cuenta con capas de caliza limosa gris clara o gris marrón. Una pequeña parte del grupo Cherokee contiene limolita gris clara a gris olivino y arenisca bien a medio granulada de color gris claro, gris verdoso y rojo grisáceo. También se ha encontrado una capa delgada de carbón en la parte superior en algunas zonas. En la parte más baja se ha encontrado un conglomerado compuesto principalmente por fragmentos de chert en arcillas grises verdosas o matriz limosa. En algunas otras partes el conglomerado contiene granos de cuarzo, feldespato, rocas ígneas y

metamórficas. Los fragmentos de chert son de color gris claro a gris oscuro, marrón amarillento a pálido, gris verdoso. El espesor promedio del grupo Cherokee es de 350 pies.

1.5.3 Rocas de edad Mississippico

Se divide en dos series, la serie del Mississippico Superior y la serie del Mississippico Inferior.

Serie del Mississippico Superior

Grupo Mississippi

Consiste en su mayoría de calizas negras, grises claras y marrón amarillento pálido, finamente a medio cristalizadas, la caliza en esta zona contiene chert, también se ha encontrado parcialmente glauconita. Muchos campos producen cantidades pequeñas de aceite y de zonas porosas dentro de la sección de carbonatos. El espesor de este grupo tiene un promedio de 300 pies.

Serie del Mississippico Inferior

Compuesto por calizas, dolomitas y algo de lutita. La mayoría de la caliza es gris clara a marrón amarillento pálido, finamente cristalizado, fosilífero, con chert, pero algunas partes son grises a grises marrones y limosas. La serie del Mississippico Inferior tiene un espesor promedio de 335 pies.

2. Geofísica

2.1 Propiedades Petrofísicas

2.1.1 Porosidad

La porosidad es el espacio intersticial volumétrico presente en una roca, esto es, los espacios vacíos dentro de ella, es un indicativo de la capacidad que tiene la roca para contener algún fluido en su interior. La porosidad se representa con el símbolo ϕ , las unidades se presentan como una fracción decimal o como porcentaje.

$$\phi = \frac{V \text{ huecos}}{V \text{ total de roca}} \quad \text{Ec. 2.1}$$

De acuerdo al origen, la porosidad se clasifica como:

Porosidad primaria: esta porosidad existe desde el momento en que se depositan las rocas. En una roca limpia, la matriz está compuesta por granos de arena individuales con forma más o menos esférica y apilada de manera que los poros se encuentran entre ellos, esta porosidad se le conoce como porosidad intergranular o de matriz.

Porosidad secundaria: se genera después de la deposición de la roca y se debe a la acción de aguas de formación mediante disolución, también por remplazo de átomos de calcio por átomos de magnesio provocando dolomitización, o mediante fuerzas tectónicas provocando fracturamiento en las rocas.

La porosidad también se puede clasificar de acuerdo a la comunicación de los poros de la siguiente manera:

Porosidad total: es la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos y el volumen total de la roca.

Porosidad efectiva: se define como la relación de los espacios vacíos interconectados entre el volumen total de la roca.

2.1.2 Permeabilidad

La permeabilidad indica la facilidad con la que los líquidos fluyen a través de una roca. La unidad es el darcy o el milidarcy y se representa con el símbolo K . Para que exista permeabilidad las rocas de la formación deben de tener fracturas o poros interconectados.

Permeabilidad absoluta: se refiere a la habilidad que tiene una roca para transmitir un solo fluido, cuando está completamente saturada.

Permeabilidad efectiva: indica la habilidad de una roca para transmitir un fluido en presencia de otro fluido cuando ambos son inmiscibles.

2.1.3 Resistividad

“La resistividad de una roca es la capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma. La unidad utilizada en los registros es ohmio-metro²/metro, generalmente expresada como ohmio-m. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en milimhos por metro (mmho/m)”. (Schlumberger, 1984)

En general, cuando la porosidad de la formación incrementa, aumenta el agua de formación y por ende, la resistividad es menor. La mayoría de las formaciones que poseen aceite o gas, se componen de rocas que no conducen corriente eléctrica debido a que la matriz de la roca tiene una conductividad nula o resistividad muy alta.

Las mediciones de resistividad verdadera, en conjunto con la resistividad del agua de formación y la porosidad, se utilizan para determinar los valores de saturación de agua.

Dentro de un pozo existen diferentes zonas (Figura 2.1) en las que la resistividad se ve afectada dependiendo del tipo del fluido de perforación y de la invasión que este provoca dentro de la formación.

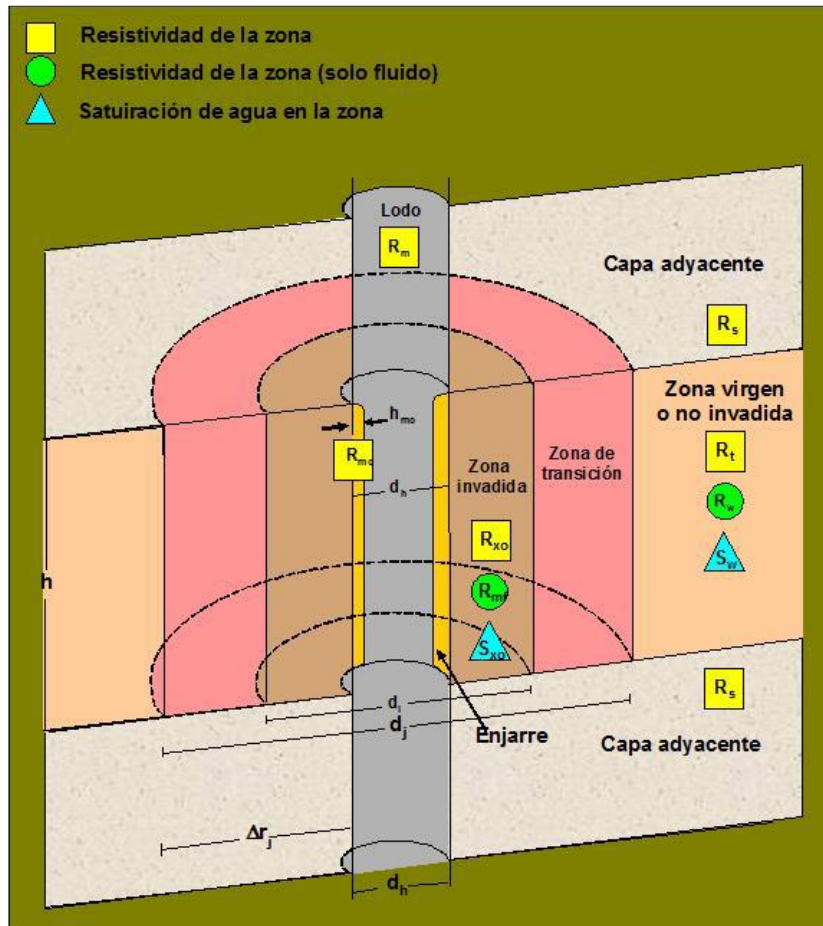


Figura 2.1. Zonas de un pozo en las que la resistividad se ve afectada. (Tomada de Coconi, M. E, 2016).

En la Figura 2.1 se muestran las diferentes zonas dentro de un pozo en la cuales la resistividad se ve afectada, estas zonas son: zona de enjarre, zona invadida, zona lavada y zona verdadera o no invadida las cuales se mencionan a continuación.

Resistividad de la zona de enjarre (R_{mc})

Durante la perforación, el lodo se utiliza para regular la presión dentro del pozo. Al ser mayor la presión hidrostática ejercida por parte del lodo, éste se filtra dentro de las zonas permeables y las partículas sólidas se depositan en las paredes del pozo, originando así una zona de enjarre o mudcake. El enjarre afecta la respuesta de la resistividad al reemplazar el agua de formación por el lodo filtrado.

Resistividad de la zona invadida (R_i)

La zona invadida se refiere a la zona en la que el lodo de perforación ha filtrado la formación. La resistividad de esta zona se ve afectada por el tipo de fluido de perforación. La zona invadida se encuentra compuesta por una zona lavada y una zona invadida, en esta última la el lodo de perforación y el agua de formación se han mezclado.

Resistividad de la zona lavada (R_{xo})

Esta zona forma parte de la zona invadida y tiene una profundidad de algunas cuantas pulgadas. Cuando existe invasión profunda, el lodo filtrado reemplaza completamente el agua de la formación. La determinación del grado de reemplazo del lodo filtrado se puede estimar mediante la diferencia entre la saturación de agua en la zona lavada y la resistividad de la zona no invadida o verdadera cuando se encuentran hidrocarburos en la zona lavada.

Resistividad de la zona verdadera (R_t)

Esta zona se define como el área más lejana del pozo en la que los fluidos de una formación no están contaminados por el lodo filtrado. Los poros en esta zona están saturados de agua de formación o hidrocarburos. La resistividad en esta zona se ve afectada por el fluido que contenga en sus poros, es decir, la resistividad verdadera de la formación.

Resistividad del agua de formación (R_w)

Se refiere a la resistividad que tiene el agua contenida en la zona verdadera en donde no ha sido invadida y reemplazada por el fluido de perforación. Los valores de la resistividad del agua se pueden obtener mediante gráficas de Pickett.

2.1.4 Radioactividad

“Las rocas son radioactivas debido a los elementos radiactivos diseminados que contienen. Todos los elementos que tienen un número atómico mayor a 83 son radioactivos”. (Pirson, 1963)

A pesar de que muchos elementos emiten radiaciones alpha (α), beta (β) y gamma (γ), para el interés de los registros geofísicos las emisiones gamma son las de importancia. Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía, los elementos radiactivos de las series del uranio y del torio, y el isotopo de potasio radiactivo de peso atómico 40 (K^{40}), emiten casi toda la radiación gamma en la tierra, el número y energía de estos elementos son distintivos, las series de uranio y torio emiten rayos gamma de diferentes energías, mientras que el potasio (K^{40}) emite una sola energía de 1.46 MeV.

Las rocas más radiactivas son las lutitas debido a que los elementos radiactivos son absorbidos más fácilmente por las partículas de arcilla. Las rocas carbonatadas y silíceas tienen bajos valores de radioactividad.

2.1.5 Volumen de arcillas

Las arcillas y las lutitas poseen valores de porosidad muy altos pero debido al tamaño de sus granos poseen muy baja permeabilidad, sirviendo como sello en los reservorios. La porosidad total se ve seriamente influida por la arcilla presentando valores altos que no corresponden a valores reales, es por ello que es imprescindible calcular el volumen de arcilla para determinar la porosidad efectiva. (Arroyo, 1987)

2.1.6 Saturación de fluidos

La saturación de agua es la cantidad del volumen de poros en una roca que es ocupado por agua de la formación. Se representa como porcentaje o fracción decimal y se utiliza el símbolo S_w .

El cálculo de la S_w en formaciones limpias se realiza generalmente mediante la ecuación de Archie:

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

S_w = saturación de agua

a = factor de tortuosidad

m = exponente de cementación

n = exponente de saturación

R_w = resistividad del agua de formación

ϕ = porosidad

R_t = resistividad verdadera de la formación

Si solo existiera agua en los poros, la formación tendrá un 100% de saturación de agua, sin embargo, por naturaleza, los poros de una roca están saturados con diferentes fluidos (agua, aceite o gas) de manera que la suma de las saturaciones de los estos fluidos (S_w , S_o , S_g) sea igual al 100%.

La saturación de hidrocarburos es la cantidad del volumen de poros en una roca que es ocupado por hidrocarburos, se determina usualmente con la diferencia entre la unidad y la saturación del agua:

$$S_o = 1 - S_w$$

Ec. 2.3

2.1.6.1 Modelo de Doble Agua

Después de los trabajos realizados por Archie se observó que existían limitaciones en formaciones que contenían lutitas y/o arcillas. Debido a la presencia de minerales de arcilla o lutitas en un yacimiento las mediciones se pueden ver afectadas, lo que provoca la obtención de valores erróneos de saturación de agua y de porosidad derivada de los registros, los cuales no solo se limitan a yacimientos en los que la matriz se encuentra formada por areniscas, sino que también ocurre en calizas y dolomitas. En el año de 1978, Hilchie se dio cuenta de que el mayor efecto provocado por la presencia de lutitas en el yacimiento es la reducción en el contraste de la resistividad entre el aceite o gas, y el agua; ocasionando que resulte imposible determinar si una zona es productiva, Hilchie sugiere que el contenido de arcilla que afecta de manera significativa los registros para obtener la saturación de agua debe

de ser mayor de 10 a 15%, es por esto que la estimación del contenido de arcilla debe de realizarse de manera cuidadosa porque si se sobreestima el contenido de arcilla, una zona que se encuentra llena de agua puede aparecer como una zona llena de hidrocarburo.

El modelo de doble agua hace uso de las propiedades eléctricas de las arcillas en la formación para predecir de manera acertada la saturación de agua. Este modelo postula dos tipos diferentes de agua en formaciones arcillosas (Figura 2.2), la primera, una capa inamovible de agua cerca de la superficie de la arcilla llamada agua ligada y, la segunda, el agua removible que puede ser desplazada por hidrocarburos denominada agua libre. El modelo aproxima de manera muy eficaz la respuesta de las formaciones arcillosas en una gran variedad de condiciones.

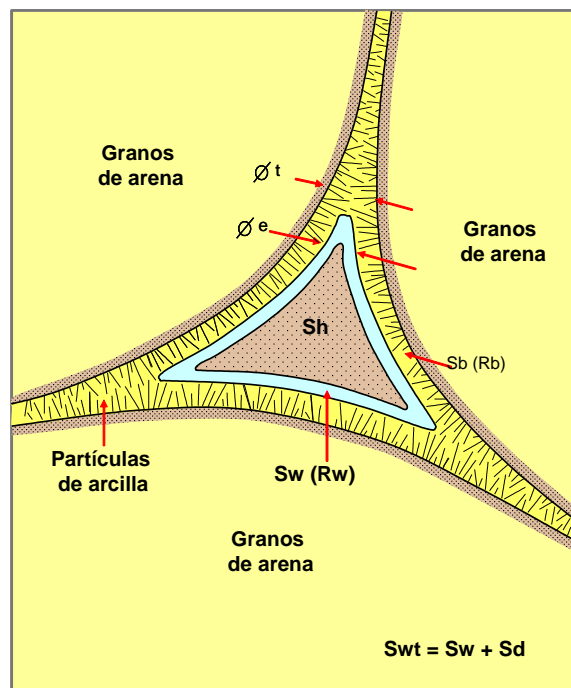


Figura 2.2. Modelo de doble agua en arenas arcillosas con agua ligada a las arcillas (S_b) y agua libre (S_w). (Tomado de Asquit, 2004).

El cálculo del modelo de doble agua se realiza a partir de nueve pasos:

1. Cálculo del volumen de arcilla (V_{sh}).

2. Corrección de la porosidad (obtenida de los registros de Neutrón y Densidad) por arcilla mediante las siguientes ecuaciones propuestas por Dewan en 1983:

$$\phi_{nc} = \phi_n - (V_{cl} \times \phi_{nsh}) \quad \text{Ec.2.4}$$

$$\phi_{dc} = \phi_d - (V_{cl} \times \phi_{dsh}) \quad \text{Ec.2.5}$$

Donde

ϕ_{nc} = porosidad de neutrón corregida por arcillas

ϕ_{dc} = porosidad de densidad corregida por arcillas

ϕ_n = porosidad del neutrón en formaciones de lutita

ϕ_d = porosidad de densidad en formaciones de lutita

V_{cl} = volumen de arcilla

ϕ_{nsh} = porosidad de neutrón en lutitas.

ϕ_{dsh} = porosidad de densidad en lutitas

3. Cálculo de la porosidad efectiva para aceite (Ec. 2.6) o gas (Ec. 2.7).

$$\phi_e = \frac{(\phi_{nc} \times \phi_{dc})}{2} \quad \text{Ec. 2.6}$$

$$\phi_e = \left[\frac{(\phi_{nc}^2 \times \phi_{dc}^2)}{2} \right]^{1/2} \quad \text{Ec. 2.7}$$

Donde

ϕ_{nc} = porosidad de neutrón corregida por arcillas

ϕ_{dc} = porosidad de densidad corregida por arcillas

ϕ_e = porosidad efectiva

4. Cálculo de la porosidad total en la lutita adyacente.

$$\phi_{tsh} = \delta \phi_{dsh} + (1 - \delta) \phi_{nsh} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Donde

$\delta = 0.5$ a 1.0

ϕ_{dsh} = porosidad de densidad en la lutita

ϕ_{nsh} = porosidad de neutrón en la lutita

5. Cálculo de la porosidad total y saturación de agua ligada o vinculada:

$$\phi_t = \phi_e + V_{cl} \times \phi_{tsh} \quad \text{Ec. 2.9}$$

$$S_b = \frac{V_{cl} \times \phi_{tsh}}{\phi_t} \quad \text{Ec. 2.10}$$

Donde

S_b = saturación del agua ligada a las arcillas

ϕ_t = porosidad total

ϕ_e = porosidad efectiva

V_{cl} = volumen de arcilla

ϕ_{tsh} = porosidad total de la lutita adyacente

6. Cálculo de la resistividad del agua ligada a las arcillas.

$$R_b = R_{sh} \times \phi_{tsh}^2 \quad \text{Ec. 2.11}$$

Donde

R_b = resistividad del agua ligada

R_{sh} = resistividad de la lutita adyacente

ϕ_{tsh} = porosidad total de la lutita adyacente

7. Cálculo de la resistividad del agua aparente en arenas arcillosas.

$$R_{wa} = R_t \times \phi_t^2 \quad \text{Ec. 2.12}$$

Donde

R_{wa} = resistividad del agua aparente de la formación

R_t = resistividad profunda de la formación

ϕ_t = porosidad total

8. Cálculo de la saturación de agua total corregida por arcilla.

$$S_{wt} = b + \sqrt{b^2 + \frac{R_w}{R_{wa}}} \quad \text{Ec. 2.13}$$

Donde

S_{wt} = saturación de agua total corregida por arcilla

R_w = resistividad del agua de formación

R_{wa} = resistividad del agua aparente de formación

$$b = \frac{S_b(1 - (\frac{R_w}{R_b}))}{2} \quad \text{Ec. 2.14}$$

9. Cálculo de la saturación de agua efectiva.

$$S_{we} = \frac{(S_{wt} - S_b)}{(1 - S_b)} \quad \text{Ec.2.15}$$

Donde

S_{we} = saturación de agua efectiva

S_{wt} = saturación de agua total

S_b = saturación de agua ligada a las arcillas

2.2 Registros Geofísicos

Los registros geofísicos son técnicas que se utilizan para determinar casi de manera directa propiedades y parámetros físicos de las rocas. Sirven para determinar in situ propiedades físicas de las rocas. Los registros de pozo no identifican cuantitativamente el tipo de roca que es atravesada por el pozo, miden las propiedades físicas y químicas de las rocas las cuales se correlacionan con muestras de núcleos o de canal extraídos durante la perforación (Arroyo, 1987). La obtención de un registro se realiza por medio de una sonda compuesta por un emisor y un receptor que recorre la trayectoria del pozo obteniendo como resultado un gráfico X-Y en donde el eje Y representa la profundidad y el eje X representa la amplitud de las propiedades medidas como la porosidad, resistividad, densidad, tiempo de tránsito, etcétera. Las sondas son cilindros de metal que tienen en su interior circuitos electrónicos sofisticados y complejos, varían dependiendo de la propiedad que mide, la necesidad de la investigación y las condiciones y profundidad del pozo.

Con los registros geofísicos de pozo se puede determinar de manera cualitativa los cambios en la litología, la presencia de fluidos dentro de una formación, fallas estructurales e identificar la presencia de materia orgánica gracias a que se tiene el conocimiento del comportamiento de las curvas de los registros. Cuantitativamente,

los registros geofísicos permiten determinar la porosidad, la permeabilidad, la saturación de agua, el contenido de arcilla del pozo y la cantidad de hidrocarburo ayudando a determinar la rentabilidad del yacimiento.

2.2.1 Clasificación de los registros geofísicos

Los registros geofísicos de pozo son variados y se pueden clasificar de acuerdo al principio físico de la herramienta, de manera general, se pueden dividir en tres grupos, eléctricos, acústicos y radiactivos. La Figura 2.3 muestra la clasificación de los registros.

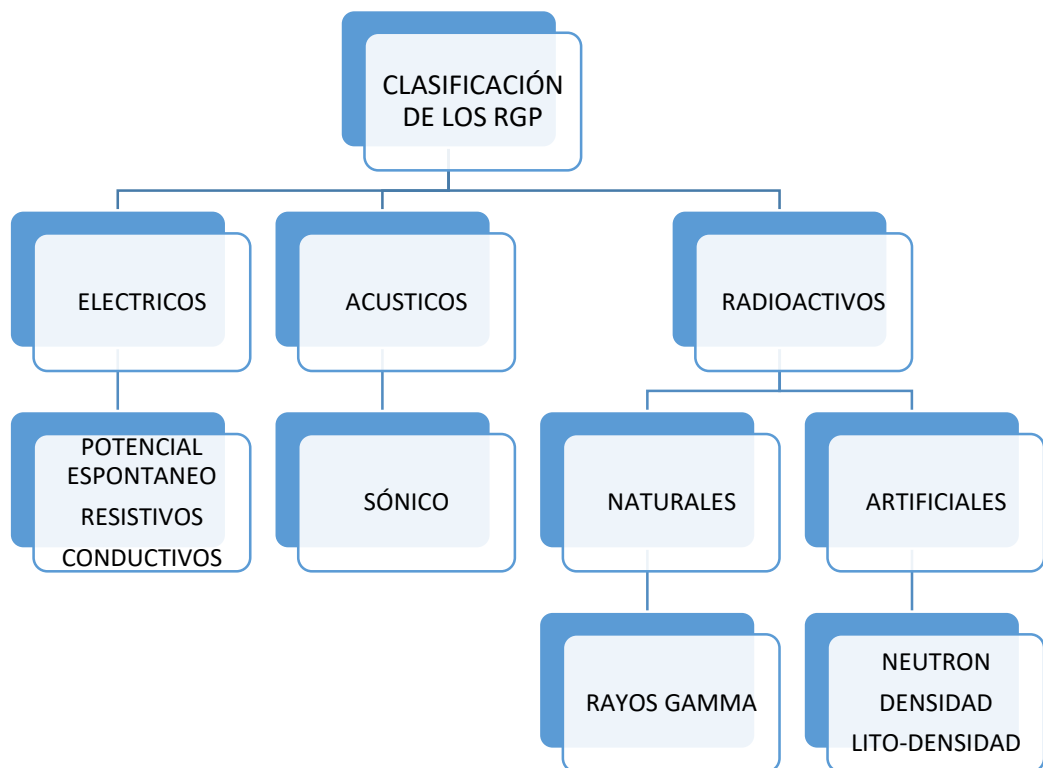


Figura 2.3. Clasificación de los registros geofísicos. (Tomada y modificada de Coconi, M. E., 2016).

2.2.2 Profundidad de investigación y resolución de los registros

Las herramientas que se utilizan para medir las diferentes propiedades físicas dentro de un pozo tienen alcances diferentes, el uso de cada herramienta depende del objetivo de la investigación (Figura 2.4). La resolución es una parte importante para la elección de la herramienta a usar, cada herramienta tiene una resolución

vertical y horizontal distinta. La resolución horizontal depende de la separación que existe entre el transmisor y el receptor e indica la profundidad de la información obtenida dentro de la formación. La resolución vertical depende de la cantidad de mediciones hechas en un intervalo de profundidad, esta resolución indica cual es la capa más pequeña que se puede observar, entre más mediciones existan en un intervalo se podrá observar capas con espesores más pequeños.



Figura 2.4. Profundidad y resolución de los registros. (Tomado de Coconi M. E. 2016.)

2.2.3 Registros Convencionales Utilizados

2.2.3.1 Registro de Potencial Espontaneo

El registro de SP es usado para determinar litologías, así como para distinguir zonas permeables (como areniscas) de zonas impermeables (como lutitas). También se utiliza para correlacionar zonas entre pozos.

“El registro SP es una medición del voltaje de corriente directa que se desarrolla naturalmente entre un electrodo movable en el pozo y un electrodo localizado en superficie” (Asquit, 2004). Se mide en milivolts (mV).

Debido a que se necesitan fluidos conductivos para la generación de voltaje dentro del pozo, el registro SP no puede ser usado en lodos de perforación no conductivos como lodos base aceite o aire.

El registro SP es comúnmente grabado en la pista 1 y es utilizado para:

- Detectar capas permeables
- Detectar límites de las capas permeables
- Determinar la resistividad del agua de formación (R_w)
- Determinar el volumen de arcilla en capas permeables

2.2.3.2 Registro de Rayos Gamma

El registro de GR es una medición de la radiactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla porque los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas.

Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radiactividad, a menos que contaminantes radiactivos como cenizas volcánicas, sales de uranio o residuos de granito estén presentes, o que las aguas de formación contengan sales radiactivas.

El registro de GR puede ser corrido en pozos entubados lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o reparación de pozo.

Con frecuencia se utiliza para complementar el registro del SP, y como sustituto para la curva SP en pozos perforados con lodo salado, aire, lodos base aceite o secuencias no clásticas.

Es útil para:

- Determinar la localización de capas con y sin arcilla (identificar litologías)
- Calcular el volumen de arcillas
- Correlación entre formaciones.

2.2.3.3 Registros de Resistividad

“El registro eléctrico mide la resistividad de las formaciones (resistencia) al paso de la corriente eléctrica. Ya que el rango de las magnitudes medidas de la resistividad es amplio, los registros correspondientes se grafican en una escala logarítmica”. (Coconi, M. E., 2007)

La elección del tipo de registro que se utilizara depende del fluido de perforación del pozo y de la resistividad de la formación. Los registros de inducción pueden ser tomados en lodos base aceite o agua fresca y aire, y usados en formaciones de baja resistividad. Los registros resistivos pueden ser medidos en lodos de perforación salados y en formaciones de altas resistividades.

El principal uso de la resistividad es para limitar las zonas de aceite o fluidos. La habilidad de una roca para transmitir una corriente eléctrica está en función del agua que existe en sus poros. En formaciones porosas y saturadas con agua salada la resistividad tiende a bajar, mientras que en formaciones saturadas por hidrocarburos la resistividad es alta. En general los valores de resistividad alta pueden indicar alta porosidad así como la presencia de los hidrocarburos en una formación o también pueden estar asociadas a la caliza compacta así como a la dolomita.

En general los registros resistivos son usados para:

- Determinar contacto con hidrocarburo contra zonas de contactos de agua
- Indicar zonas permeables
- Determinar porosidad

El registro de inducción mide la conductividad de la formación. La herramienta de inducción contiene un arreglo de bobinas eléctricas aisladas en un cuerpo no conductivo de fibra de vidrio y alimentado por un oscilador de corriente constante, la que genera un campo magnético alrededor de la herramienta que, a su vez, induce corrientes en la formación con intensidades que dependen de su conductividad o resistividad. La corriente que circula en anillos concéntricos de la

herramienta, en la formación, genera un segundo campo magnético proporcional a la intensidad de las corrientes en la formación, que es detectado por el arreglo de bobinas receptoras en la herramienta. Esta información obtenida por las bobinas receptoras en la herramienta es enviada a la superficie, donde es convertida en valores de conductividad, con mnemónico CILD, y de resistividad, con mnemónico ILD (Viro Consultoría Ltda., 1997).

De manera general, se presenta en la Tabla 2.1 la clasificación de los diferentes tipos de herramientas y la profundidad de la investigación de cada una.

Registros de inducción (miden la conductividad de la formación)		
Inducción (profundo y medio)		
Registros de resistividad (miden la resistividad de la formación)		
Normal	Microlaterolog (MLL)	
Lateral	Microlog (ML)	
Laterolog (somera y profunda)	Registro de Proximidad (PL)	
Registro Esférico Enfocado (SFL)	Registro Micro esférico Enfocado (MSFL)	
Profundidad de investigación de los registros eléctricos		
<i>Zona lavada (Rxo)</i>	<i>Zona invadida (Ri)</i>	<i>Zona no invadida (Rt)</i>
MicroLog (ML)	Normal Corto (SN)	Normal Largo (LN)
Microlaterolog (MLL)	Laterolog-8 (LL8)	Lateral Log
Registro de Proximidad (PL)	Registro Esférico Enfocado (SFL)	Inducción Profunda (ILd)
Registro Micro esférico Enfocado (MSFL)	Inducción Media (ILm)	Laterolog Profundo (LLd)
	Laterolog Somero (LLS)	Laterolog-7 (LL7)
	Laterolog-3 (LL3)	

Tabla 2.1. Clasificación de las herramientas de inducción y resistividad. (Tomado y modificado de Asquit, 2004).

2.2.3.4 Registro Sónico

El registro sónico es un registro de porosidad que mide el intervalo de tiempo de tránsito (Δt) de una onda acústica compresional que viaja a través de la formación. La herramienta del registro sónico consiste en uno o más transmisores ultrasónicos y dos o más receptores. Estos dispositivos son diseñados para reducir de gran manera el efecto de la variación del tamaño del agujero del pozo.

El intervalo de tiempo de tránsito (Δt) en microsegundos por pie [$\mu\text{sec}/\text{ft}$] (o también en microsegundos por metro, $\mu\text{sec}/\text{m}$) es el recíproco de la velocidad de una onda acústica compresional. La curva del intervalo de tiempo de tránsito comúnmente se coloca en la pista 2 o 3. La curva sónica de porosidad (SPHI) es a veces mostrada en las pistas 2 y 3, a lo largo de la curva DT. La pista 1 generalmente contiene Caliper, Rayos Gamma o SP.

El intervalo del tiempo de tránsito (Δt) depende de la litología y de la porosidad. Mediante el registro sónico se puede determinar la porosidad a través de las siguientes ecuaciones:

Ecuación de Wyllie:

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad \text{Ec. 2.16}$$

Ecuación de Raymer-Hunt-Gardner:

$$\phi_s = \frac{5}{8} \times \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{log}} \quad \text{Ec. 2.17}$$

Donde:

ϕ_s = porosidad derivada del registro sónico

Δt_{ma} = intervalo del tiempo de tránsito de la matriz

Δt_{log} = intervalo del tiempo de tránsito de la formación

Δt_{ff} = intervalo del tiempo de tránsito en el fluido en la formación (lodos base agua= 189 $\mu\text{sec}/\text{ft}$; lodos salados= 185 $\mu\text{sec}/\text{ft}$)

2.2.3.5 Registro de Densidad

La densidad es medida en gramos por centímetro cúbico, g/cm^3 (o Kg/m^3 o Mg/m^3), y se indica por la letra griega ρ (rho). El registro mide la densidad de electrones de la formación. Esta densidad de electrones de la formación está relacionada a la densidad volumétrica de la formación (RHOB o ρ_b). La densidad volumétrica se relaciona a la porosidad de la formación.

En los registros de densidad, una fuente radioactiva, usualmente Cesio-137 o Cobalto-60, es aplicada a la pared del agujero, esta fuente emite a la formación rayos gamma de mediana energía en el rango de 0.2 a 2 MeV; siendo los rayos gamma los de alta velocidad y chocan con los electrones de la formación, originando así al efecto Compton en el que cada choque los rayos gamma pierden energía. El número de colisiones en el efecto Compton se relaciona con el número de electrones de la formación, por lo que la respuesta está dada por la densidad de electrones (número de electrones por centímetro cúbico).

Los registros de densidad también llevan una curva fotoeléctrica (P_e , PE, o PEF) que responde a la litología de la formación y es afectada menormente por la porosidad y por el tipo de fluido del espacio poroso.

El registro de densidad ayuda a:

- Identificar minerales de depósitos evaporíticos
- Detectar zonas de contacto con gas
- Determinar la densidad del hidrocarburo
- Evaluar reservorios de arenas-arcillas y litologías complejas
- Determinar la producción de lutitas con contenido de aceite
- Determinar propiedades mecánicas de las rocas

La herramienta de densidad tiene una profundidad de investigación relativamente baja.

La curva de la densidad volumétrica (RHOB) es grabada en las pistas 2 y 3. La curva del efecto fotoeléctrico (Pe barns por electrón, b/e) es mostrado en la pista 2 o 3. Una curva de corrección (DRHO en g/cm^3 o Kg/m^3), se muestra en la pista 2 o 3, esta curva indica cuanto ha sido la corrección que se ha hecho a la curva de densidad volumétrica durante el procesado de los efectos de agujero del pozo y es usado como un indicador de control de calidad.

La densidad volumétrica de la formación (ρb) es una función de la densidad de la matriz, la porosidad y la densidad del el fluido en los poros (lodo de agua salada, lodo de agua dulce, o hidrocarburos). La ecuación para calcular la porosidad es:

$$\phi D = \frac{\rho ma - \rho b}{\rho ma - \rho fl} \quad \text{Ec. 2.18}$$

Donde:

ϕD = porosidad derivada de la densidad

ρma = densidad de la matriz.

ρb = densidad volumétrica de la formación (lectura del registro)

ρfl = densidad del fluido.

Comparando los registros de densidad, neutrón y resistivos, permiten una precisa identificación de yacimientos de gas-aceite, gas-agua, aceite-agua; también para correlacionar facies.

2.2.3.6 Registro de Neutrones

El registro de neutrón es un registro de porosidad que mide la concentración de hidrogeno de la formación (PHIN, o NPHI, o ϕN).

Los neutrones son creados de una fuente química en la herramienta de registro de neutrón. La fuente química usualmente es una mezcla de americio y berilio los

cuales emiten neutrones continuamente. Cuando chocan con el núcleo de la formación el neutrón pierde energía. Con suficientes choques, el neutrón es absorbido por un núcleo y un rayo gamma es emitido. Debido a que el átomo de hidrogeno es casi igual a la masa del neutrón, la máxima pérdida de energía ocurre cuando la energía perdida es dominada por la concentración de hidrogeno de la formación. Debido a que el hidrogeno en los poros de la formación está concentrada en los poros llenos de un fluido, la energía perdida se puede relacionar a la porosidad e la formación.

Las curvas de neutrón se muestran en las pistas 2 y 3, en unidades referenciadas a una litología específica (comúnmente entre lutita o arenisca dependiendo del ambiente geológico).

La respuesta del registro de neutrón varía, dependiendo de:

- Diferencias en los tipos de detector y lo que detectan (rayos gamma y/o neutrones de diferentes energías)
- Espacio entre la fuente y el detector
- Litología (areniscas, lutitas o dolomitas)

El registro de neutrones más usado es el de neutrón compensado, el cual tiene una fuente y dos detectores. La principal ventaja es que este registro es menos afectado por la irregularidad del agujero del pozo. El registro de neutrones normal y el compensado pueden ser grabados en unidades de porosidad de lutitas, areniscas o dolomitas.

3. Metodología

3.1 Metodología para la evaluación de petrofísica de formaciones

Para el desarrollo de este trabajo se propone la siguiente metodología que permitirá realizar la reevaluación del campo Plum Grove South del Condado de Butler, Kansas, utilizando el software de procesamiento Interactive Petrophysics© de la compañía Senergy®. Se divide en cuatro etapas, la primera etapa consiste en realizar un control de calidad, esto es, analizar cualitativamente la base de datos de cada pozo, cargar los pozos en el software, identificar y determinar las cimas, visualizar las curvas y ajustar las escalas correspondientes a cada herramienta. La segunda etapa consiste en calcular la curva de temperatura de la formación, procesar los datos para definir la matriz de la formación, determinar las principales propiedades petrofísicas (R_w , V_{sh} , S_w , Φ , etc.) y especificar la litología (mineralogía compleja). La etapa 3, consiste en determinar la permeabilidad de la formación, calcular la cantidad de hidrocarburo e identificar las zonas de paga. Por último, la etapa 4, consiste en generar, a partir de los resultados obtenidos, cubos de propiedades petrofísicas con el software SGeMs© de la Universidad de Stanford. La Figura 3.1 muestra los pasos a seguir.

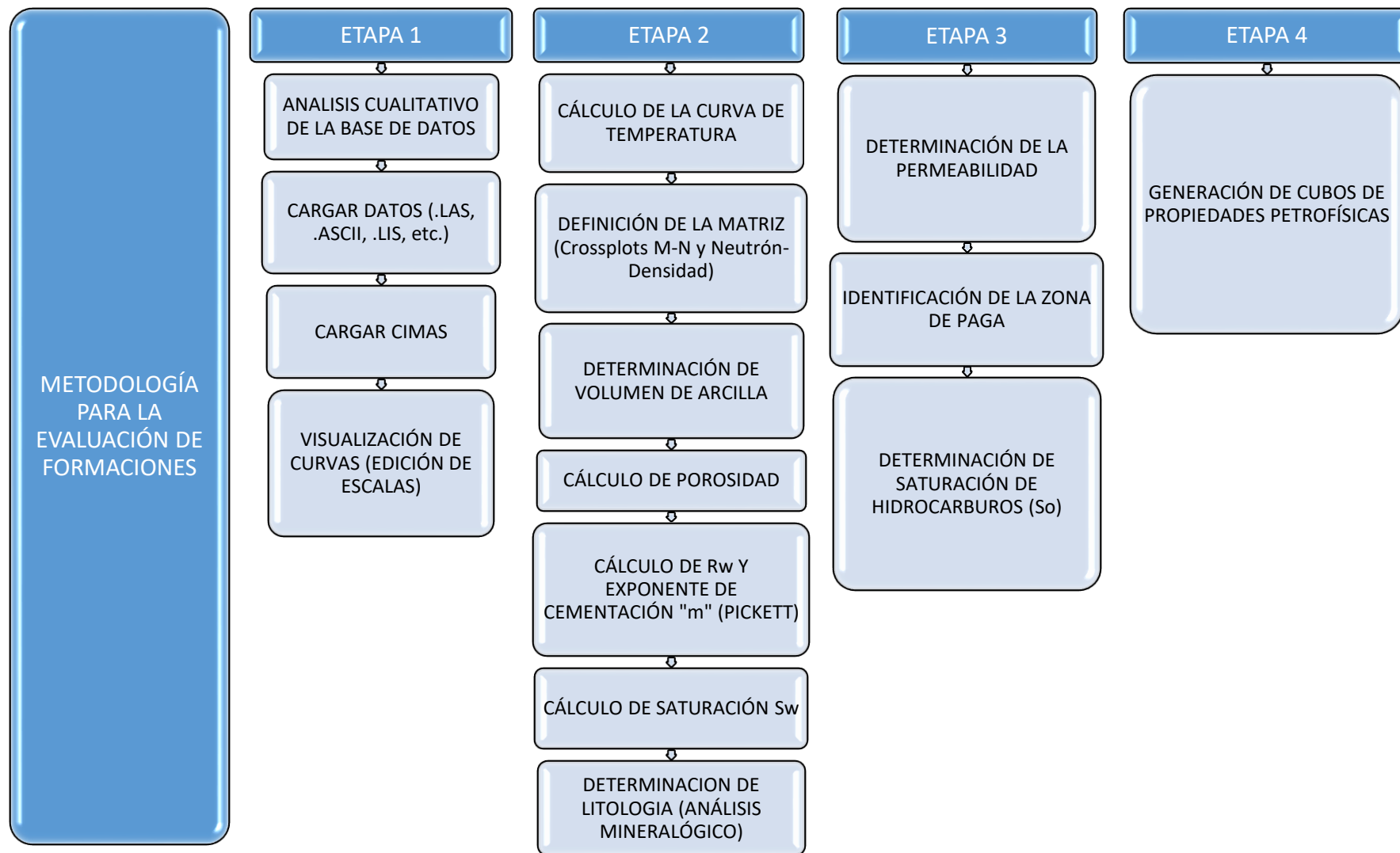


Figura 3.1. Metodología a seguir para evaluar el campo Plum Grove South. (Tomado y modificado de Coconi M. E., 2016)

3.2 Etapa 1. Control de Calidad

El control de calidad consiste en analizar de manera cualitativa los datos con los que se cuentan, es importante conocer el formato del archivo de los pozos porque cada tipo de archivo tiene diferente estructura, generalmente se utilizan los siguientes tipos de archivos con las extensiones: .las, .ascii, .lis, .dlis. Una vez conocida la extensión de los archivos, se realiza una tabla en la que se identifican: las coordenadas del pozo, la producción (aceite o gas), las cimas (de acuerdo a la información geológica y estratigráfica previamente analizada), el intervalo de los valores de cada registro, el valor nulo que existe en los registros (generalmente es un valor de -999), el intervalo de muestreo, el tipo de curvas y unidades con las que se cuentan en el registro. La Figura 3.2 muestra una base de datos generada para el pozo Klaassen No. 1.

Campo:		Plum Grove South			Condado:	Butler	Nombre del Pozo:			Klaassen No. 1
Coordenadas		Productor	Intervalo		Valor Nulo	Valor de Muestreo	Curvas		Descripción	
Este	Norte		Prof. min.	Prof. Max.			Curvas	Unidades		
678208	4200380	Aceite	-2	2710.5	-999.25	0.5	DEPTH	Ft.	Profundidad	
		Cimas (Ft)	-0.5	2710.5	-999.25	0.5	CILD	mmho/m	Conductividad Profunda	
Cima	Piso	Grupo	-0.5	2710.5	-999.25	0.5	RLL3	Ohm.m	Resistividad Somera	
0	5	Goessel soil/loess	-0.5	2710.5	-999.25	0.5	SP	mV	Potencial Espontaneo	
5	15	Quaternary Alluvium	-0.5	2710.5	-999.25	0.5	RILD	Ohm.m	Resistividad Profunda	
15	25	Quaternary Terrace Alluvium	-0.5	2710.5	-999.25	0.5	RILM	Ohm.m	Resistividad Media	
25	30	Olpe Soil/Neogene Alluvium	-2	2710.5	-999.25	0.5	DCAL	In.	Caliper	
30	60	Sumner	-2	2710.5	-999.25	0.5	RHOB	gr/cc	Densidad	
60	360	Chase	-2	2710.5	-999.25	0.5	RHOC	gr/cc	Corrección de Densidad	
360	510	Council Grove	-2	2710.5	-999.25	0.5	DPOR	Pu.	Porosidad de Densidad	
510	662.5	Admire	-2	2710.5	-999.25	0.5	CNLS	Pu.	Neutron Porosidad de Caliza	
662.5	1022	Wabunsee	-2	2710.5	-999.25	0.5	GR	API	Rayos Gamma	
1022	1426.5	Shawnee	1495	2672.5	-999.25	0.5	DGA	gr/cc	Densidad Aparente de Granos	
1426.5	1843.5	Douglas	-2	2710.5	-999.25	0.5	DT	µsec/Ft.	Tiempo de Transito	
1843.5	1988	Lansing	-2	2710.5	-999.25	0.5	ITT		Tiempo Integrado de Viaje	
1988	2169	Kansas City	-2	2710.5	-999.25	0.5	SPOR	Pu.	Porosidad de Sonico	
2169	2265.5	Pleasanton								
2265.5	2420.5	Marmaton								
2420.5	2538.5	Cherokee								
2538.5	3195	Mississippi								

Figura 3.2. Análisis cualitativo de la información que contiene el pozo Klaassen No.1.

El siguiente paso consiste en cargar los datos en el software Interactive Petrophysics®, y determinar de manera organizada el tipo de registros que existen en la base de datos, así como definir el intervalo de profundidad y unidades correspondientes. Después, se cargan las cimas (definiendo los intervalos de profundidad que corresponde a cada grupo geológico) y se generan las curvas de los registros a partir de la opción del templete llamado “Triple Combo” que ofrece el software, este templete consiste en cargar en el carril 1 la profundidad, en el carril

3.3 Etapa 2. Procesamiento de datos.

3.3.1 Temperatura de la formación

A medida que se penetra en el interior de la tierra la temperatura aumenta, este fenómeno es mejor conocido como gradiente geotérmico, el aumento es gradual y se estima que asciende aproximadamente 1°C cada 100 pies.

“El cálculo de la temperatura de formación T_f es importante en el análisis de registros porque la resistividad del lodo de perforación (R_m), el lodo filtrado (R_{mf}), y el agua de formación (R_w) varía con la temperatura”. (Asquit, 2004)

La siguiente ecuación sirve para calcular la curva de temperatura de la formación.

$$T_f = \left(\frac{T_{max} - T_{min}}{PROF_{max}} \times PROF_f \right) + T_{min} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

T_f = temperatura de la formación

T_{max} = temperatura máxima del pozo en función de la profundidad

T_{min} = temperatura en superficie

$PROF_{max}$ = profundidad máxima del pozo

$PROF_f$ = profundidad de la formación

El software de procesamiento cuenta con una herramienta para obtener la curva de temperatura de la formación, en el cual se añaden los datos de profundidad y temperatura para realizar el cálculo.

Se puede observar en la Figura 3.4, en el lado izquierdo, los valores utilizados para calcular la curva de temperatura de la formación en el pozo Klaassen No.1 y, del lado derecho, en el carril número 8 del templete, la curva de temperatura correspondiente a ese pozo.

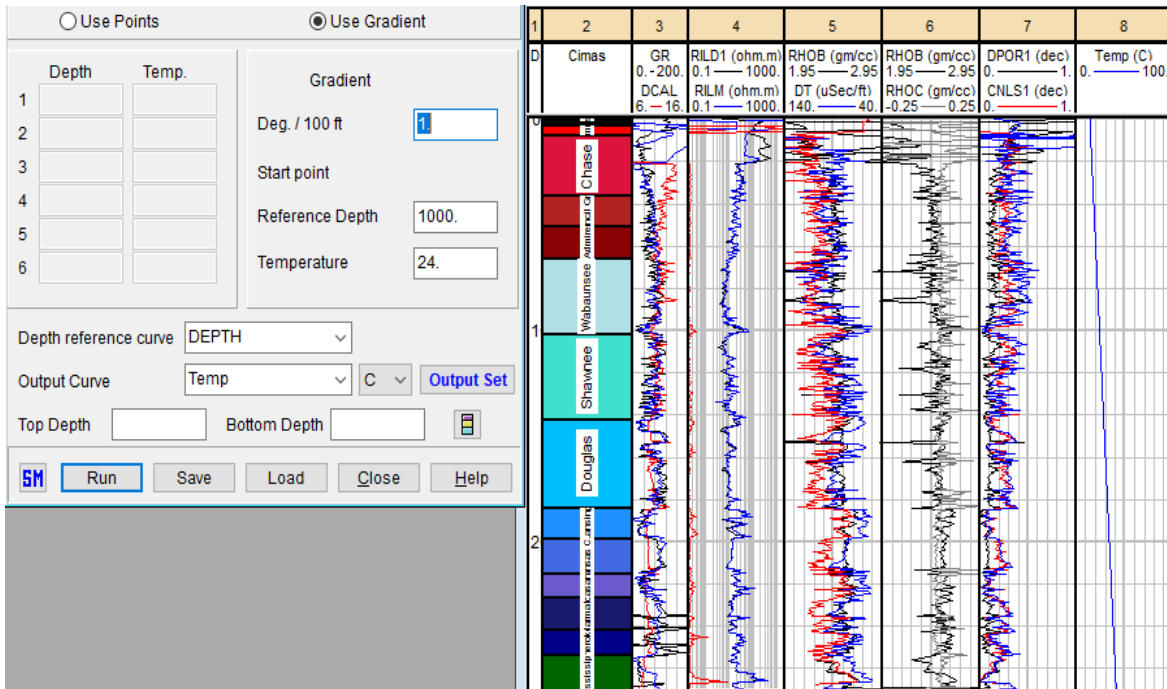


Figura 3.4. Curva de temperatura para el pozo Klaassen No.1.

3.3.2 Definición de la matriz de la formación

Una forma de identificar y determinar la matriz de un grupo es mediante el uso de graficas cruzadas o crossplot, el cual es una manera gráfica y sencilla de resolver complejas relaciones utilizando dos o tres medidas de porosidad para estimar la litología y la porosidad (Asquit, 2004), existen varias combinaciones las cuales dependen del tipo de registros con que cuente el pozo, pero la más usada es la combinación de Neutrón-Densidad, en estas gráficas se coloca en eje de las accisas las mediciones de Neutrón (CNL) y en el eje de las ordenadas a la Densidad (RHOB), también se suele añadir las mediciones de la herramienta de Rayos Gamma para ayudar a identificar dolomita de lutita. La litología de los puntos es determinada por su colocación relativa a las líneas de litología (SS, LS, DL) como lo muestra la Figura 3.5.

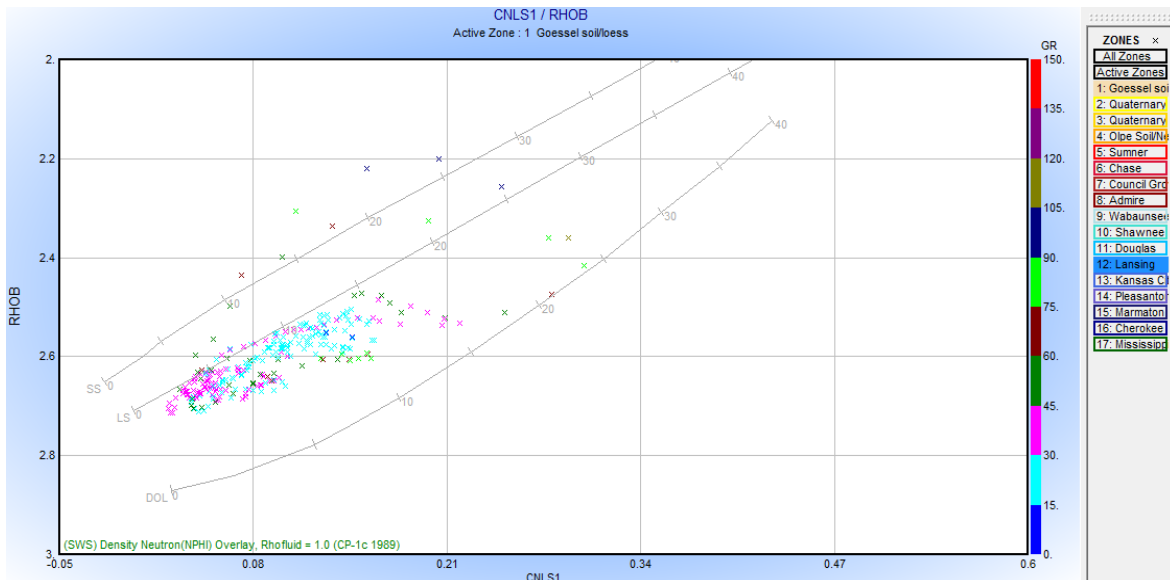


Figura 3.5. Determinación de la matriz del grupo Lansing del pozo Klaassen No.1 a partir de crossplot utilizando la relación CNL-RHOB. Se puede observar como la matriz predominante está compuesta por caliza, la presencia de puntos fuera de las tendencias pueden ser debidos por efecto de arcilla o efecto de gas.

Otra manera de determinar de una forma eficiente la litología es mediante el empleo del crossplot M-N, ejemplificado en la Figura 3.6. Esta técnica se basa en la combinación de tres medidas de la porosidad (CNL, DT, RHOB) mediante la relación entre DT y RHOB para M y la relación entre CNL y RHOB para N, esta grafica es útil para determinar mineralogía compleja. Para su visualización se coloca en el eje de las accisas a N y en el eje de las ordenadas a M.

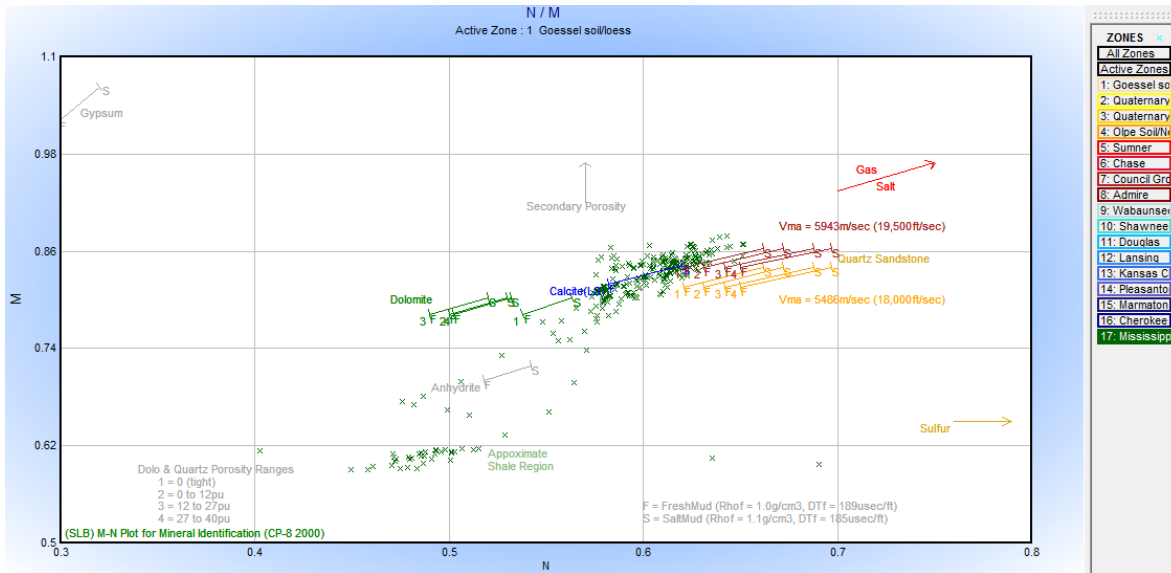


Figura 3.6. Determinación de la matriz del grupo Mississippi utilizando el crossplot M-N, se observa que la matriz que predomina es la calcita, la arcilla en esta zona es escasa.

3.3.3 Determinación del volumen de arcilla

El volumen de arcilla es una de las propiedades más importantes al momento de evaluar un pozo, una mala determinación en el volumen de arcilla puede afectar la interpretación de los intervalos de interés. Se emplea para diferenciar zonas limpias (sin arcilla) de zonas sucias (con arcilla), para determinar espesores y límites de capas, así como para realizar la corrección de la porosidad eliminando el efecto de arcillas. El volumen de arcilla se expresa comúnmente en decimales.

El primer paso para el cálculo del volumen de arcilla es determinar, a partir del registro de Rayos Gamma, el índice de arcillosidad I_{GR} con la siguiente ecuación:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

I_{GR} = índice de arcillosidad a partir del registro de Rayos Gamma.

GR_{log} = medida de Rayos Gamma en el registro.

GR_{min} = valor mínimo de Rayos Gamma para una formación limpia o carbonatos.

GR_{max} = valor máximo de Rayos Gamma para una formación arcillosa.

Una vez determinado el índice de arcillosidad se calcula el volumen de arcilla V_{sh} dependiendo de la edad y tipo de rocas que se encuentren en el pozo a partir de las ecuaciones siguientes propuestas por Larionov (1969) según la edad de la roca.

Para rocas clásticas del Terciario se utiliza la ecuación de Larionov (1969):

$$V_{sh} = 0.083 \times (2^{3.7 \cdot I_{GR}} - 1) \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde

V_{sh} = volumen de arcillas

I_{GR} = índice de arcillosidad a partir del registro de Rayos Gamma

Para rocas del Mesozoico y más antiguas se utiliza la ecuación de Larionov (1969):

$$V_{sh} = 0.33 \times (2^{2 \cdot I_{GR}} - 1) \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde

V_{sh} = volumen de arcillas

I_{GR} = índice de arcillosidad a partir del registro de Rayos Gamma

En este trabajo se determinó el volumen de arcilla a partir de la ecuación 3.4, debido a que la zona de estudio está compuesta por rocas del Mesozoico y Paleozoico.

El software de procesamiento cuenta con una herramienta para determinar el volumen de arcilla en el pozo utilizando el registro de Rayos Gamma, también se puede complementar el análisis utilizando el registro de Neutrones, Eléctrico o Potencial Espontaneo. Debido a que la curva de Potencial Espontaneo era prácticamente igual a la curva de Rayos Gamma, no se utilizó y se optó por utilizar el registro de Neutrón y Eléctrico Profundo para complementar el análisis. El resultado obtenido se muestra en la Figura 3.7, en la que se observa que el carril número 7 corresponde al volumen de arcilla estimado para el pozo Klaassen No. 1.

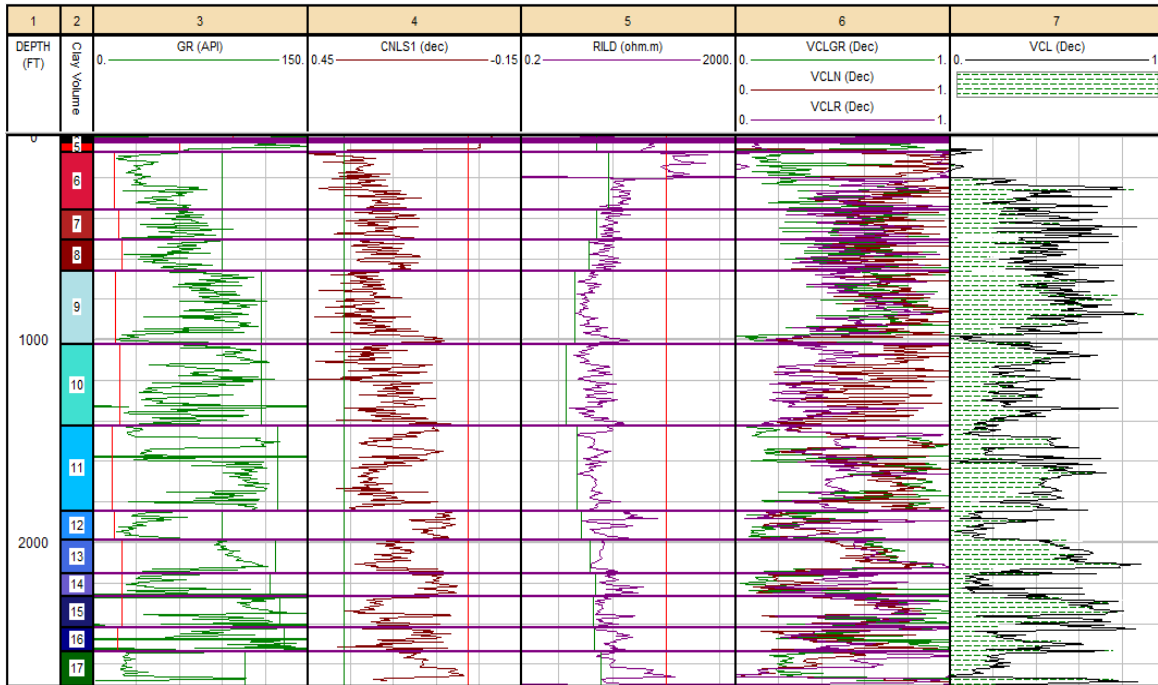


Figura 3.7. Template en el que se muestra la obtención del volumen de arcilla de la formación utilizando los registros GR, CNL y RLD en el pozo Klaassen No.1.

3.3.4 Cálculo de la Porosidad Total y Porosidad Efectiva

El cálculo de la porosidad de un pozo es un factor importante al momento de realizar la evaluación. Es necesario calcular las porosidades (total y efectiva) debido a que una roca puede tener muy buena porosidad pero puede no contar con poros interconectados, afectando de esta manera la transmisibilidad de un fluido dentro de la roca.

La porosidad total es la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos y el volumen total de la roca, la porosidad total incluye a los poros aislados y el volumen de los poros que contienen agua. Mediante el uso de los registros de porosidad, Neutrón y Densidad, es posible determinar la porosidad total utilizando la siguiente ecuación:

$$\phi_T = \frac{NPFI + DPHI}{2} \quad \text{Ec.3.5}$$

Donde

ϕ_T = porosidad total

$NPHI$ = porosidad obtenida del registro de Neutrón

$DPHI$ = porosidad obtenida del registro de Densidad

La porosidad efectiva indica la cantidad de espacios vacíos que se encuentran interconectados y que cuentan con la capacidad de transmitir fluidos. Un factor litológico que afecta la transmisión de los fluidos es el contenido de arcillas, por este motivo, es necesario realizar una corrección eliminando el efecto de arcilla, el objetivo de esta corrección es evaluar una zona limpia (libre de arcillas) y obtener resultados más precisos que faciliten la evaluación del pozo.

$$\phi_e = \phi_T \times (1 - V_{sh}) \quad \text{Ec.3.6}$$

Donde

ϕ_e = porosidad efectiva

ϕ_T = porosidad total

V_{sh} = volumen de arcilla

3.3.5 Cálculo de Resistividad del agua de formación " R_w " y exponente de cementación " m "

La determinación de la resistividad del agua de formación " R_w " y del exponente de cementación " m " de los pozos se realizó por medio del método de graficas de Pickett debido a que los datos de campo no dan información alguna del valor de R_w .

La gráfica de Pickett es una método simple pero efectivo el cual se basa en el hecho de que la resistividad verdadera R_t es una función de la porosidad ϕ , de la saturación de agua S_w y del factor de cementación m , la ecuación es la siguiente:

$$\log(R_t) = \log(a \times R_w) - m \log(\phi) - n \log(S_w) \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde

R_t = resistividad de verdadera

a = factor de tortuosidad

R_w = saturación del agua de formación

m = factor de cementación

n = exponente de saturación

S_w = saturación de agua

Cuando la zona se encuentra llena de agua, es decir $S_w=1$, entonces $\log(S_w)=0$ y la ecuación 3.2 se reduce a:

$$\log(Rt) = \log(a \times R_w) - m \log(\phi) \quad \text{Ec. 3.8}$$

Se observa que la ecuación 3.8 tiene la forma $y=b+mx$, por lo tanto ésta ecuación es graficada como una expresión de tendencia lineal ubicando en el eje y la resistividad verdadera en escala logarítmica y en el eje x a la porosidad en escala logarítmica. La pendiente indica el exponente de cementación m y el corte con el eje y es R_w como lo muestra la Figura 3.8.

Para determinar R_w a partir de la gráfica de Pickett en el software se utilizó el registro RILD y la porosidad efectiva calculada con la ecuación 3.6, el primer paso consiste en identificar la tendencia de los puntos, posteriormente se traza una línea con una inclinación aproximada de 45° donde existan altas porosidades y bajas resistividades valores correspondientes a arcillas saturadas al 100%. Esta línea va acompañada de otras tres a diferentes saturaciones de agua, una a 50%, otra a 30% y otra a 20%, esto con el fin de identificar los tipos de fluido del grupo y de esta manera inferir directamente la cantidad de hidrocarburo.

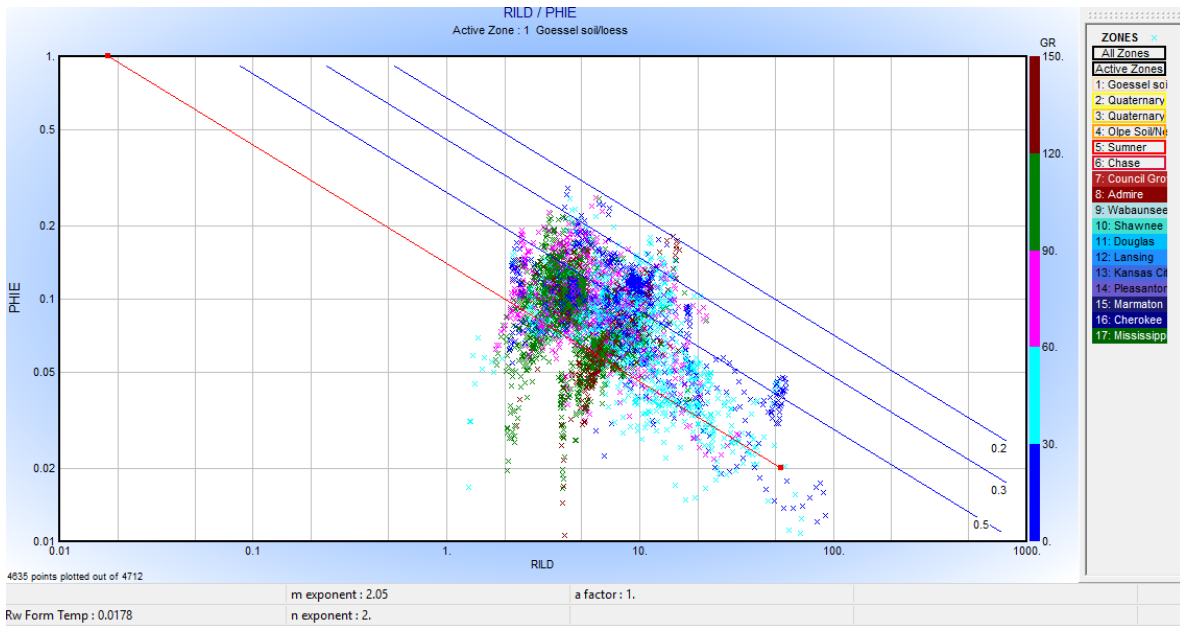


Figura 3.8. Determinación de R_w utilizando el método de gráfica de Pickett. La línea roja indica $S_w=100\%$.

3.3.6 Cálculo de la Saturación de Agua “ S_w ”

La saturación de agua para formaciones limpias se realiza por medio de la ecuación 2.2, sin embargo, el campo Plum Grove South está compuesto por cantidades considerables de arcillas, razón por la cual para este yacimiento se utilizó el modelo de doble agua, el cual ofrece mejores resultados en formaciones arcillosas. La explicación de este modelo se mencionó a detalle en el apartado 2.1.6.1 de este trabajo.

3.3.7 Determinación del modelo mineralógico

El software cuenta con una herramienta que permite elaborar modelos mineralógicos de los diferentes grupos que conforman el pozo, para elaborar cada modelo es necesario determinar los minerales presentes por medio de los crossplot obtenidos anteriormente en el apartado 3.3.2, en el que se determinó la matriz y la mineralogía a partir de los registros de Neutrón-Densidad y M-N. Para una mejor interpretación de la mineralogía es necesario contar con información de la geología, datos de núcleo y recortes obtenidos durante la perforación. Este modelado de la mineralogía es robusto debido a que el cálculo se realiza a partir de una resolución

de matrices por mínimos cuadrados, el modelo toma en cuenta diferentes registros como los resistivos y los de porosidad, también toma en cuenta el volumen de arcillas, la resistividad del agua de la formación, el exponente de cementación, el resultado final es el volumen de cada mineral y la saturación de agua de la formación, la Figura 3.9 muestra el ejemplo del modelo mineralógico del grupo Mississippi del pozo y la Figura 3.10 el resultado final al unir todos los modelos.

Model 17						Result set Md17 (Model 17)					Edit Sets		
						Mineral	Calcite	Quartz	Clay	Water Sw	Water Sxo		
						Type	Matrix	Matrix	Wet Clay	Water Sw	Water Sxo		
						Shading							
						Use	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
Curve / Val	Equation	Eq. Mode	Use	Confidence	Inv. Fact.	Result	VLime	VQz	Vclay	VwaterSw	Vwater		
1.0	Unity	Model	<input checked="" type="checkbox"/>	0.01	1.0		1.	1.	1.	1.	1.		
CNLS1	Neutron	Model	<input checked="" type="checkbox"/>	0.02	1.0		Auto	Auto	0.35	Auto	Auto		
RHOB	Density	Model	<input checked="" type="checkbox"/>	0.02	1.0		2.71	2.71	2.3	Auto	Auto		
DT	Sonic	Model	<input checked="" type="checkbox"/>	3.	1.0		47.	55.	100.	189.	189.		
VCL	Linear	Model	<input checked="" type="checkbox"/>	0.01	1.0		0.	0.	1.	0.	0.		

Figura 3.9. Modelo mineralógico del grupo Mississippi en el pozo Klaassen No. 1.

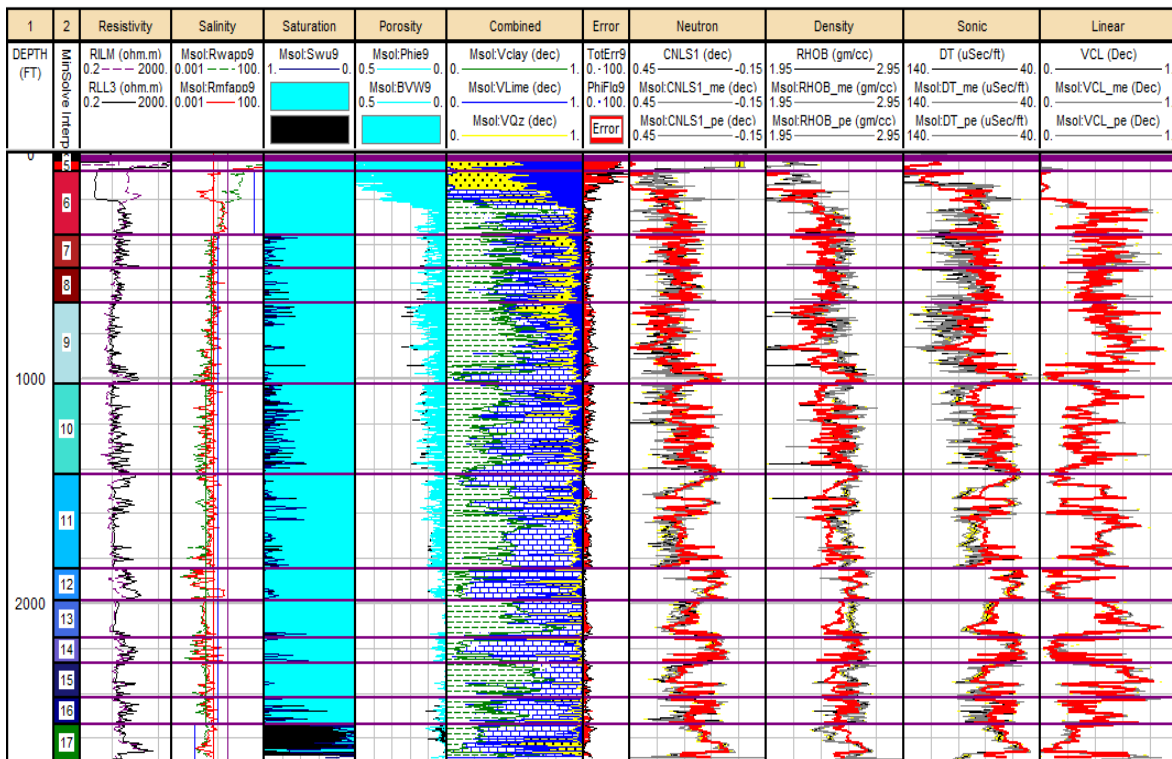


Figura 3.10. Resultado del modelo mineralógico en el pozo Klaassen No. 1.

3.4 Etapa 3. Cuantificación y presentación de los resultados.

3.4.1 Cálculo de la permeabilidad

La permeabilidad en un pozo es una propiedad importante al momento de evaluarlo, el cálculo de la permeabilidad se realizó por medio del modelo de Timur, este modelo se basa en una base de datos de 155 tipos de areniscas de tres campos petroleros en los que varían la consolidación, el grado de acomodamiento de los granos y los rangos de porosidad. El modelo de Timur relaciona la saturación de agua irreducible (S_{wi}) con la porosidad mediante la siguiente ecuación:

$$k = a \cdot \frac{\Phi^b}{S_{wi}^c} \quad \text{Ec. 3.9}$$

Donde

a , b , c son valores constantes del modelo de Timur cuyos valores son $a=8581$, $b=4.4$ y $c=2$

Φ = porosidad

S_{wi} = saturación de agua irreducible

3.4.2 Determinación de la saturación de hidrocarburo

Una de las fases finales y más importantes al momento de evaluar un pozo es determinar la saturación de hidrocarburo que existe, una vez conocido el valor de saturación de agua de la formación se utiliza la ecuación 2.3.

3.4.3 Estimación de zonas de paga

Una zona de paga es un intervalo dentro de un pozo que es seguro para disparar y producir hidrocarburos y por ende que tiene un alto interés económico, esta zona debe cumplir con diferentes condiciones: alta permeabilidad, bajos volúmenes de arcilla, alta porosidad efectiva, baja saturación de agua y alta saturación de hidrocarburos. Para la determinación de las zonas de paga en el software se

utilizaron las curvas *Phie*, *Sw* y *Vcl*, utilizando estas curvas se estableció como condición lo siguiente:

La saturación de agua debe ser igual o menor al 50%. $Sw \leq 0.5$

El volumen de arcilla tiene que ser menor al 50%. $Vcl \leq 0.5$

La porosidad efectiva debe cumplir que $Phie \geq 0.05$

El resultado obtenido se muestra en la figura 3.11, el software señala de color rojo las zonas de paga de alto potencial económico (Pay Flag) y de color verde las zonas de interés secundario (Reservoir Flag).



Figura 3.11. Determinación de las zonas de paga. De color verde se muestran las zonas de interés y en color rojo las zonas de paga en el pozo Klaassen No. 1.

Después de determinar las zonas de paga, se realiza una cuantificación del volumen total de hidrocarburos que existe en las zonas de paga y el total de barriles que puede producir un pozo. La manera en que se realiza esto es mediante la simulación de un cilindro, se considera que una zona de paga dentro del pozo tiene una forma geométrica igual a un cilindro con un radio igual al área de drene, en este caso el área de drene es la circunferencia que existe entre un pozo y otro, y una altura igual al espesor de la zona de paga. Se optó en esta parte del cálculo convertir las

unidades de pies a metros debido a que de esta manera se facilita la conversión de metros cúbicos a litros más adelante. El volumen total está dado por la siguiente ecuación:

$$V_T = A \times h \quad \text{Ec.3.10}$$

Donde

V_T = volumen total

A = área de drene

h = espesor de la zona de paga

Una vez obtenido el volumen total, se calcula el volumen de poros que existe en esa zona con la siguiente ecuación:

$$V_{poros} = V_T \times \emptyset \quad \text{Ec.3.11}$$

Donde

V_{poros} = volumen de poros

V_T = volumen total

\emptyset = porosidad efectiva

El volumen de hidrocarburos se calcula de la siguiente manera:

$$V_{oil} = V_{poros} \times S_o \quad \text{Ec.3.12}$$

Donde

V_{poros} = volumen de poros

S_o = saturación de hidrocarburos

Después de calcular el volumen de hidrocarburos se realiza una conversión de m^3 a litros multiplicando V_{oil} por 1000. La obtención de la cantidad de barriles de las zonas de paga se calcula dividiendo el volumen de litros de hidrocarburos que existe entre la capacidad que tiene un barril de hidrocarburos cuyo valor es igual a 159 litros. La Tabla 3.1 muestra el total de barriles que el pozo Klaassen No.1 puede producir.

Cálculo de la cantidad de Barriles del Pozo Klaassen No.1															
Grupo	Top	Bottom	Espesor del grupo	Espesor de interés (ft)	Espesor de interés (m)	Phi	Sw	So	Phi*H	Phi*So*H	Dist. al pozo más cercano	Radio del Pozo	Vol. aceite	Vol. litros	No. Barriles
Goessel soil/loess	0	10.5	10.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary Alluvium	10.5	15	4.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary Terrace	15	25	10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Olpe Soil/Neogene	25	30	5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sumner	30	76.5	46.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Chase	76.5	360	283.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Council Grove	360	510	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Admire	510	662.5	152.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Wabaunsee	662.5	1022	359.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Shawnee	1022	1426.5	404.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Douglas	1426.5	1843.5	417	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Lansing	1843.5	1985	141.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Kansas City	1985	2155.5	170.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pleasanton	2155.5	2265.5	110	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Marmaton	2265.5	2420.5	155	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Cherokee	2420.5	2538.5	118	6	1.8288	0.102	0.358	0.642	0.187	0.12	200	100	3762.28	3762281.49	23662.15
Mississippi	2538.5	3195	172.25	31.5	9.6012	0.078	0.198	0.802	0.749	0.60	200	100	18868.80	18868803.43	118671.72
													Total de Barriles		142333.87

Tabla 3.1. Cálculo de la cantidad de barriles de hidrocarburo en las zonas de paga del pozo Klaassen No. 1

Después de determinar el total de barriles de hidrocarburos que puede producir un pozo el paso final consiste en presentar de manera ordenada un templete en el que se muestran las cimas de los grupos que componen el pozo, las curvas de los registros convencionales utilizados, el modelo mineralógico resultante, la saturación de agua e hidrocarburos, la permeabilidad y las zonas de paga existentes. La Figura 3.12 muestra el templete final resultante de todo el procesamiento del pozo Klaassen No.1.

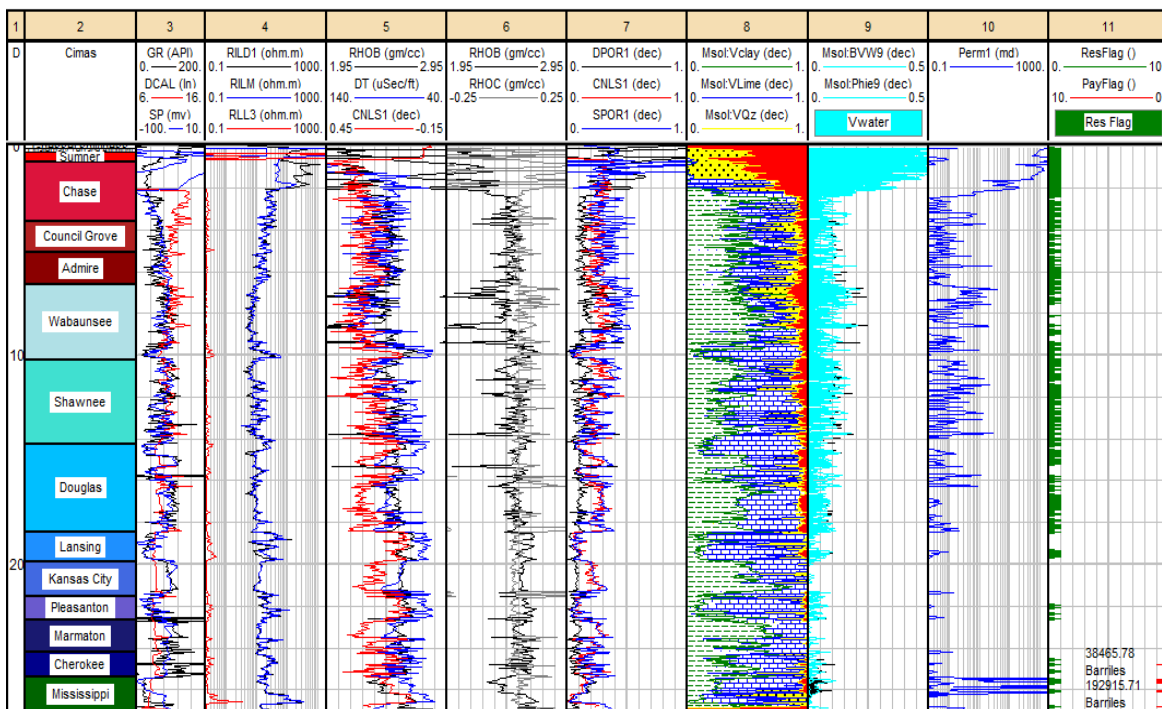


Figura 3.12. Templete final después de haber procesado el pozo Klaassen No.1.

3.5.- Etapa 4. Generación de cubos de propiedades petrofísicas.

Uno de los objetivos de este trabajo es crear cubos de propiedades petrofísicas a partir de los volúmenes calculados anteriormente con registros convencionales, el software que se utilizó para esta etapa fue el programa SGeMS© (Stanford Geostatistical Modeling Software), de paquetería libre y desarrollado por la Universidad de Stanford. Este software proporcionara un modelado geoestadístico a partir de diferentes algoritmos, como resultado se obtendrá un modelo tridimensional interactivo del campo Plum Grove South.

3.5.1. Geoestadística

Matheron (1962) define la geoestadística como “la aplicación del formalismo de las funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales”. La geoestadística es una rama de la estadística aplicada que se especializa en el análisis y modelación de la variabilidad espacial en las ciencias de la tierra cuyo objetivo es analizar, caracterizar, interpretar y predecir el comportamiento de valores de una propiedad distribuidos en espacio y/o tiempo. Los valores no se consideran independientes debido a que existe una dependencia espacial, es decir, mientras más cercanos se encuentren dos puntos, estarán más correlacionados, y mientras más alejados se encuentren, estarán menos correlacionados.

El análisis geoestadístico se compone de tres etapas:

- Etapa 1: Análisis exploratorio de los datos
- Etapa 2: Análisis estructural
- Etapa 3: Predicciones (Kriging o simulaciones)

La primera etapa se basa en técnicas geoestadísticas que permitirán obtener toda la información desconocida sobre la muestra bajo estudio y que será indispensable para realizar de manera correcta y eficaz el análisis geoestadístico.

En la segunda etapa, análisis estructural, se lleva a cabo el proceso de estimación y modelación la función que describe la correlación espacial entre los valores.

Por último, en la tercera etapa, se aplica la técnica de interpolación Kriging para realizar la predicción de valores en puntos no muestrales.

El resultado final, después de completar las tres etapas, será la generación de diferentes cubos de propiedades, la Figura 3.13 muestra la metodología del análisis geoestadístico de este trabajo.

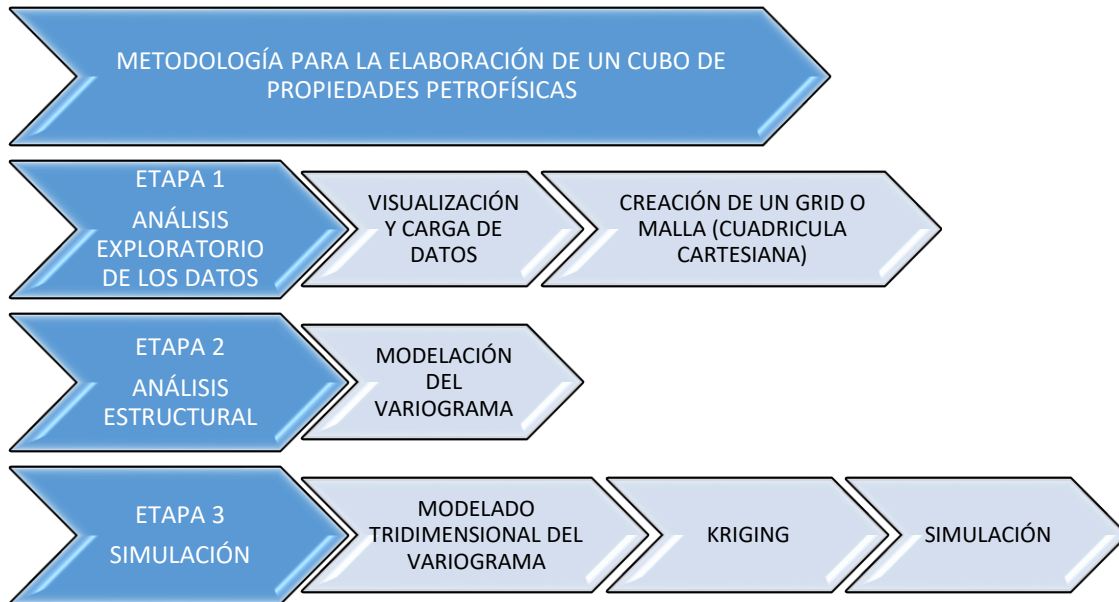


Figura 3.13. Metodología para la elaboración de un cubo de propiedades petrofísicas.
(Tomado y modificado de Soto García, 2016.)

3.5.1.1 Etapa 1: Análisis exploratorio de los datos

3.5.1.1.1 Visualización y carga de datos

Como anteriormente se mencionó, en la primera etapa se obtendrá toda la información que servirá para realizar de manera correcta el análisis geoestadístico. La primera etapa consiste en georeferenciar los diversos puntos de la región de estudio mediante el uso de las coordenadas UTM de cada pozo, crear una base de datos que el software pueda reconocer a partir de los valores de las propiedades que se van a analizar (Sw , Vsh , $Vlime$, $Vclay$, VQz , $Phie$, $Perm$), y generar una malla o grid a partir de las coordenadas.

En un archivo de extensión .txt se coloca una base de datos cuya estructura es la siguiente: las primeras filas del archivo constan del nombre del campo petrolero, el número de columnas que tiene el archivo, el número de identificación de cada pozo, las coordenadas en x , y , profundidad, y los valores de las propiedades a analizar. Debajo de estas primeras filas se coloca en la primera columna el número que identifica cada pozo, por ejemplo, el pozo Klaassen No. 1 tiene el número de identificación 1; en la segunda y tercera columna se colocan las coordenadas UTM

que se encuentran en el apartado 1.2 del capítulo 1 de este trabajo, en la cuarta columna se coloca la profundidad, se eligió evaluar a partir de la profundidad de 472.44 metros (1550 pies) en cada pozo debido a que es a partir de esa profundidad lo que importa analizar. Por último en los demás carriles, se colocan los valores de las propiedades que son de interés, es este caso son *Sw*, *VQz*, *V_{lime}*, *V_{clay}*, *Phie*, *Perm*. La Figura 3.14 muestra el ejemplo de la base de datos que se utiliza para el análisis geostatístico del campo Plum Grove South.

Butler										
10										
Pozo										
x										
y										
z										
Sw										
VQz										
V _{lime}										
V _{clay}										
Phie										
Perm										
1	678399.0631	4200390.422	-472.44	1	0.8161	0	0.1642	0.0197	0.0002	
1	678399.0631	4200390.422	-472.5924	1	0.8055	0.0042	0.1729	0.0174	0.0001	
1	678399.0631	4200390.422	-472.7448	1	0.4262	0.3677	0.1928	0.0134	0	
1	678399.0631	4200390.422	-472.8972	1	0	0.7973	0.1833	0.0194	0.0001	
1	678399.0631	4200390.422	-473.0496	1	0	0.8012	0.176	0.0228	0.0003	
1	678399.0631	4200390.422	-473.202	1	0	0.8008	0.178	0.0212	0.0002	
1	678399.0631	4200390.422	-473.3544	1	0	0.7947	0.1829	0.0224	0.0003	
1	678399.0631	4200390.422	-473.5068	1	0	0.7927	0.1771	0.0302	0.001	
1	678399.0631	4200390.422	-473.6592	1	0	0.7913	0.1732	0.0354	0.0021	
1	678399.0631	4200390.422	-473.8116	1	0.0971	0.6891	0.1809	0.0328	0.0015	
1	678399.0631	4200390.422	-473.964	1	0.5539	0.2308	0.1848	0.0304	0.0011	
1	678399.0631	4200390.422	-474.1164	1	0.6313	0.1621	0.1806	0.0261	0.0005	
1	678399.0631	4200390.422	-474.2688	1	0.414	0.3907	0.1747	0.0206	0.0002	
1	678399.0631	4200390.422	-474.4212	1	0.0926	0.7241	0.1643	0.019	0.0001	
1	678399.0631	4200390.422	-474.5736	1	0	0.8195	0.1596	0.0209	0.0002	
1	678399.0631	4200390.422	-474.726	1	0	0.8143	0.1631	0.0227	0.0003	
1	678399.0631	4200390.422	-474.8784	1	0	0.8197	0.1525	0.0278	0.0007	
1	678399.0631	4200390.422	-475.0308	1	0	0.8312	0.1345	0.0342	0.0018	
1	678399.0631	4200390.422	-475.1832	1	0	0.828	0.1372	0.0348	0.0019	
1	678399.0631	4200390.422	-475.3356	1	0	0.8126	0.1543	0.0331	0.0016	
1	678399.0631	4200390.422	-475.488	1	0	0.7981	0.1673	0.0347	0.0019	
1	678399.0631	4200390.422	-475.6404	1	0	0.793	0.1664	0.0406	0.0038	
1	678399.0631	4200390.422	-475.7928	1	0	0.8002	0.1511	0.0487	0.0085	
1	678399.0631	4200390.422	-475.9452	1	0	0.8011	0.1477	0.0512	0.0106	

Figura 3.14. Base de datos para el análisis geostatístico del campo Plum Grove South.

La base de datos creada se carga en el software SGeMS como un conjunto de puntos en los que se indica la columna en la que se encuentran las coordenadas en x, las coordenadas en y, la profundidad z y se especifica el valor nulo que el software reconocerá y no considerara para realizar el análisis (el valor nulo es de -999).

Una vez cargada la base de datos de los pozos se obtiene la distribución espacial de los pozos y dentro de ellos las propiedades petrofísicas a modelar como lo demuestra la Figura 3.15.



Figura 3.15. Visualización de los pozos cargados en el software SGeMS.

3.5.1.1.2 Creación de un grid o malla

La creación de un grid o malla es un paso importante para generar un correcto modelado tridimensional, en esta malla cada celda que contiene adopta la información que se le asigna. Las dimensiones de las celdas pueden variar dependiendo de la resolución buscada, si una celda es demasiado grande la resolución será muy baja y el modelo resultante aparecerá distorsionado, de manera contraria, mientras una celda es más pequeña, la resolución será mayor ajustando de manera correcta el modelo.

Para poder obtener una malla adecuada al campo, primero se obtienen las diferencias existentes entre los ejes x, y (coordenadas) y z (profundidades). La Tabla 3.2 muestra los valores.

Coordenadas	Eje x	Eje y
Máxima	678751	4200600
Mínima	677839	4200170
Diferencia (metros)	912	430
Profundidades	Eje z	
Máxima	826.16	
Mínima	472.44	
Diferencia (metros)	353.72	

Tabla 3.2. Diferencias entre ejes y profundidades.

Debido a que la diferencia entre ejes y profundidades es pequeña se definió un tamaño de celda igual a 5 unidades para obtener buena resolución. Para obtener las dimensiones de la malla, las diferencias obtenidas en la Tabla 3.2 se dividen entre el tamaño de celda y el resultado se redondea a un valor mayor para que al momento de realizar el modelo no se pierda visibilidad de los pozos que se encuentran en los extremos, la Tabla 3.3 muestra los valores.

	Distancia	Tamaño de Celda	Resultado	Redondeo
Eje x	912	5	182.4	185
Eje y	430	5	86	90
Eje z	353.72	5	70.744	75

Tabla 3.3. Dimensiones de la malla.

En el software se ingresa la profundidad máxima y las coordenadas mínimas en x, y. La malla resultante se muestra en la Figura 3.16.

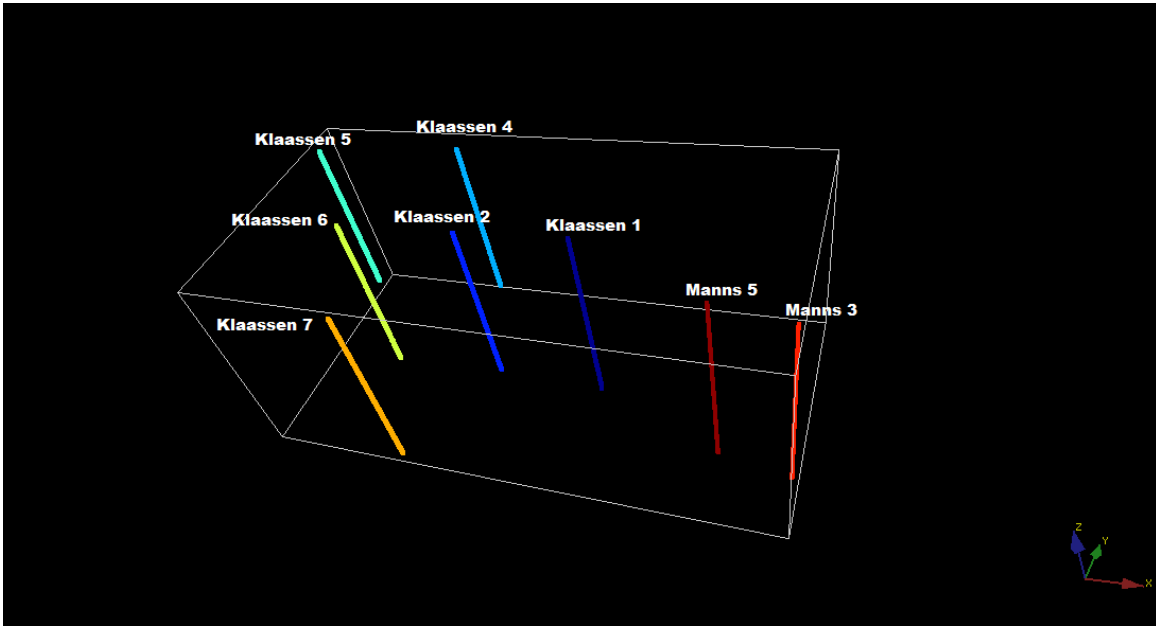


Figura 3.16. Malla resultante para el campo petrolero Plum Grove South.

3.5.1.2 Etapa 2: Análisis estructural

El análisis estructural es la segunda etapa para el modelado de los cubos de propiedades. El análisis estructural se encarga de obtener un modelo geoestadístico para la función que se estudia caracterizando la estructura espacial de una propiedad.

“Consiste en estimar y modelar una función que refleje la correlación espacial de la variable regionalizada a partir de la adopción razonada de la hipótesis más adecuada acerca de su variabilidad. Esto quiere decir, que en dependencia de las características de estacionaridad del fenómeno se modelara la función de covarianzas o las de semivarianzas”. (Díaz Viera, 2002)

3.5.1.2.1 Variograma

Un variograma, conocido también como semivariograma, es la herramienta principal para la geoestadística que permite medir la regularidad espacial de una variable. Es una función matemática que permite estudiar las diferencias de anisotropía de los valores. Esta función relaciona la semivarianza con un vector h también conocido

como “lag”, este vector denota la separación en distancia y dirección de cualquier par de valores $Z(x)$ y $Z(x+h)$.

La estimación del variograma se realiza por medio de la siguiente ecuación:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i) - Z(x_i + h)]^2 \quad \text{Ec. 3.13}$$

Donde

$\gamma(h)$ = media muestral o variograma

$N(h)$ = número de pares de z

h = separación entre las distancias y direcciones de los valores de z

$Z(x_i)$ = variable distribuida en el espacio

$Z(x_i+h)$ = función de distribución del vector aleatorio

La Figura 3.17 muestra los elementos característicos de la función.

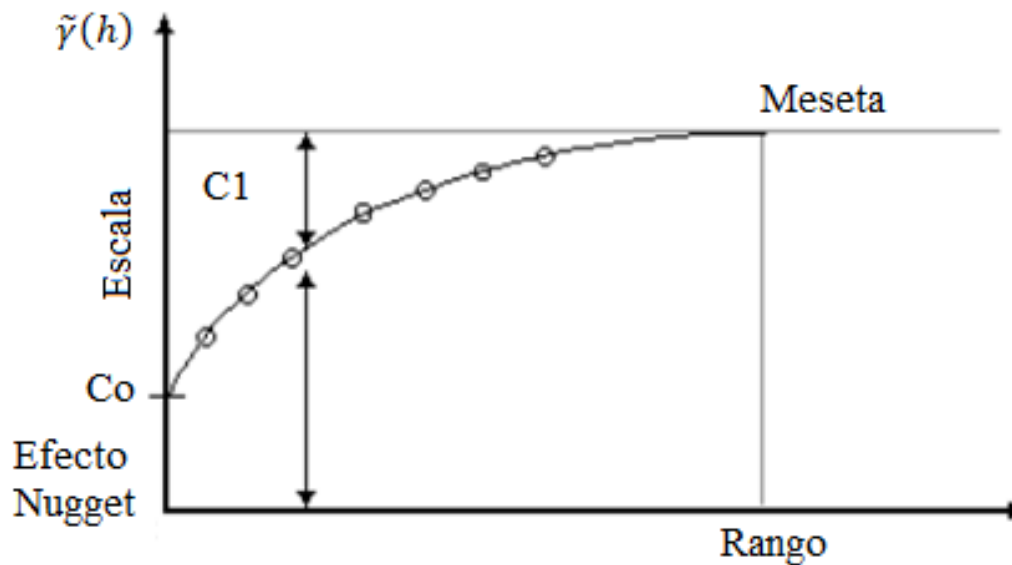


Figura 3.17. Elementos de un variograma. (Tomado y modificado de Hernández, 2012)

Efecto pepita (C_0): Es un fenómeno aleatorio sin correlación entre las muestras el cual representa una discontinuidad en el origen. Es una reminiscencia de una estructura de transición cuyas dimensiones fueron sobrepasadas por la escala debido a errores de medición en la variable o a la escala de la misma.

Meseta: Representa la varianza máxima y es la cota superior del semivariograma. Se define como el límite del semivariograma cuando la distancia h tiende a infinito. La meseta puede ser o no finita. En un modelo que explique de manera adecuada la realidad el efecto pepita no debe representar más del 50% de la meseta.

Rango: Es la distancia a partir de la cual el variograma no incrementa. Cuanto más pequeño sea el rango, más cerca se está del modelo de independencia espacial. En el modelo esférico es la distancia que alcanza el valor máximo, para los modelos gaussianos y exponencial es la distancia que se aproxima a la meseta de manera asintótica.

Escala (C_1): Es el valor de la escala más el efecto pepita tal que $C_1 + C_0 = \text{Meseta}$.

3.5.1.2.2 Modelos teóricos del variograma

Existen diferentes tipos de modelos de variogramas, donde los principales son: el modelo esférico, el modelo exponencial y el modelo gaussiano, cada modelo tiene un comportamiento característico y propio de las variables regionalizadas.

Modelo esférico

Es una expresión polinomial que tiene un comportamiento lineal en el origen (Figura 3.18), este modelo alcanza la meseta a una distancia igual al rango, en la meseta adopta una tendencia lineal. La ecuación que lo representa es la siguiente:

$$\gamma(h) = \begin{cases} \frac{S}{2} \left\{ 3 \left(\frac{h}{a} \right) - \left(\frac{h}{a} \right)^3 \right\} & \text{para } 0 \leq h \leq a \\ S & \text{para } h > a \end{cases} \quad \text{Ec. 3.14}$$

Donde

γ = variograma

a = diámetro derivado de considerar el solapamiento de los volúmenes de dos esferas

h = distancia que separa sus centros

S = meseta

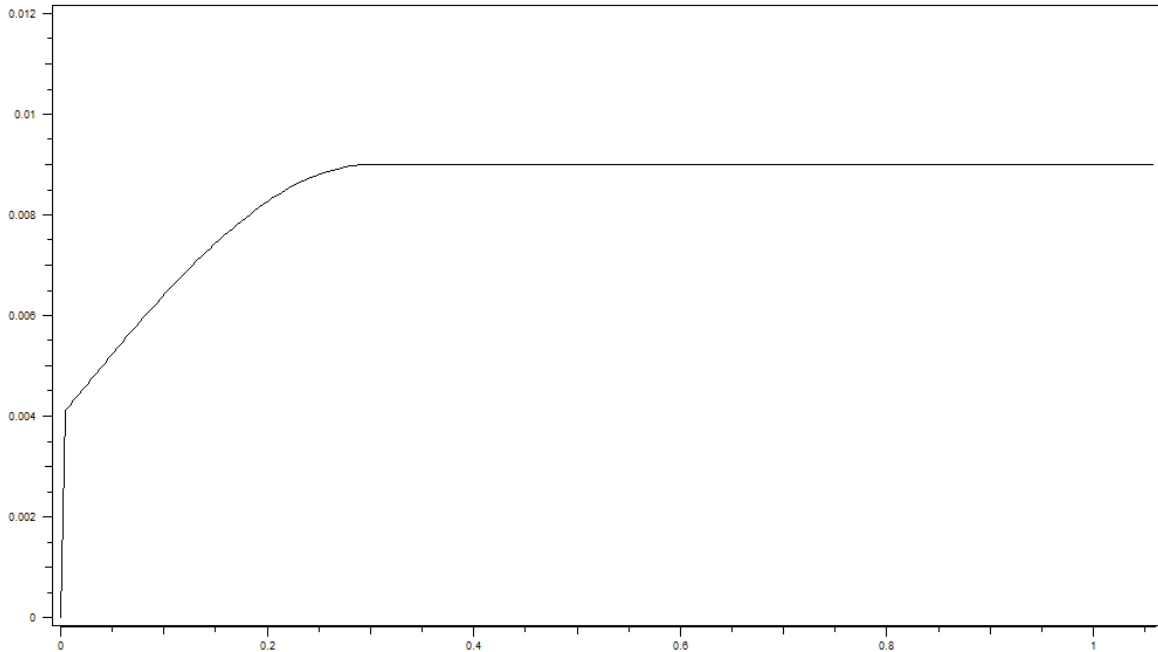


Figura 3.18. Modelo esférico.

Modelo Exponencial

El modelo exponencial (Figura 3.19) crece de manera rápida inicialmente y tiene comportamiento lineal en el origen, después se estabiliza asintóticamente cuando alcanza el valor de la meseta, el rango en este modelo es el 95% de la meseta. La ecuación que lo representa es la siguiente:

$$\gamma(h) = S \left(1 - e^{-\frac{h}{r}} \right) \text{ para } h \geq 0 \quad \text{Ec. 3.15}$$

Donde

γ = variograma

r = parámetro no lineal que determina la escala espacial de la variación.

a = rango efectivo $a=3r$

h = distancia entre las funciones

S = meseta

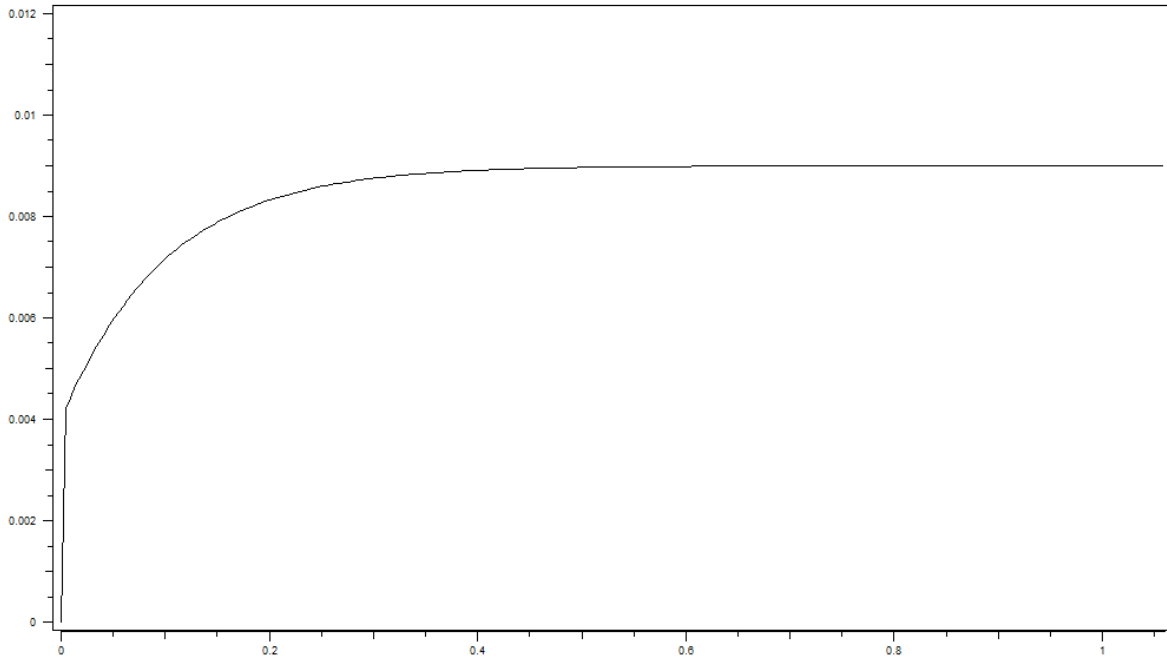


Figura 3.19. Modelo exponencial.

Modelo Gaussiano

El modelo gaussiano es el más continuo (Figura 3.20), el comportamiento que tiene en el origen es continuo y parabólico como la forma típica de la curva Gaussiana, después alcanza asintóticamente la meseta. La ecuación que lo representa es la siguiente:

$$\gamma(h) = S \left(1 - e^{-\left(\frac{h}{r}\right)^2} \right) \text{ para } h \geq 0 \quad \text{Ec. 3.16}$$

Donde

γ = variograma

r = parámetro no lineal que determina la escala espacial de la variación.

h = distancia entre las funciones

S = meseta

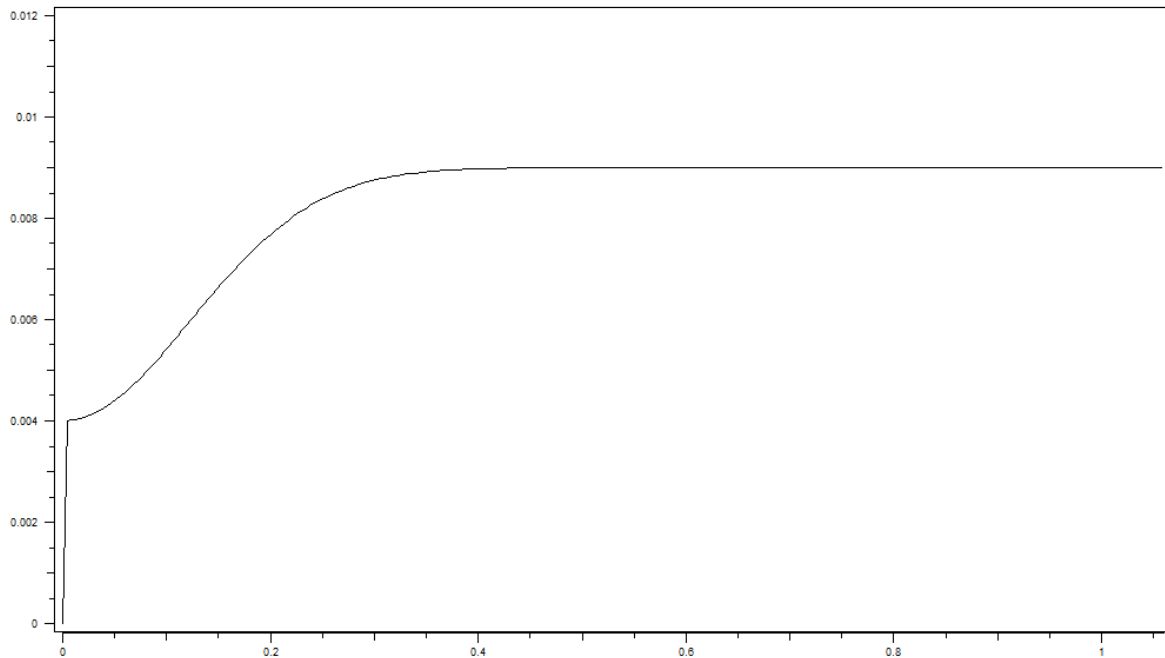


Figura 3.20. Modelo gaussiano.

3.5.1.2.3 Modelación del Variograma

El software SGeMS© cuenta con una herramienta para realizar el cálculo y modelado de variogramas para mallas regulares y conjuntos de puntos utilizando una base de datos. De acuerdo a los datos que se tienen en este trabajo, el variograma se calcula a partir de un conjunto de puntos, la irregularidad de la distribución de los datos resulta un poco conflictivo para este análisis, sin embargo, aun así se puede realizar un buen modelado.

Para generar el variograma se debe de tomar en cuenta lo siguiente:

- Número de Pasos: denominado como tamaño del dominio, se refiere al número de pasos a calcular, en este trabajo el valor es de 200.
- Separación de Pasos: distancia entre pasos a la cual se calcularan los diferentes puntos del variograma experimental, el valor en este trabajo es de 5.
- Tolerancia de Pasos: separación de pasos, el valor es la mitad de la separación de pasos.

- Número de direcciones: direcciones a las cuales se calcularán los variogramas experimentales, para este trabajo se consideró sólo una dirección.
- Azimut: dirección a la que se calcula el variograma experimental a partir de un plano horizontal desde el Norte con dirección de las manecillas del reloj, el valor fue de 0.
- Buzamiento: también llamada inclinación, son los grados de inclinación desde el plano horizontal hacia la derecha. Una inclinación con valor igual a cero corresponde a la distancia horizontal, se considera que la dirección hacia arriba es positiva y hacia abajo negativa, el buzamiento en este trabajo se consideró con un valor igual a 0.
- Tolerancia: se define como el ángulo dentro del cual se considera válido un punto, también se le conoce como tolerancia angular, el valor en este trabajo es de 90 grados.
- Ancho de banda: desviación máxima aceptable a partir del vector de dirección cuyo valor en este trabajo es de 200.
- Tipo de medida: el software cuenta con diferentes tipos de opciones a elegir de acuerdo al modelo que más se ajuste, en este trabajo se eligió la opción de variograma.

En variograma generado por el software que se muestra en la Figura 3.21, se ajustan los siguientes parámetros de acuerdo al resultado:

- Efecto pepita: se explica en el apartado 3.5.1.2.1 de este trabajo y varía en cada variograma.
- Número de estructuras: número de estructuras para el modelo lineal, en este trabajo se considera solo una estructura.
- Meseta (Contribución): se explica en el apartado 3.5.1.2.1 de este trabajo y varía en cada variograma.
- Tipo: tipos de modelos de los variogramas, el software cuenta con el modelo esférico, exponencial y gaussiano, dependen de la dispersión de los datos en el variograma.

- Rangos: tres rangos diferentes los cuales se pueden cambiar manualmente o por medio de la barra deslizante, el rango máximo fue de 50 y el mínimo de 10.
- Ángulos: definen la anisotropía del medio.

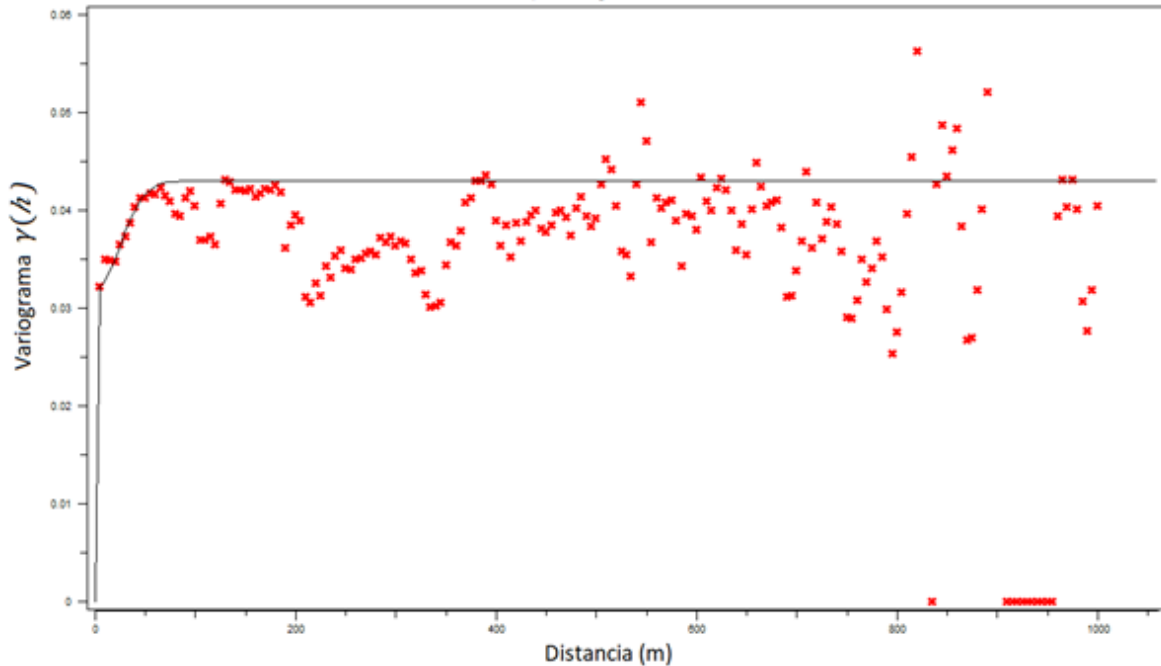


Figura 3.21. Variograma resultante.

3.5.1.3 Etapa 3: Simulación

3.5.1.3.1 Modelo tridimensional del variograma

Después de haber realizado todos los pasos anteriores y obtener el variograma, se realiza el modelado en tres dimensiones, que consiste en elegir, entre una amplia gama de opciones, la simulación más adecuada que permita observar la distribución espacial de las propiedades petrofísicas con la mayor exactitud posible.

La simulación es una técnica que se utiliza para generar variables continuas las cuales permitan identificar patrones de correlación espacial y permita correlacionar tendencias verticales o por áreas. Esta técnica diseña y desarrolla un modelo computarizado para comprender su comportamiento de forma espacial.

El software SGeMS cuenta con una amplia lista de modelos de simulación a elegir, en este trabajo se eligió la simulación secuencial gaussiana debido a que permite apreciar la distribución espacial de las propiedades a modelar convirtiendo los valores de los pozos en un conjunto de valores que perfectamente siguen una distribución normal y que genera una malla de valores simulados a partir de la solución de un algoritmo de ecuaciones lineales.

3.5.1.3.2 Kriging

El Kriging es una técnica de estimación geoestadística que ofrece el mejor estimador lineal insesgado de una característica desconocida que se estudia. El Kriging apareció en los años 60 a partir de los trabajos de D. G. Krige. Esta técnica consiste en efectuar una ponderación, esto es, asignar un peso a cada muestra, estos pesos se calculan de manera que minimiza la varianza de la estimación. La finalidad del krigeado es estimar el valor de la variable $Z(x)$ para un punto que no ha sido considerado anteriormente.

El tipo de Kriging que se utilizó para realizar la secuencia gaussiana del apartado 3.5.1.3.1 en este trabajo fue el Kriging Ordinario (OK). El Kriging Ordinario es un estimador lineal que tiene como condición conocer el semivariograma o variograma de la función aleatoria $Z(x)$, es importante que el variograma se haya ajustado y represente la tendencia de alguno de los modelos teóricos del apartado 3.5.1.2.2. Este estimador se considera óptimo debido a que minimiza la varianza de la estimación y cumple con la condición de insesgadez, es decir, la suma de errores tienden a cero.

3.5.1.3.3 Simulación

El paso final es correr el algoritmo en el software para calcular y visualizar, por medio de la simulación gaussiana, las propiedades petrofísicas de interés. El modelo tridimensional simulado se observa en la Figura 3.25. La simulación resultante se muestra en una ventana de visualización interactiva de fondo negro en la que permite realizar diferentes acciones como rotar, acercar o alejar el modelo tridimensional.

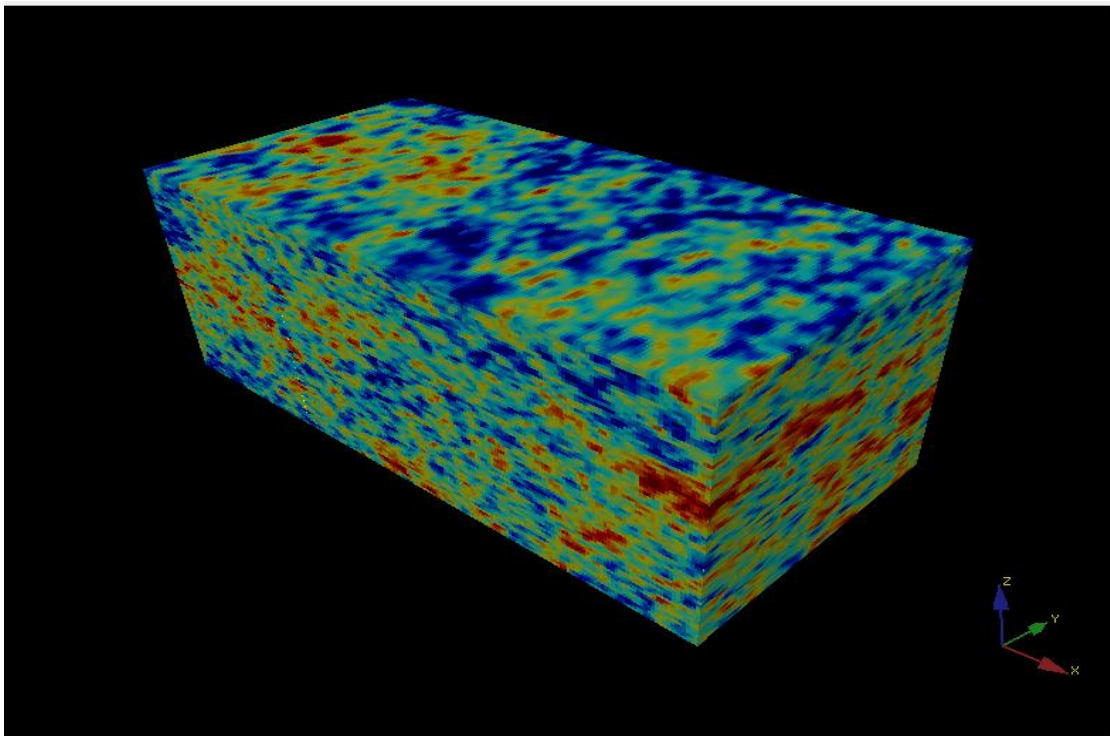


Figura 3.22. Resultado de la simulación de una de las propiedades petrofísicas a analizar.

Capítulo 4. Resultados

4.1 Campo Plum Grove South

En los 8 pozos que conforman el trabajo la nomenclatura de las herramientas utilizadas es la siguiente:

Caliper: Registro de diámetro de pozo.

GR: Registro de Rayos Gamma

SP: Registro de Potencial Espontaneo

RILD: Registro de Inducción Profunda

RILM: Registro de Inducción Media

RLL3: Registro Laterolog 3

RHOB: Registro de Densidad

RHOC: Registro de Corrección de Densidad

CNLS: Registro de Neutrón Compensado en matriz Caliza

DT: Registro Sónico

4.1.1 Pozo Klaassen No. 1

El pozo Klaassen No. 1 tiene un rango de profundidad desde los 1550 pies (472.44 metros) hasta los 2686 pies (818.69 metros). Los grupos que abarca son a partir del grupo Douglas hasta el grupo Mississippi.

Los registros utilizados para realizar el análisis son: GR, Caliper, SP, RILD, RILM, RLL3, RHOB, RHOC, CNLS y DT.

Al contar con los tres registros de porosidad fue posible realizar el análisis mineralógico a partir de una gráfica cruzada o crossplot M-N (Figura 4.1) en donde se observó que el mineral de la matriz predominante dentro del pozo es la calcita (Figura 4.2), esto concuerda con los reportes geológicos de la zona. También se

observa que la contribución de minerales de arcilla es abundante (Figura 4.3) y que el mineral de cuarzo correspondiente a areniscas y rocas silíceas presentes en el campo (Figura 4.4), es escaso en la mayoría de los grupos.

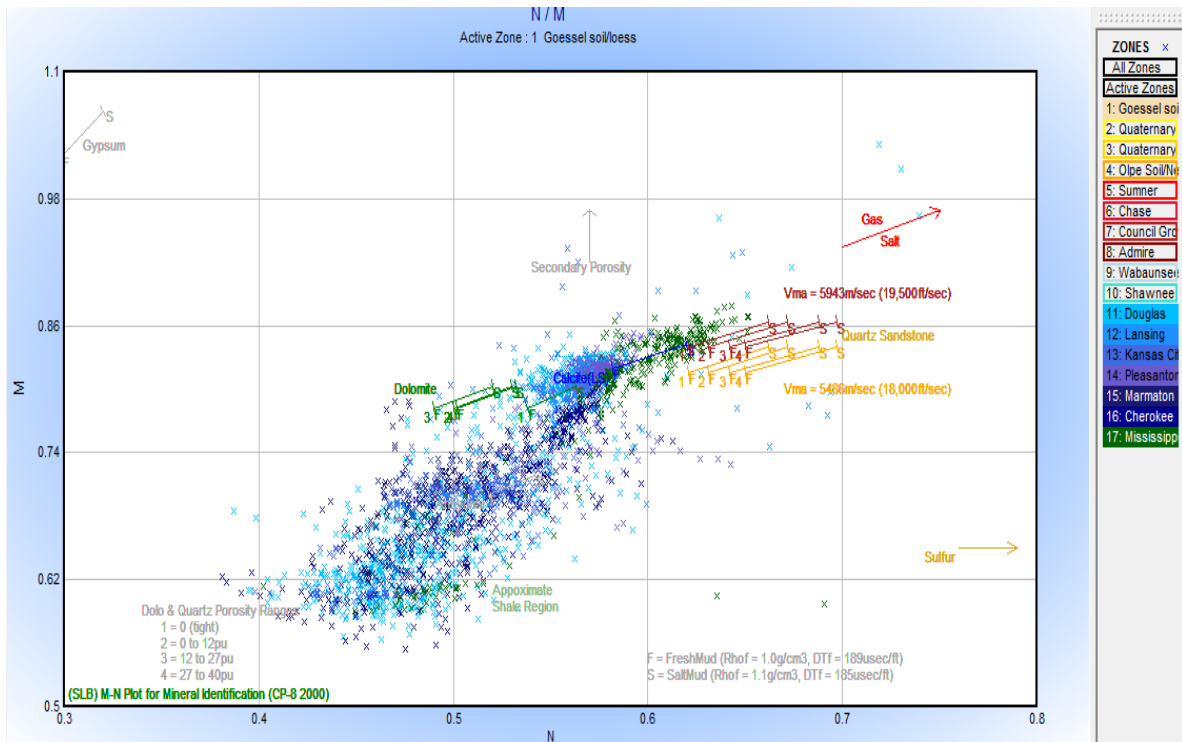


Figura 4.1. Crossplot M-N del pozo Klaassen No. 1 a partir de los registros de porosidad.

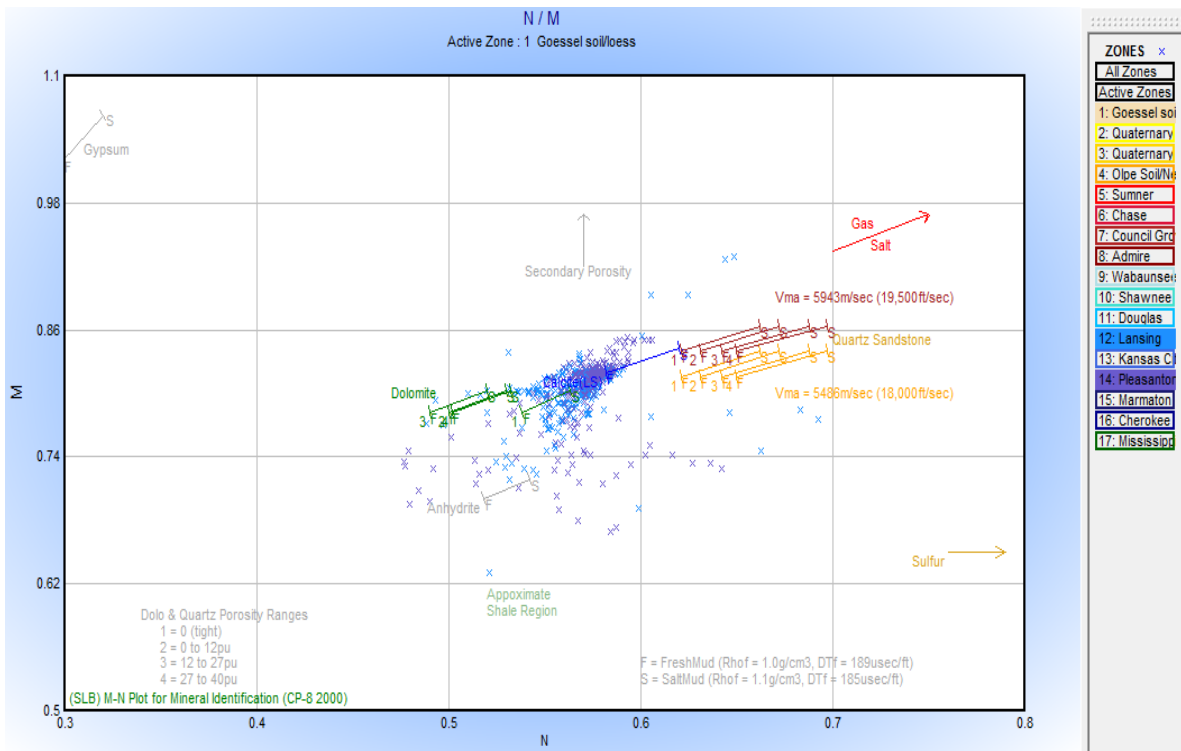


Figura 4.2. Mineral de calcita en el crossplot M-N relacionado a lutitas dentro del campo.

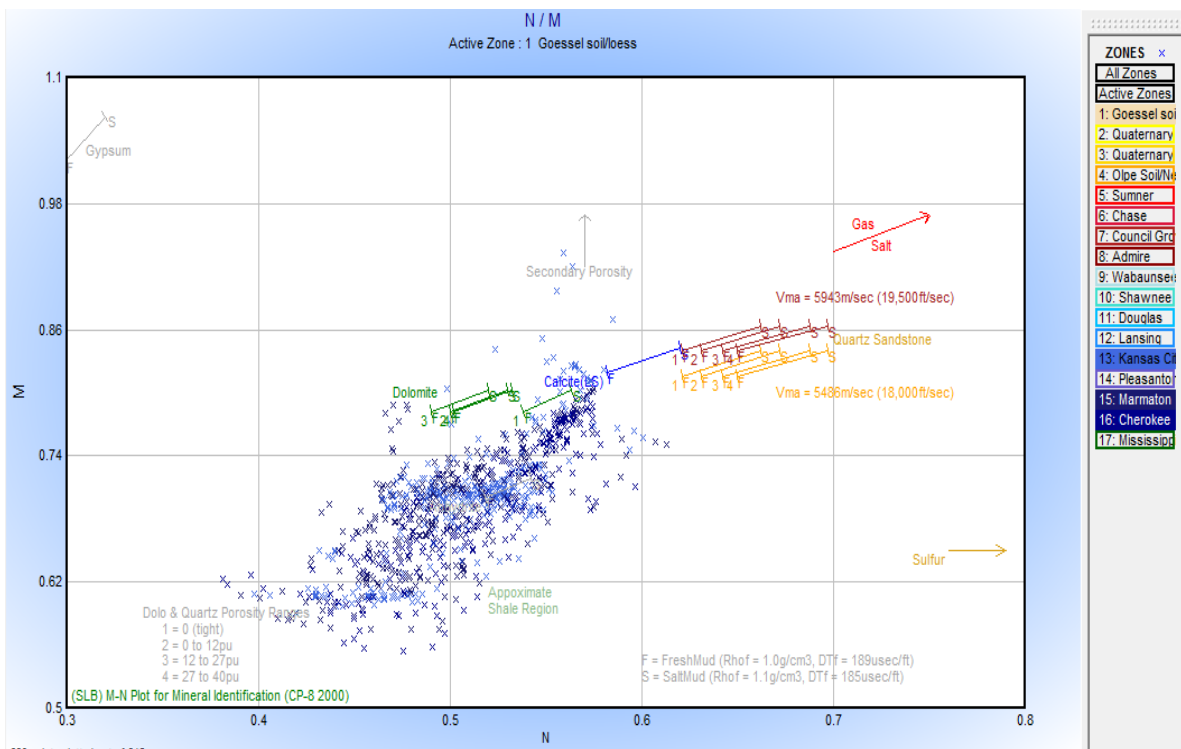


Figura 4.3. Mineral de arcilla en el crossplot M-N relacionado a lutitas dentro del campo.

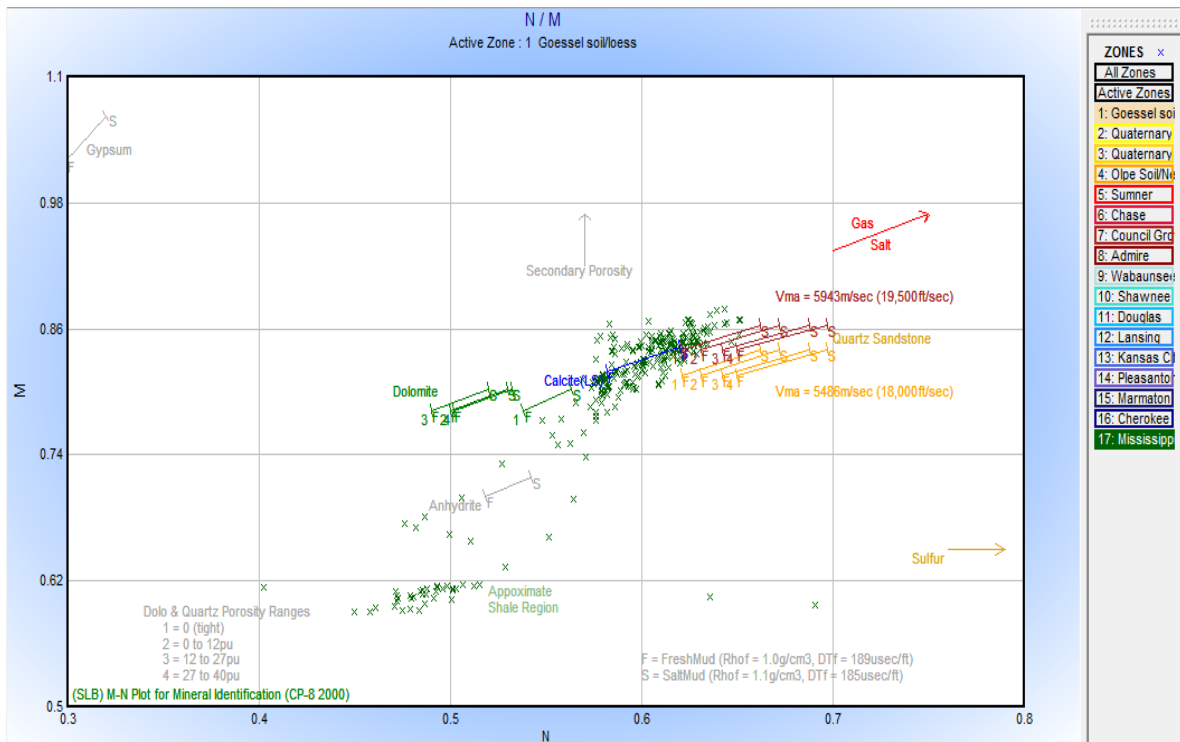


Figura 4.4. Mineral de cuarzo en el crossplot M-N relacionado a las rocas silíceas presentes en el campo.

A partir del análisis mineralógico se determina que los tres minerales característicos son: arcilla, calcita y mineral de cuarzo.

El registro de Caliper muestra valores bastante uniformes a profundidad reflejando que el pozo se encuentra en condiciones normales a buenas teniendo en algunas zonas puntuales un aumento leve en la curva posiblemente debido a pequeños derrumbes que se encuentren en su interior pero que no demuestran ser significativas al momento de la toma de los registros.

El registro SP muestra un comportamiento muy similar a la curva de GR mostrando continuidad en algunas zonas en las que GR muestra valores altos.

El análisis de la curva de Rayos Gamma muestra que los grupos con más contenido de arcilla son el grupo Douglas, el grupo Kansas City y los grupos Marmaton y Cherokee, en estos grupos se observa que tiene valores de 130 API mostrando su gran contribución de arcillas, esto se ve reflejado en el modelo mineralógico del carril número 8 en la Figura 4.2 en la que se observa que la cantidad de arcilla llega

ser de hasta el 70% en los grupos mencionados. Los grupos menos arcillosos son el grupo Lansing, Pleasanton y Mississippi, estos grupos muestran valores de 30 API y cuentan con una cantidad de arcillas de hasta el 20%. Debido a esta gran contribución de arcillas es que el modelo para determinar la saturación de agua se realizó a partir del método de doble agua mencionado en el apartado 2.1.6.1 del Capítulo 2 de este trabajo.

Las resistividades del pozo son medianas a altas en algunas zonas, los valores van de 10 ohm-m hasta 300 ohm-m.

La curva de densidad RHOB muestra valores de entre 2.3-2.7 gr/cm³, debido a que existe mineral de cuarzo correspondiente al chert y la matriz predominante es caliza las densidades medias suelen ser de 2.5 gr/cm³. En el grupo Mississippi, en su parte superior, se observa una disminución en la curva de densidad de hasta 2.3 gr/cm³. La curva RHOC muestra que casi en su totalidad del pozo los valores son menores a 0.15 gr/cm³ lo cual indica que los valores obtenidos de densidad a partir del registro RHOB se pueden tomar como correctos.

La curva CNLS refleja valores de porosidad derivada de neutrón de entre 0.3 dec en los grupos con mayor contenido de arcillas y 0.05 dec en los grupos más limpios.

La curva DT muestra velocidades de entre 56 -100 μ sec/ft. Los registros de porosidad muestran que entre los grupos Marmaton y Cherokee existe una variación notable entre valores mínimos y máximos, esto es debido a una intercalación entre lutitas y calizas reportada en la geología de la zona.

La porosidad del pozo es baja en general, mostrando que en la parte media de la profundidad de interés es casi nula. Los grupos que muestran una mayor porosidad son los grupos Douglas, Lansing, Cherokee y Mississippi con valores de hasta el 10%. El grupo Mississippi muestra tener una zona de porosidad efectiva bastante amplia con valores que van del 3 al 9% en el intervalo de profundidad de 2546.5 pies (776.17 metros) a 2619 pies (798.27 metros).

La permeabilidad en general es muy baja en la parte media del pozo, los grupos que demuestran mayor permeabilidad son el grupo Douglas, Cherokee y

Mississippi, las permeabilidades oscilan entre 10 y 100 md, en el grupo Cherokee las permeabilidades tienen valores de hasta 10 md y en el grupo Mississippi de hasta 1 darcy.

La matriz predominante es calcita con una contribución baja de minerales de cuarzo relacionados a las rocas silíceas como el chert y a la arenisca presente.

El pozo muestra que se encuentra saturado de agua en su mayoría, con pequeñas cantidades de aceite que no son económicamente rentables en los primeros grupos. Sin embargo, el grupo que mayormente se encuentra saturado de aceite es el grupo Mississippi.

El análisis de la zona de paga muestra que los grupos que son económicamente rentables son el grupo Cherokee y Mississippi con espesores de 6 pies para el primero y de 31.5 pies para el segundo. La Figura 4.5 muestra el templete general del pozo.

La cantidad de hidrocarburo estimado del pozo es de 142,333.87 barriles.

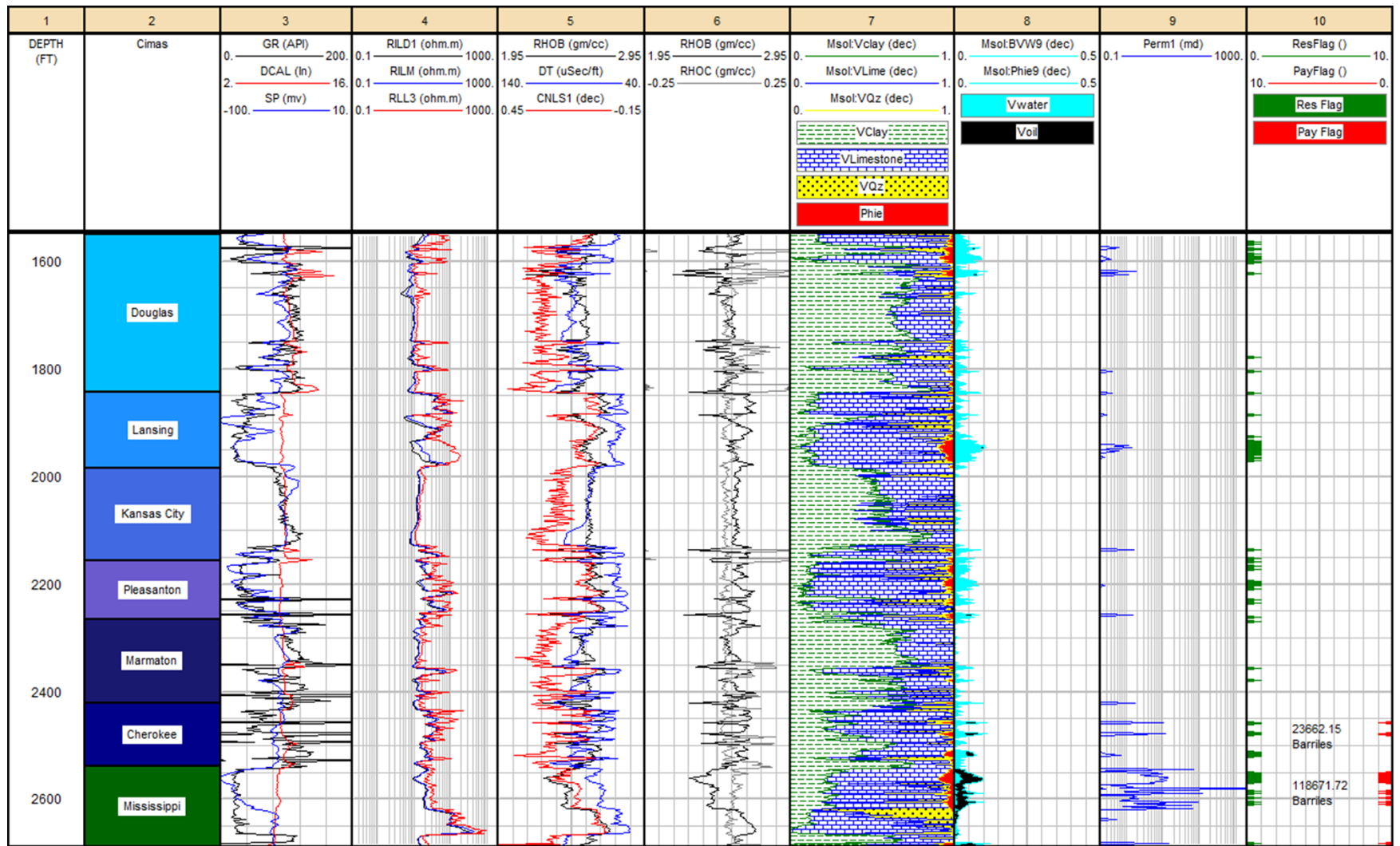


Figura 4.5. Template del pozo Klaassen No. 1.

4.1.2. Pozo Klaassen No. 2

El pozo Klaassen No. 2 cuenta con un intervalo de profundidad a partir de los 1550 pies (472.44 metros) hasta los 2602.5 pies (793.24 metros).

Las curvas que son de interés son las siguientes: Caliper, GR, SP, RILD, RILM, RLL3, RHOB, RHOC y CNLS.

Los grupos que conforman este pozo van a partir del grupo Douglas hasta el grupo Mississippi. Debido a que no cuenta con el registro DT no fue posible realizar el análisis mineralógico M-N, sin embargo, al tratarse del mismo campo petrolero, no es necesario determinarlo debido a que en el pozo Klaassen No. 1 se determinó la composición mineralógica que generaliza al campo Plum Grove South.

La curva Caliper refleja una continuidad bastante bien marcada y se muestra que contiene en algunos intervalos ciertos aumentos de valores atribuidos a derrumbes dentro del pozo los cuales que no son significativos.

La curva SP muestra la misma tendencia que el registro GR, SP refleja continuidad en los grupos Marmaton y Cherokee en donde GR muestra valores altos y bajos debido a una intercalación de caliza y arcilla en esas zonas.

GR refleja una clara diferenciación entre los grupos más arcillosos y los menos arcillosos, siendo el grupo Douglas, Kansas City, Marmaton y Cherokee los que muestran más cantidad de arcillas teniendo valores de hasta 130 API en esos grupos. Los grupos Lansing, Pleasanton y Mississippi tienen valores bajos de hasta 45 API siendo estos los que menos cantidad de arcilla tienen como se muestra en el carril 8 de la figura 4.3. Al observar la cantidad de arcilla relacionada a las lutitas dentro del pozo se observa que los grupos mencionados como más arcillosos presentan una contribución de hasta el 50% mientras que los menos arcillosos muestran una contribución de hasta el 30%.

Las resistividades dentro de este pozo van de 30 ohm-m hasta 100 ohm-m reflejando que la formación se encuentra en su mayoría saturada de agua debido a estos valores bajos a medios.

La curva RHOB muestra valores que van desde los 2.2-2.7 gr/cm³, en general, los valores de densidad muestran valores más o menos regulares a lo largo del pozo, excepto en la parte final correspondiente al grupo Mississippi en donde se observa una disminución notable de la densidad medida. La curva RHOC demuestra que las densidades obtenidas a partir del registro de RHOB son confiables debido a que los valores son menores a 0.15 gr/cm³. La curva CNLS muestra valores mínimos de 0.05 dec hasta valores de 0.3 dec en donde, al igual que en la curva de densidad, los valores de neutrón muestra una disminución de la curva en el grupo Mississippi reflejando que existe una zona porosa. La curva de neutrón y la de densidad reflejan una variación de valores en el grupo Marmaton y Cherokee al igual que el pozo Klaassen No. 1 debido a una intercalación de lutitas y calizas reportadas en la información geológica de la zona.

En cuanto a la porosidad y permeabilidad, la porosidad en el pozo es bastante baja siendo los grupos Douglas, Lansing, Cherokee y Mississippi los que reflejan porosidades de hasta el 5%. La permeabilidad es baja en las partes medias del grupo; en los grupos Douglas, Lansing, Cherokee y Mississippi las permeabilidades alcanzan valores de hasta 9 md. El grupo Mississippi demuestra tener una zona con buena porosidad en el intervalo de profundidad de 2547 pies (776.32 metros) a 2593.5 pies (789.72) con valores del 3% al 5%.

La matriz predominante en el pozo es calcita relacionada a la roca caliza, la contribución del mineral de cuarzo relacionado a rocas silíceas como el chert y a la arenisca del pozo es poca.

La saturación de agua es la que se encuentra en su mayoría dentro del pozo debido a la gran atribución de las arcillas, la saturación de aceite se refleja en los grupos Douglas, Lansing, Cherokee y principalmente en el grupo Mississippi.

Las zonas de paga se encuentran en los grupos Lansing, Cherokee y Mississippi como se muestra en el carril 11 de la Figura 4.6. El grupo Lansing cuenta con un espesor de la zona de paga de 7.5 pies, el grupo Cherokee de 6 pies y el grupo Mississippi de 12.5 pies. El cálculo del estimado de hidrocarburo de estos tres grupos es igual a 109,808.5906 barriles de aceite.

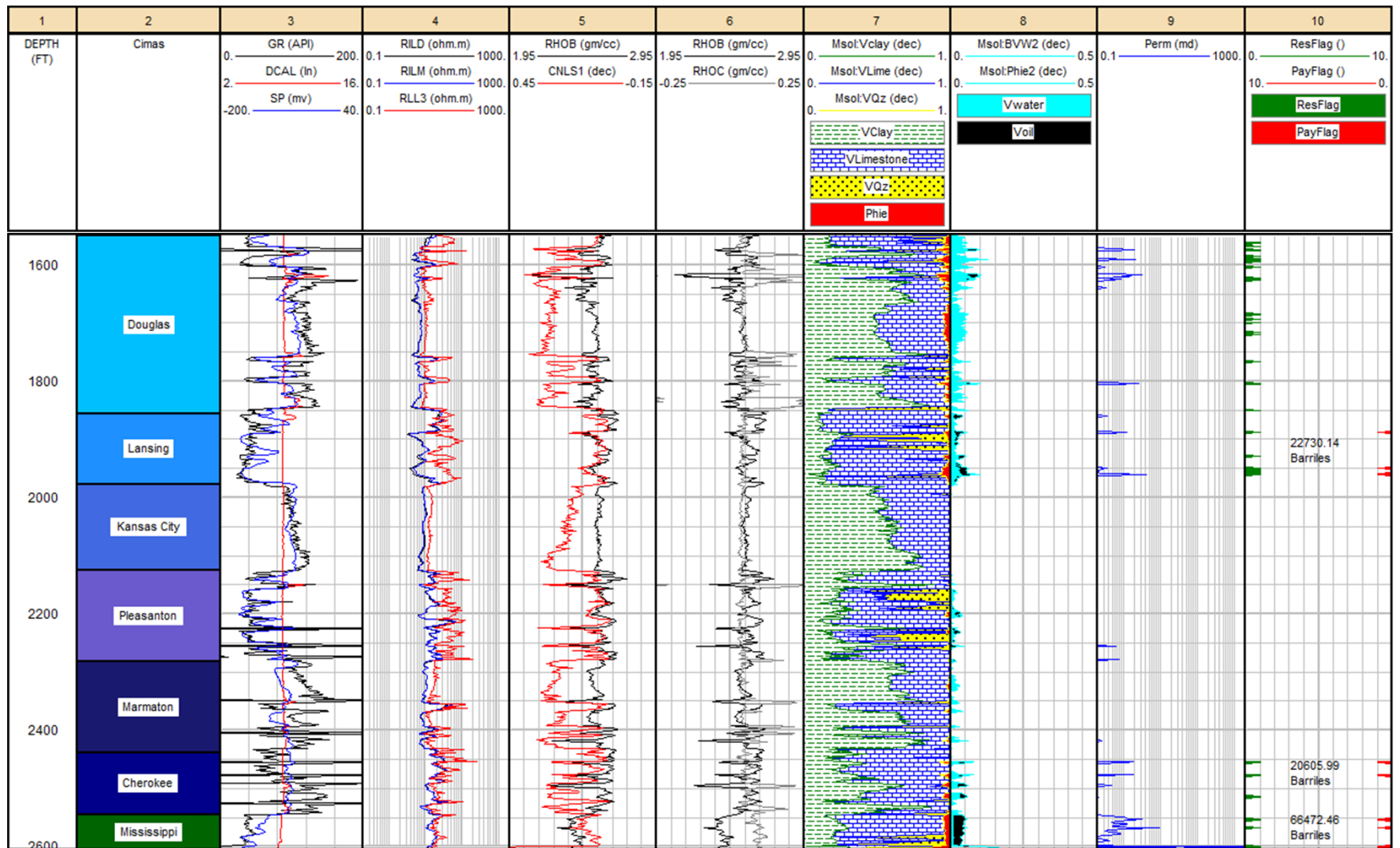


Figura 4.6. Template del pozo Klaassen No. 2.

4.1.3. Pozo Klaassen No. 4

La profundidad con la que cuenta el pozo Klaassen No. 4 es a partir de los 1550 pies (472.44 metros) hasta los 2612.5 pies (796.29 metros).

Las curvas de interés para realizar el análisis son las siguientes: Caliper, GR, SP, RILD, RILM, RLL3, RHOB, RHOC y CNLS.

Al igual que en el pozo Klaassen No. 2, al no contar con la curva DT no se realizó un análisis mineralógico M-N, sin embargo, al ser parte de un mismo campo se considera la misma mineralogía del pozo Klaassen No. 1.

La curva Caliper muestra una continuidad muy bien definida a lo largo del pozo y muestra en ciertas partes una variación de valores que indican pequeños colapsos que no afectan de manera importante el pozo.

La curva SP muestra la misma respuesta que GR mostrando valores más o menos constantes en donde GR mide contrastes de valores bastantes marcados como se aprecia en el carril 3 de la Figura 4.4 en los grupos Marmaton y Cherokee.

La curva de GR muestra valores altos en los grupos Douglas, Kansas City, Marmaton y Cherokee cuyos valores alcanzan los 130 API reflejando el gran contenido de arcillas correspondientes a lutitas que contiene, cuya atribución llega a ser de hasta el 60% de los grupos, y que se ejemplifica en el carril 8 de la figura 4.4. Los grupos Lansing, Pleasanton y Mississippi son los que valores más bajos tienen llegando hasta un máximo de 50 API y que demuestran el bajo contenido de arcilla con una atribución del 10% en los primeros dos mencionados y hasta el 30% en el grupo Mississippi.

Las resistividades tienen valores medios a bajos debido en gran parte, a la cantidad de arcilla de la formación teniendo valores de 10 a 90 ohm-m.

La respuesta de la curva RHOB muestra densidades bastante continuas excepto en la parte final del pozo en la que la densidad baja hasta valores de 2.3 gr/cm³. La curva RHOC refleja valores menores a 0.15 gr/cm³ indicando que las densidades del pozo obtenidas por la curva RHOB se pueden tomar como correctos.

La curva de CNLS muestra valores altos en los grupos más arcillosos debido a la cantidad de agua que tienen y cuyos valores máximos llegan hasta 0.3 dec.

Los grupos Marmaton y Cherokee reflejan una variación de valores en las curvas de porosidad debido a una intercalación de lutitas y calizas reportada en la geología de la zona.

La porosidad efectiva del pozo es en general demasiado baja debido a la naturaleza de la matriz pero que alcanza valores del 5% en los grupos Douglas, Lansing, Cherokee y Mississippi. El grupo Mississippi demuestra tener buenas porosidades en el intervalo de profundidad de 2539 pies (773.88 metros) hasta los 2610 pies (795.52 metros).

Las permeabilidades son demasiado bajas a nulas en los grupos en la parte media de la zona de interés del pozo teniendo mejores permeabilidades en el grupo Mississippi cuyo valor máximo alcanza un poco más de 4 darcy a los 2548 pies (776.63 metros). En los demás grupos la permeabilidad tiene valores de entre 1 a 5 md.

La matriz que predomina en el pozo es la calcita, este mineral se relaciona a la roca caliza presente en el campo, también existe contribución baja de mineral de cuarzo relacionado a rocas silíceas como el chert y a la arenisca reportada.

La saturación de agua en el pozo es mayor en el grupo Douglas y es la que predomina en la mayoría de los demás grupos. La cantidad de hidrocarburos es más abundante que el agua en los grupos Mississippi, Cherokee y Lansing.

Las zonas de paga se encuentran en los grupos Lansing, Cherokee y Mississippi siendo este último el que más acumulación de hidrocarburos tiene en el intervalo de profundidad de 2537 pies (773.27 metros) a 2605 pies (794.00 metros). Los espesores de las zonas de paga son de 0.5 pies para el grupo Lansing, de 5.5 pies para el grupo Cherokee y de 12 pies para el grupo Mississippi. La Figura 4.7 muestra el templete general del pozo Klaassen No. 4. La cantidad estimada de barriles que puede producir el pozo es de 81,252.44177 barriles de aceite.

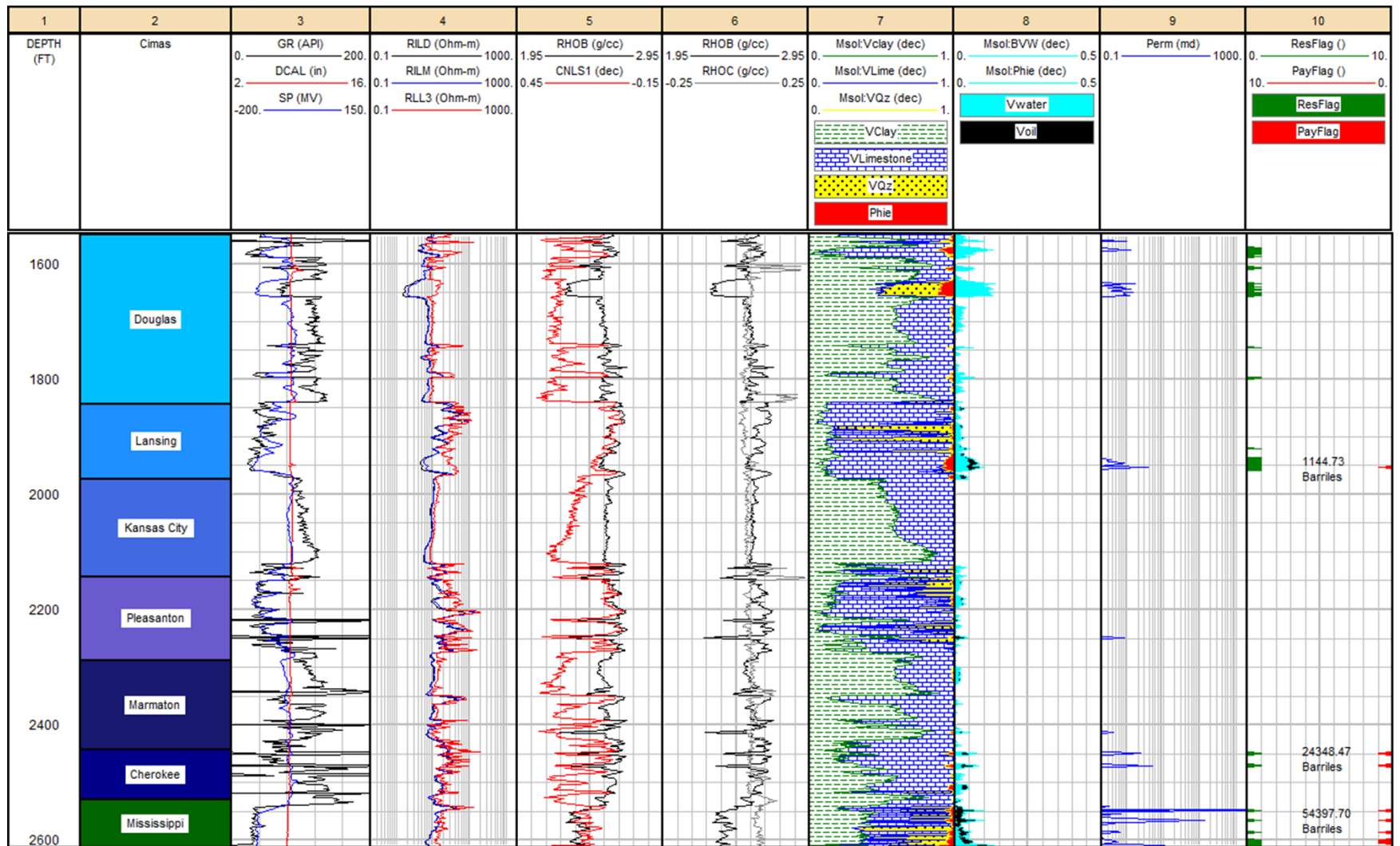


Figura 4.7. Template del pozo Klaassen No. 4

4.1.4. Klaassen No. 5

La profundidad con al que cuenta el pozo Klaassen No. 5 es de los 1550 pies (472.44 metros) hasta los 2598 pies (791.8704 metros).

El pozo Klaassen No. 5 cuenta con diferentes curvas que sirven para realizar la reevaluación petrofísica del pozo las cuales son las siguientes: Caliper, GR, SP, RILD, RILM, RLL3, RHOB, RHOC y CNLS.

Al igual que con los pozos anteriores, el pozo Klaassen No. 5 no cuenta con curva DT, pero al tratarse del mismo campo la mineralogía principal se consideró igual que el pozo Klaassen No. 1.

La curva Caliper de este pozo muestra una tendencia continua a lo largo del pozo y muestra en la parte inicial algunos intervalos en que los valores de la curva aumentan provocado por posibles derrumbes dentro del pozo pero que no afectan las mediciones de manera importante e indican el buen estado del pozo.

La curva SP muestra una tendencia igual a la curva GR siendo constante en algunas zonas en las que GR mide valores altos como en los grupos Marmaton y Cherokee.

En la curva GR se observa de manera clara la distinción entre los grupos más arcillosos de los menos arcillosos mostrando valores de hasta 130 API en los grupos Douglas, Kansas City, Marmaton y Cherokee. Los grupos menos arcillosos con los grupos Lansing, Pleasanton y Cherokee cuyos valores alcanzan los 40 API. El carril 8 en la figura 4.5 muestra que en los grupos más arcillosos la atribución de la arcilla llega a ser de hasta el 60% mientras que en las zonas menos arcillosas tiene valores de entre el 10 y el 30%.

Las resistividades del pozo son de bajas a medias teniendo valores que van desde 10 hasta 100 ohm-m.

La curva RHOB muestra valores que van de los 2.3 hasta los 2.7 gr/cm³ teniendo una media de valores de 2.5 gr/cm³ debido a la contribución de los minerales de cuarzo a la matriz caliza del pozo. La curva RHOB muestra valores bajos en la zona más baja del pozo correspondiente al grupo Mississippi. La curva de corrección

RHOC muestra valores menores a 0.15 gr/cm^3 demostrando de esta manera que las mediciones de densidad del pozo son correctas y pueden ser tomadas como confiables.

Los valores de CNLS varían de 0.05 dec hasta 2.5 dec. Los grupos menos arcillosos muestran valores bajos de neutrón y las zonas más arcillosas muestran valores altos de neutrón debido a la cantidad de agua que contienen.

Las curvas de porosidad CNLS y RHOB muestran una variación notable de valores en los grupos Marmaton y Cherokee debido a una intercalación de lutitas y calizas en los grupos correspondiente a la geología reportada.

La saturación de agua es la que predomina en los grupos superiores, mientras que la saturación de hidrocarburos es mayor en el grupo Mississippi.

La porosidad efectiva del pozo es en general muy baja debido a la matriz caliza y a la gran cantidad de arcilla en el pozo. El mineral de cuarzo en el pozo debido a la presencia de rocas silíceas y areniscas en los grupos es baja. Las mejores porosidades corresponden a valores de hasta el 7% en una amplia zona en el grupo Lansing y al 5% en los grupos Douglas, Cherokee y Mississippi. El grupo Mississippi demuestra tener porosidades del 3% al 5% en un amplio intervalo que va de los 2519.5 pies (767.94 metros) hasta los 2590.5 pies (789.58 metros).

Las permeabilidades del pozo son bastante bajas a nulas en la parte media de la zona de interés, mientras que en los grupos Douglas, Lansing y Cherokee tienen valores de 1 a 3 md. El grupo Mississippi es el que presenta mejores permeabilidades alcanzando valores de un poco más de 1 darcy a la profundidad de los 2551 pies (777.54 metros) hasta los 2559 pies (779.98 metros).

Las zonas de paga corresponden a los grupos Lansing, Cherokee y Mississippi cuyos espesores son de 0.5 pies para el primero, de 6 pies para el segundo y de 13.6 pies para el tercero. La Figura 4.8 muestra el templete general del pozo Klaassen No. 5. El total estimado de hidrocarburo total en este pozo es igual a la cantidad de 169,011.3025 barriles de aceite.

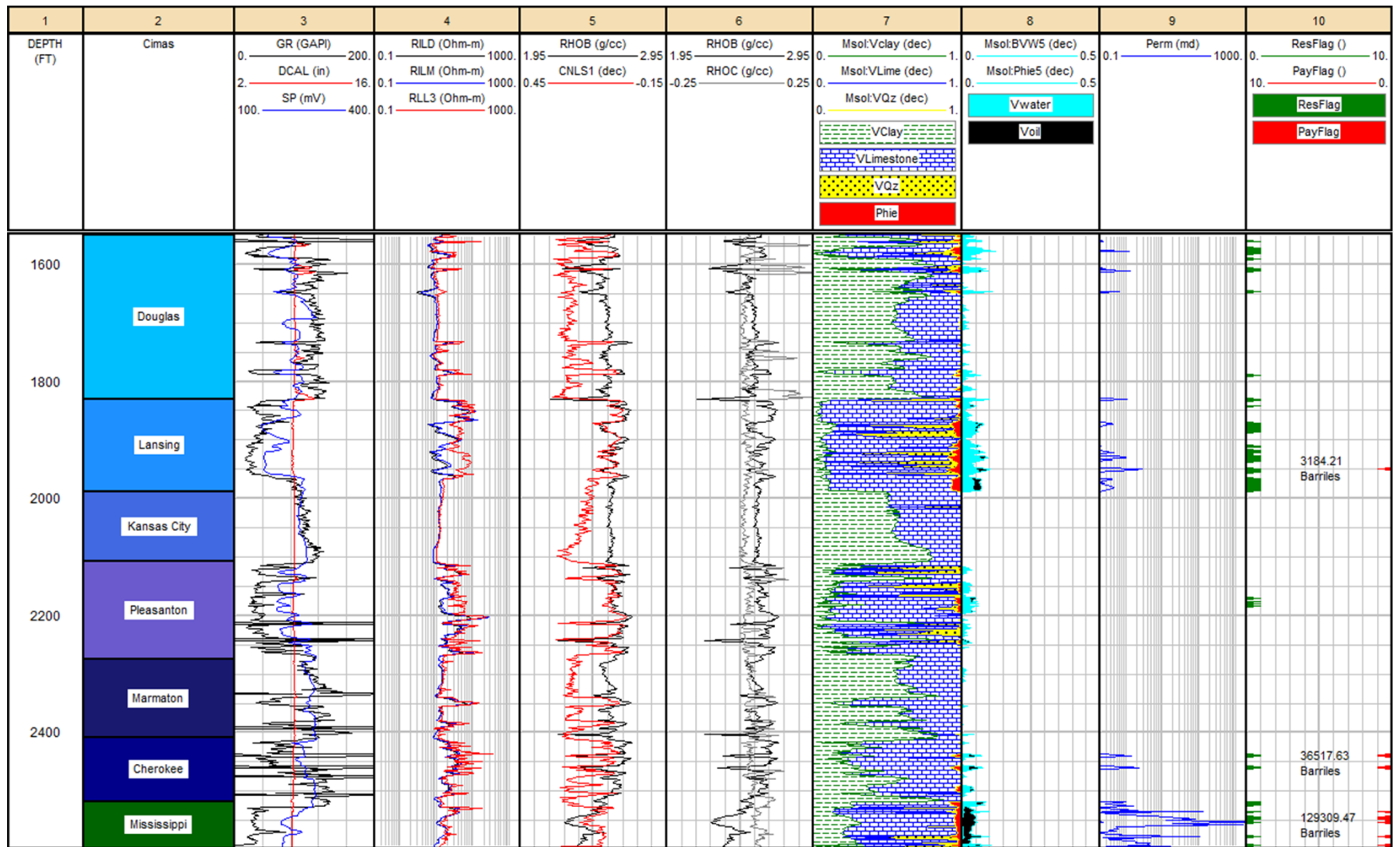


Figura 4.8. Template del pozo Klaassen No. 5.

4.1.5. Pozo Klaassen No. 6

El pozo Klaassen No. 6 tiene una profundidad a partir de los 1550 pies (472.44 metros) hasta los 2596 pies (791.26 metros) de profundidad.

Las curvas utilizadas para el análisis fueron las siguientes: Caliper, GR, SP, RILD, RILM, RLL3, RHOB, RHOC, CNLS.

De la misma manera que en los pozos anteriores, al no contar con la curva DT se determinó que la mineralogía es igual a la del pozo Klaassen No. 1 debido a que forma parte del mismo campo.

La curva Caliper en el pozo muestra una continuidad bastante bien definida lo cual indica la buen condición en la que se encuentra el pozo.

La curva SP tiene una tendencia igual a la curva GR diferenciando claramente las zonas más arcillosas de las menos arcillosas, esta curva muestra continuidad en algunos grupos en donde GR refleja valores bastante grandes.

La curva GR muestra que para zonas con alto contenido de arcilla los valores alcanzan los 130 API como se muestra en el grupo Douglas, Kansas City, Marmaton y Cherokee, y en los grupos menos arcillosos como el grupo Lansing, Pleasanton y Mississippi los valores de GR alcanzan los 40 API. El carril 8 de la figura 4.6 muestra el modelo mineralógico en el que se observa claramente que en los grupos con altos valores de GR la atribución de la arcilla llega a ser hasta un 60% del total del grupo y en las zonas menos arcillosas tiene una contribución de entre el 20 y 30%. Las resistividades son bajas a medias dentro del pozo teniendo valores que van de 10 a 100 ohm-m reflejando la saturación de agua debido a las arcillas.

El registro RHOB muestra valores muy similares a lo largo del pozo, teniendo una media de 2.5 gr/cm³ debido a la presencia de mineral de cuarzo en la matriz caliza, la zona final del pozo correspondiente al grupo Mississippi muestra bajos valores de densidad provocada por la porosidad existente en esa zona. El registro RHOC tiene valores menores a 0.15 gr/cm³ en la mayoría del pozo demostrando que las densidades obtenidas en el registro RHOB son confiables y son representativas de la roca en el interior del pozo.

La curva CNLS muestra valores altos para las zonas más arcillosas y valores más bajos en las zonas menos arcillosas, estos valores son de 0.3 dec para las primeras y de 0.07 dec para las segundas. Las curvas de porosidad RHOB y CNLS muestran unas variaciones bastante notables de valores en los grupos Marmaton y Cherokee, esto se asocia a una intercalación de lutitas y calizas reportadas por la geología de la zona.

La porosidad del pozo es en general bastante baja debido a la naturaleza de la caliza que compone la matriz principal del pozo, sin embargo, los grupos Douglas, Lansing, Pleasanton, Marmaton, Cherokee y Mississippi muestran porosidades efectivas que van desde el 5% hasta el 10%. El grupo Mississippi demuestra tener porosidades del 3% al 5% de manera continua a lo largo de todo el grupo mientras que en los demás grupos son zonas más puntuales. La contribución del mineral de cuarzo relacionado a rocas silíceas como el chert y arenisca en el pozo es baja.

La saturación de agua es la que predomina, excepto en el grupo Mississippi en el que claramente se puede observar que se encuentra mayormente saturado de hidrocarburo en la totalidad del grupo, los grupos Lansing, Pleasanton, Marmaton y Cherokee también demuestran que tienen saturación de hidrocarburo pero tienen un mayor contenido de agua.

La permeabilidad dentro del pozo es baja a nula en las zonas más arcillosas, el pozo tiene valores que van de 3 a 5 md y un par de valores máximo de 50 md a la profundidad de 2549.5 pies (777.08 metros) y a los 2582 pies (786.99 metros) en el grupo Mississippi.

Las zonas de paga se encuentran en los grupos Pleasanton, Marmaton, Cherokee y Mississippi. Las zonas de paga en el primer grupo tiene un espesor de 4.5 pies, en el grupo Marmaton es de 3 pies, en el grupo Cherokee es de 3.5 pies y en el grupo Mississippi es de 13.5 pies. La figura 4.9 muestra el templete correspondiente al pozo Klaassen No. 6. El total estimado de cantidad de hidrocarburo que contiene el pozo es de 162,587.3515 barriles de aceite.

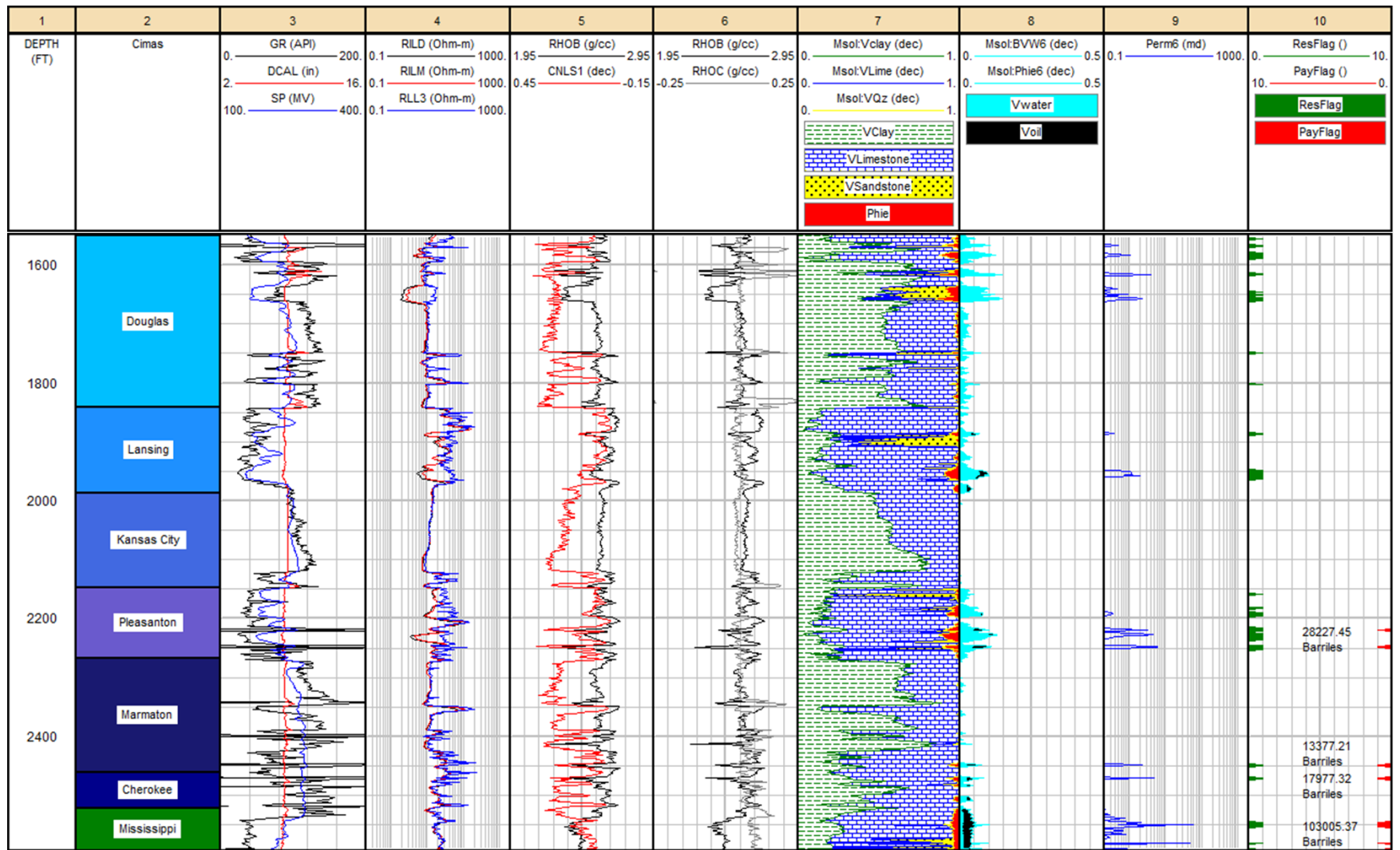


Figura 4.9. Template del pozo Klaassen No. 6

4.1.6. Pozo Klaassen No. 7

En el pozo Klaassen la profundidad con la que cuenta es a partir de los 1550 pies (472.44 metros) hasta la profundidad de 2629 pies (801.3192 metros).

Las curvas que sirvieron para realizar la reevaluación son las siguientes: Caliper, GR, SP, RILD, RILM, RLL3, RHOB, RHOC y CNLS.

La mineralogía elegida fue tomada del pozo Klaassen No. 1 debido a que se encuentra dentro del mismo campo petrolero y a la falta de la curva DT para realizar el análisis mineralógico.

En el carril 3 de la Figura 4.7 se observa que la curva de Caliper se muestra continua a lo largo del pozo a excepción de unos pequeños intervalos que no son importantes, la continuidad reflejada en el pozo muestra que las paredes en su interior se encuentran en buen estado.

La curva SP muestra la misma tendencia que la curva GR pudiendo diferenciar claramente las zonas más arcillosas, también se observa que la curva SP muestra continuidad en algunos intervalos en donde GR presenta una variación de valores demasiado altos como por ejemplo en los grupos Marmaton y Cherokee.

El análisis de la curva GR demuestra que existen 4 grupos con bastante contenido de arcilla y que tienen valores de hasta 130 API, estos grupos son Douglas, Kansas City, Marmaton y Cherokee, los grupos restantes, Lansing, Pleasanton y Mississippi, muestran valores de hasta 40 API y reflejan en el carril 8 que la cantidad de arcilla tiene valores de hasta el 25% en el grupo Mississippi y 15% en los grupos Lansing y Pleasanton. Los grupos más arcillosos muestran una cantidad de arcilla de hasta el 60%. La respuesta de las curvas de resistividad tiene valores de 2 a 30 ohm-m.

La curva RHOB muestra valores que van de 2.3 gr/cm³ hasta 2.7 gr/cm³, la densidad promedio a lo largo del pozo es de 2.5 gr/cm³ debido a la presencia de minerales cuarzo en la matriz caliza, en el grupo Mississippi se observa una disminución bastante marcada de la densidad. El registro RHOC posee valores menores de 0.15 gr/cm³ a lo largo del pozo, esto es un indicativo de la calidad de las mediciones y refleja la confiabilidad de la herramienta de densidad al momento de realizar las

mediciones en el pozo. La curva CNLS presenta claramente una distinción de las zonas más arcillosas de las menos arcillosas. En general, en las zonas arcillosas presenta valores de hasta 0.36 dec mientras que en las menos arcillosas valores de 0.05 a 0.10 dec. Tanto la curva RHOB y CNLS muestran una variación de valores bastante marcada en los grupos Marmaton y Cherokee debido a la presencia de una intercalación entre lutitas y calizas reportada en los grupos.

La saturación de agua es la que predomina en todo el pozo a excepción del grupo Mississippi en el cual se observa claramente que se encuentra mayormente saturado por hidrocarburo en la totalidad del grupo.

De manera general, se puede apreciar la baja porosidad efectiva debido a la naturaleza de la matriz caliza y a la presencia de cantidades importantes de arcilla dentro del pozo. El mineral de cuarzo debido a la presencia de rocas silíceas como el chert y areniscas en el pozo es moderadamente bajo. La porosidad efectiva tiene valores que van del 2% hasta el 8%, las zonas con mayor porosidad efectiva son el grupo Douglas, Pleasanton y Mississippi. El grupo Mississippi presenta que la totalidad del grupo tiene porosidades efectivas del 3% al 5%.

La permeabilidad en el pozo tiende a ser baja con valores de 0.8 a 300 md. La permeabilidad más grande se encuentra en el grupo Pleasanton con un valor de 300 md a la profundidad de 2144.5 pies (653.64 metros), el grupo Mississippi es el que presenta mejores permeabilidades en el intervalo que va de los 2566.5 pies (782.26 metros) hasta los 2613.5 pies (796.59 metros).

Las zonas de paga se encuentran en los grupos Pleasanton, en el límite inferior del grupo Marmaton, el grupo Cherokee y el grupo Mississippi. Los espesores de las zonas de paga son de 4.5 pies para el grupo Pleasanton, de 3 para el grupo Marmaton, de 5.5 para el grupo Cherokee y de 13 pies para el grupo Mississippi. La figura 4.10 presenta el templete correspondiente al pozo Klaassen No. 7. La estimación de hidrocarburos en el pozo da un valor igual a 153,295.2487 barriles de aceite.

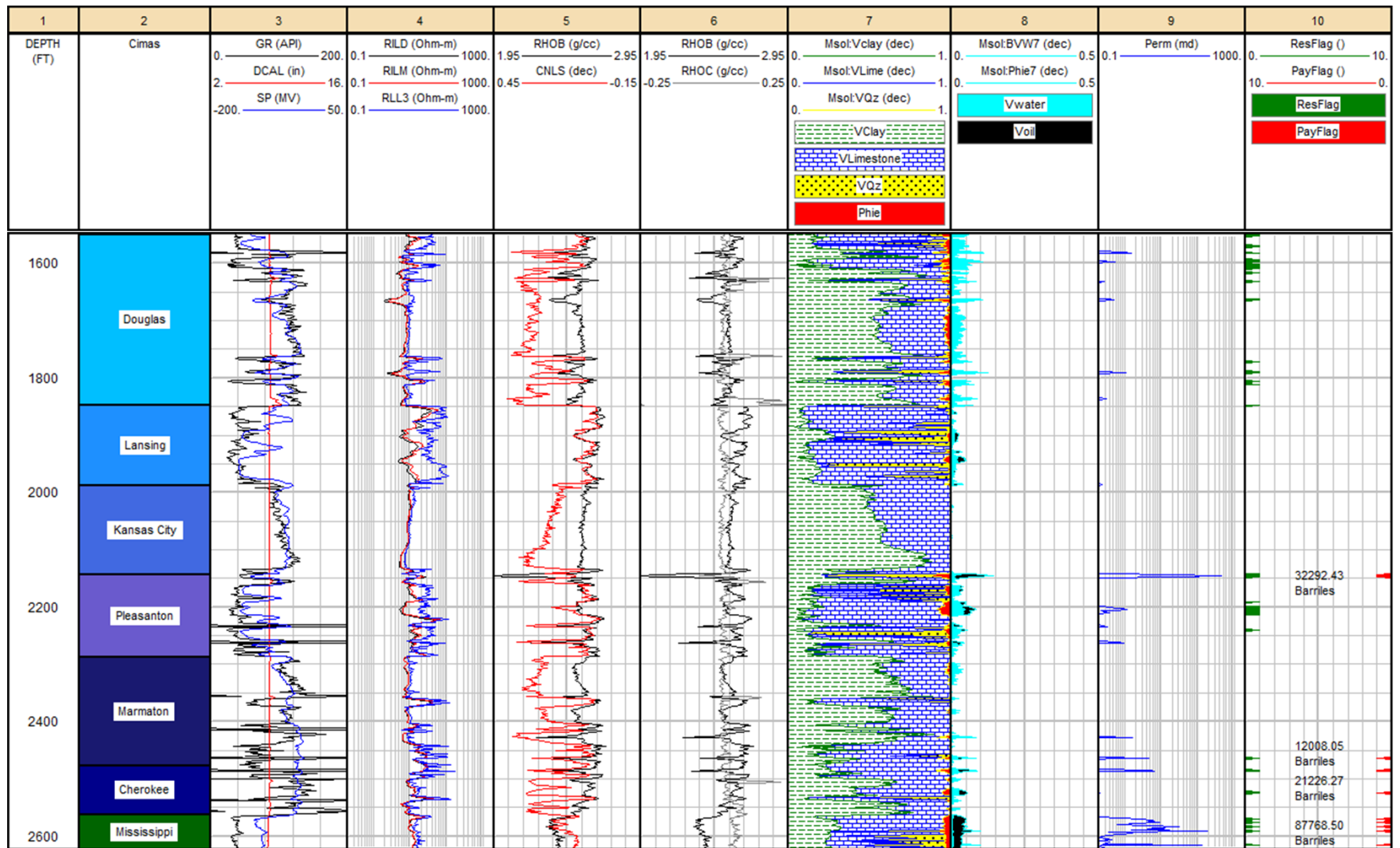


Figura 4.10. Template del pozo Klaassen No. 7.

4.1.7. Pozo Manns No. 3

El pozo Manns No. 3 cuenta con una profundidad a partir de los 1550 pies (472.44 metros) hasta los 2656 pies (809.54 metros).

El pozo Manns No. 3 tiene las siguientes curvas que sirven para realizar el análisis petrofísico: Caliper, GR, SP, RILD, RILM, RLL3, RHOB, RHOC y CNLS.

La mineralogía, al igual que en los demás pozos, se tomó del análisis mineralógico del pozo Klaassen No. 1 al no contar con la curva DT, la elección es correcta debido a que se trata de un mismo.

Analizando la curva Caliper se observa que tiene valores bastante constantes a lo largo del pozo reflejando de esta manera la buena condición de las paredes y mostrando algunas variaciones de valores muy leves provocadas por algún derrumbe dentro del pozo pero que no representan algún problema.

SP sigue una tendencia bastante similar a la curva de GR mostrando valores continuos en zonas donde GR mide variaciones provocadas por una intercalación de lutitas y calizas. GR y SP muestran una clara diferencia entre las zonas arcillosas. Las zonas con alto contenido de arcilla tienen valores de hasta 130 API mientras que las zonas menos arcillosas alcanzan valores de 40 API. El carril 8 de la figura 4.8 presenta la atribución de la cantidad de arcillas en el pozo en donde se muestra que los grupos más arcillosos ocupan hasta el 70% del grupo y los menos arcillosos hasta un 20% del grupo. Cabe resaltar que los grupos más arcillosos son Douglas, Kansas City, Marmaton y Cherokee. La resistividad presentada en el pozo es de baja a media con valores de 10 a 60 ohm-m.

La curva RHOB presenta un comportamiento medianamente continuo a lo largo del pozo a excepción de la última zona correspondiente al grupo Mississippi en la que se observa una disminución de densidad bastante marcada. Los valores de densidad van de 2.2 a 2.7 gr/cm³ en que la media de valores es 2.5 gr/cm³ debido a la presencia de minerales de cuarzo en la matriz caliza del pozo. La curva RHOC tiene valores menores a 0.15 gr/cm³ demostrando que la calidad de los datos de densidad tomados son correctos.

La curva CNLS muestra valores que van desde 0.02 dec hasta 0.3 dec siendo que en las regiones en donde existe mayor contribución de arcilla alcanza sus valores máximos y en las zonas menos arcillosas valores bajos.

Tanto la curva RHOB y CNLS muestran una zona a partir de los 2371 pies (722.68 metros) hasta los 2568 pies (782.72 metros) en la que se aprecia una notable variación de valores esto debido a una intercalación de lutitas y calizas que existe en el campo reportado por la geología, este intervalo corresponde a los grupos Marmaton y Cherokee.

Las porosidades efectivas dentro del pozo son bastante bajas debido a la matriz que la compone y a la presencia abundante de arcillas. La presencia del mineral de cuarzo relacionado a rocas silíceas como el chert y la arenisca es poca. Los grupos que tienen mayor porosidad efectiva son Douglas, Lansing, Pleasanton, Cherokee y Mississippi con valores que van del 1% hasta el 8%.

La saturación de agua es la que predomina en el pozo debido al alto contenido de arcillas, el grupo Mississippi es el que muestra que se encuentra saturado de hidrocarburo casi en su totalidad.

En general el pozo demuestra tener bajas permeabilidades debido a la baja porosidad efectiva existente. Las mayores permeabilidades se encuentran presentes en los grupos Pleasanton, Cherokee y Mississippi. El grupo Mississippi cuenta con valores de hasta 50 md en el intervalo de los 2605 pies (794.00 metros) a los 2636.5 pies (803.60 metros), y en el grupo Pleasanton existe un valor de 90 md a la profundidad de 2246 pies (684.58 metros).

Las zonas de paga se encuentran en los grupos Pleasanton, Cherokee y Mississippi. Los espesores de las zonas de paga son de 1 pies para el grupo Pleasanton, de 5 pies para el grupo Cherokee y de 12.5 pies para el grupo Mississippi. La estimación de la cantidad de hidrocarburo de las zonas de paga es igual a 33,236.3823 barriles de aceite. El templete del pozo Manns No.3 se muestra en la figura 4.11.

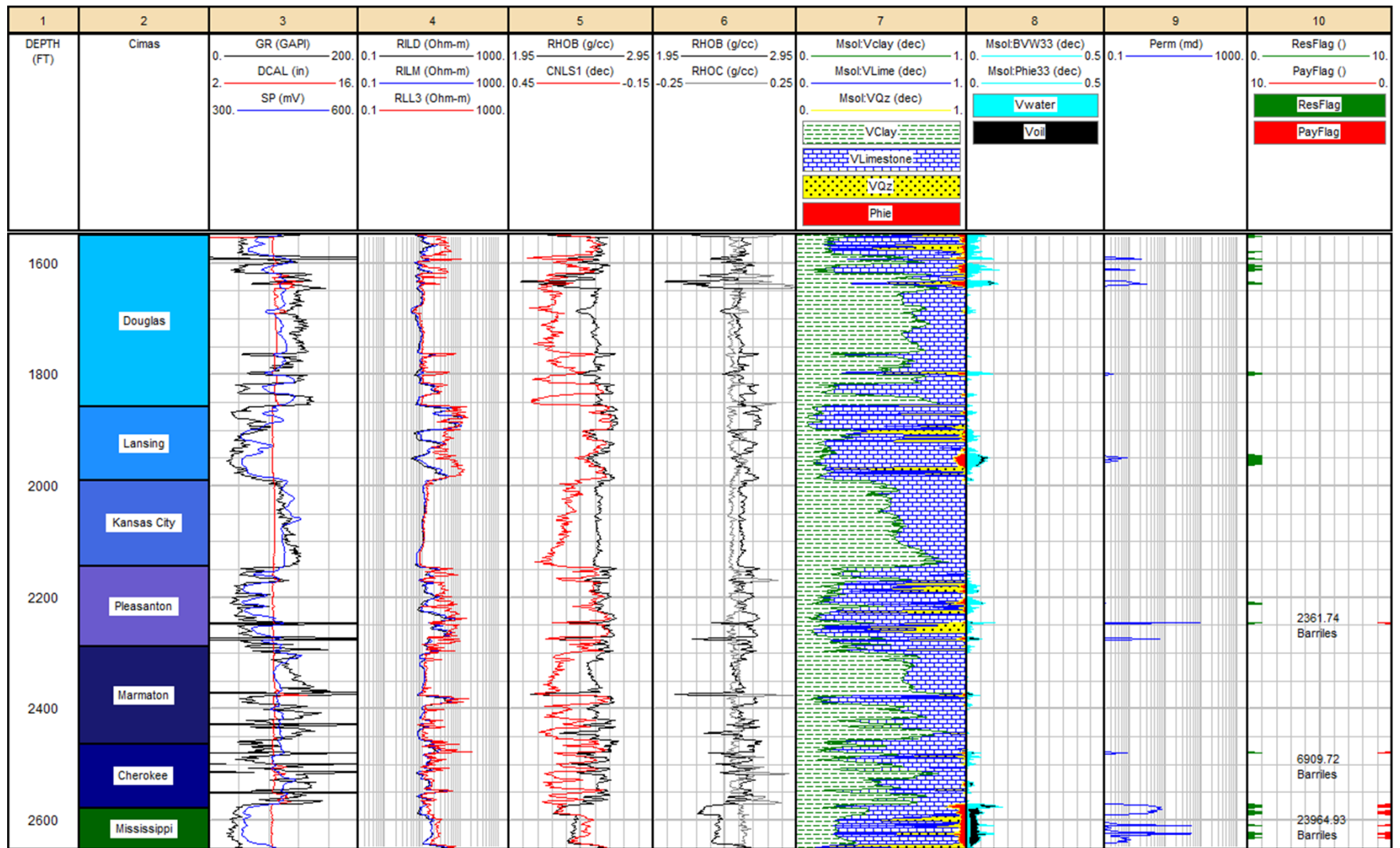


Figura 4.11. Template del pozo Manns No. 3.

4.1.8. Pozo Manns No. 5

El intervalo del pozo Manns No. 5 es a partir de los 1550 pies (472.44 metros) hasta los 2634 pies (802.84 metros) de profundidad.

El pozo cuenta con diferentes curvas que sirven para realizar la evaluación, las curvas son las siguientes: Caliper, GR, SP, RILD, RILM, RLL3, RHOB, RHOC y CNLS.

La mineralogía elegida para este pozo fue tomada del pozo Klaassen No.1 al igual que en los pozos anteriores debido a la falta de la curva DT y a que forma parte del mismo campo.

La curva de Caliper presenta valores bastante continuos a lo largo del pozo presentando pequeñas variaciones en el primer grupo que sugieren algún colapso dentro del pozo pero que no tiene importancia ya que no afectan de manera importante las respuestas de las curvas resultantes tomadas por diferentes herramientas.

La curva SP muestra una tendencia en su respuesta muy similar a la curva de GR, en ambas curvas se aprecia de manera clara la diferencia entre las zonas más arcillosas de las menos arcillosas. En los grupos Marmaton y Cherokee existe una variación de valores bastante notables en la curva GR mientras que SP refleja una continuidad en la misma región.

La curva de GR muestra valores de hasta 130 API en las zonas más arcillosas como en los grupos Douglas, Kansas City, Marmaton y Cherokee, y valores de hasta 40 API en los grupos Lansing, Pleasanton y Mississippi. La cantidad de arcilla presente en los grupos más arcillosos llega a valores de hasta el 70%, mientras que en las menos arcillosas presenta una contribución de hasta el 30%.

Las resistividades en el pozo tienen valores bajos a medios cuyo rango es de 5 a 100 ohm-m.

La curva RHOB muestra valores que van de 2.2 a 2.7 gr/cm³. En el grupo Mississippi se observa una disminución bastante notoria de la densidad, también, en los grupos

Marmaton y Cherokee se aprecia una variación bastante notable entre valores. En relación a la curva RHOC, los valores presentes son menores a 0.15 gr/cm^3 indicando de esta manera la confiabilidad de la base de datos de densidad en el intervalo de interés del pozo. La respuesta de la curva CNLS muestra valores altos en zonas de arcilla y valores bajos en las zonas más limpias. Los valores máximos de la curva de neutrón es de 0.30 pu y los valores mínimos son de 0.03 pu. Al igual que el registro de densidad en los grupos Marmaton y Cherokee se observa una variación notable de valores, esto se atribuye a una intercalación existente de lutitas y calizas reportadas en la geología del campo.

La saturación en el pozo es la que predomina mayormente a excepción del grupo Mississippi el cual se encuentra mayormente saturado de hidrocarburo.

La roca predominante en el pozo es la roca caliza como informa la geología, el mineral de cuarzo atribuido a las rocas silíceas como el chert y a la arenisca presente es poco abundante y solo se presenta de manera más o menos importante en los grupos Lansing, Pleasanton y Mississippi.

Las porosidades efectivas dentro del pozo son bastante bajas en la mayor parte del pozo, los grupos que presentan porosidades efectivas mayores e iguales al 5% son los grupos Douglas, Lansing, Pleasanton, Cherokee y Mississippi. El grupo Mississippi presenta porosidad efectiva de manera continua a lo largo del grupo con valores de porosidad de 3 al 5%. Debido a que la porosidad es muy baja la permeabilidad es prácticamente nula en algunos grupos. Las permeabilidades más altas se encuentran en el grupo Pleasanton alcanzando valores de 130 md a los 2245.5 pies (684.42 metros) y a los 2274.5 pies (693.26 metros).

Las zonas de paga corresponden a los grupos Lansing, Pleasanton, Cherokee y Mississippi. Los espesores de la zona de paga en el primero es de 1.5 pies, en el grupo Pleasanton es de 3 pies, en el grupo Cherokee es de 2 pies y en el grupo Mississippi es de 12 pies. La estimación del total de hidrocarburos en el pozo es de 93,315.01974 barriles de aceite. La Figura 4.12 muestra el templete del pozo Manns No. 5.

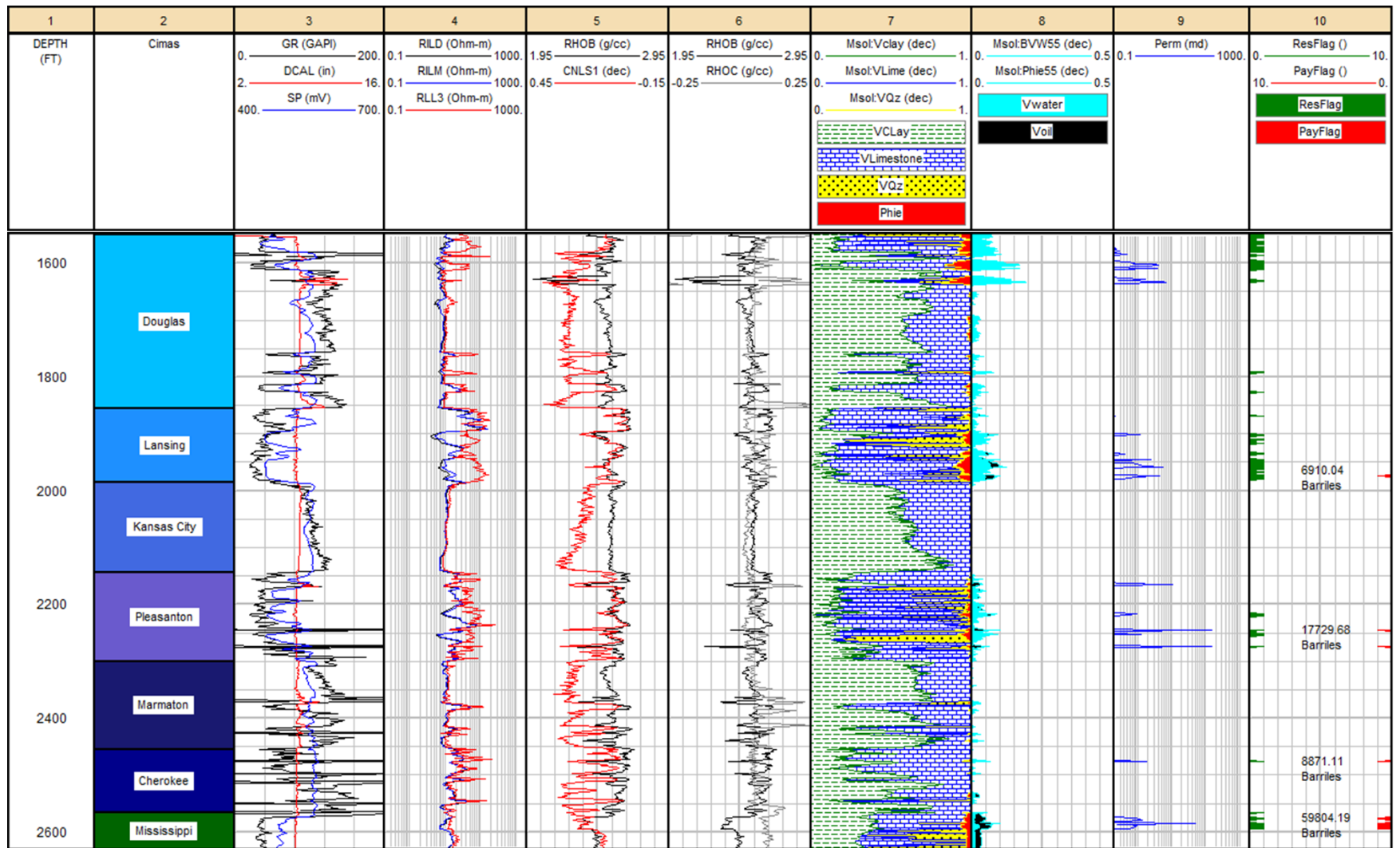


Figura 4.12. Template del pozo Manns No. 5.

4.2.- Resultados de los cubos de propiedades petrofísicas

Los parámetros simulados son los siguientes: saturación de agua, porosidad efectiva, permeabilidad, volumen de arcilla, volumen de caliza, volumen de minerales de cuarzo. Los resultados obtenidos son los siguientes:

4.2.1.- Saturación de agua

Los pozos procesados en el campo Plum Grove South (Figura 4.13) muestran que la mayor parte del campo se encuentra saturado de agua. La simulación geoestadística de esta propiedad se muestra de manera general en la Figura 4.14 correspondiente al cubo simulado de la distribución de agua en el campo. En la figura mencionada se presenta la simulación tridimensional obtenido en la parte izquierda, a la derecha se presenta la escala de colores y en la esquina inferior derecha un eje coordinado para facilitar la orientación del cubo. La escala de colores tiene valores de 0.001 a 1 indicando en decimales la cantidad de agua presente en la zona, se considera que el valor de 1 representa una saturación igual al 100% y, por ende, el complemento es la saturación de aceite existente.

De manera general se aprecia en la figura 4.14 que la saturación de agua es predominante en el campo siendo la parte superior la que mayor saturación de agua tiene, comparándolo con la figura 4.13, la simulación geoestadística obtenida refleja una correlación entre los valores obtenidos y la simulación realizada, en este modelo se observa que la parte superior contiene en su mayoría colores que van de amarillo a rojo correspondientes a valores altos de entre el 60% y 100%, la parte más baja muestra valores bajos de saturación de agua reflejando la cantidad de hidrocarburos que existe en el campo.

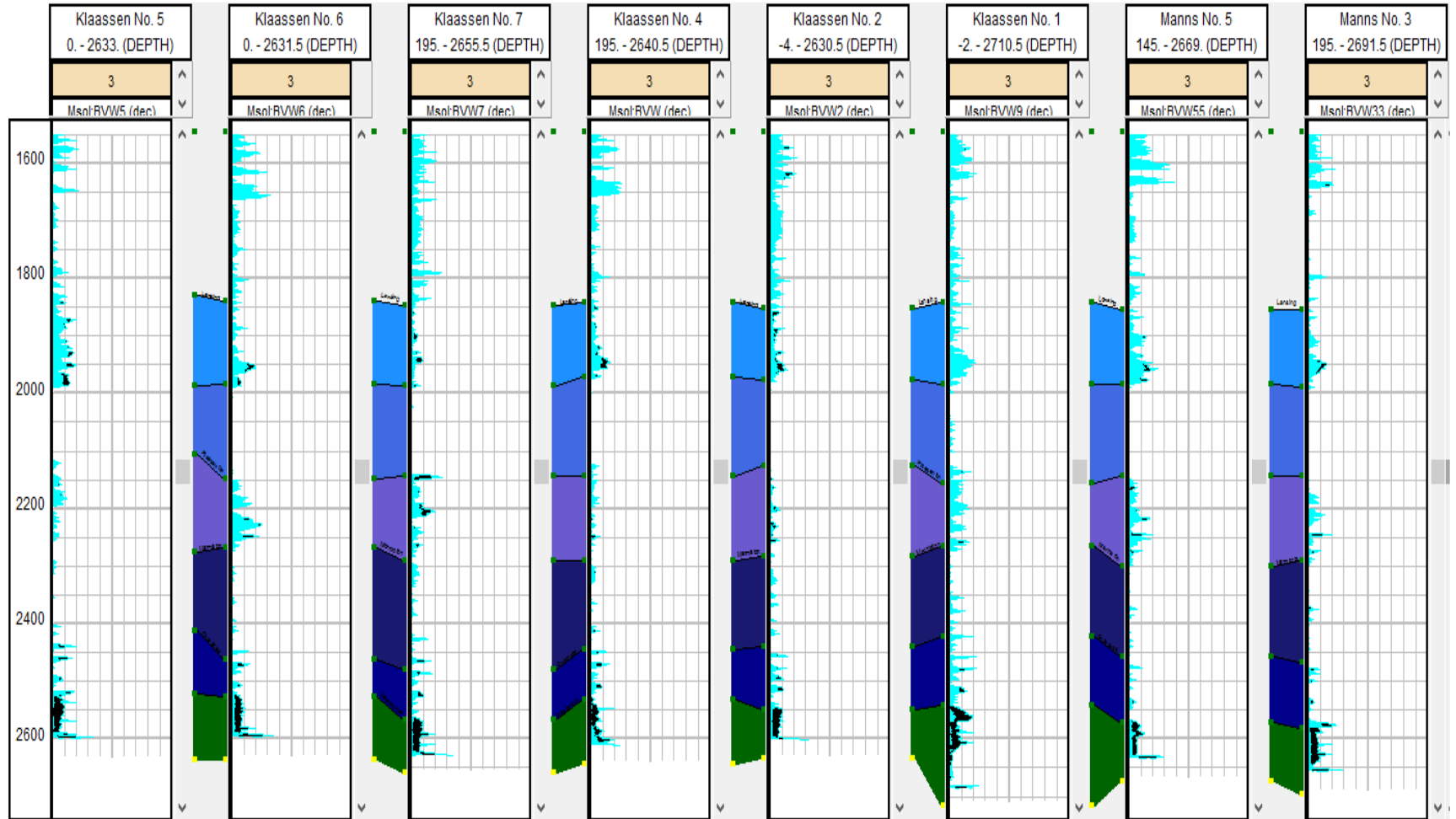


Figura 4.13. Saturación de agua en los pozos.

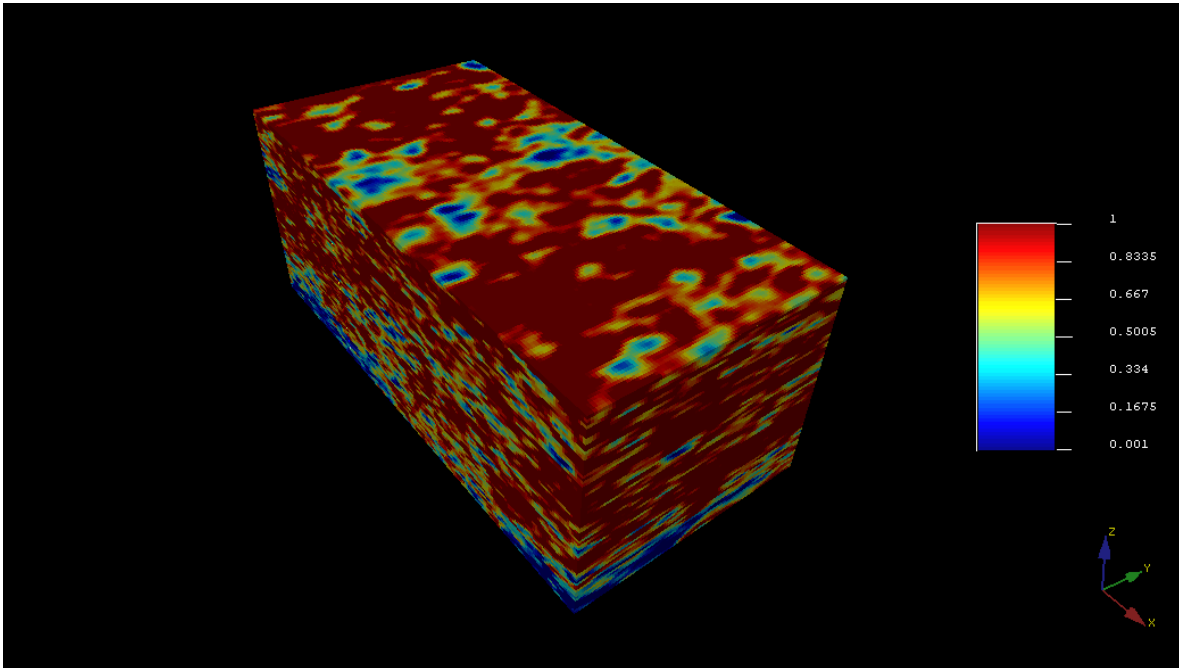


Figura 4.14. Cubo de saturación de agua. Se aprecia la distribución de la saturación en el campo Plum Grove South.

Para su mejor visualización dentro del campo Plum Grove South, se realizaron tres cortes como se aprecia en la figura 4.15, en esta figura se observa la distribución de los pozos en el campo petrolero, es notable que la saturación es predominante en la mayor parte del campo, siendo la parte inferior la que cuenta con valores bajos menores al 20% de saturación de agua y que tiene mayor interés petrolero.

La figura 4.16 es un corte a una profundidad de 2600 ft (792.48metros) correspondiente al grupo Mississippi. En esta figura se muestra claramente la menor cantidad de saturación de agua en el campo y es debido a esto que resulta de mayor interés económico, cosa que también lo reflejan los pozos procesados de la figura 4.13. De este cubo de saturación de agua se llega a la conclusión de que la simulación es muy aproximada a lo esperado en el campo Plum Grove South debido a que la menor saturación de agua se encuentra en la parte baja del cubo correspondiente al grupo Mississippi, el más importante del campo.

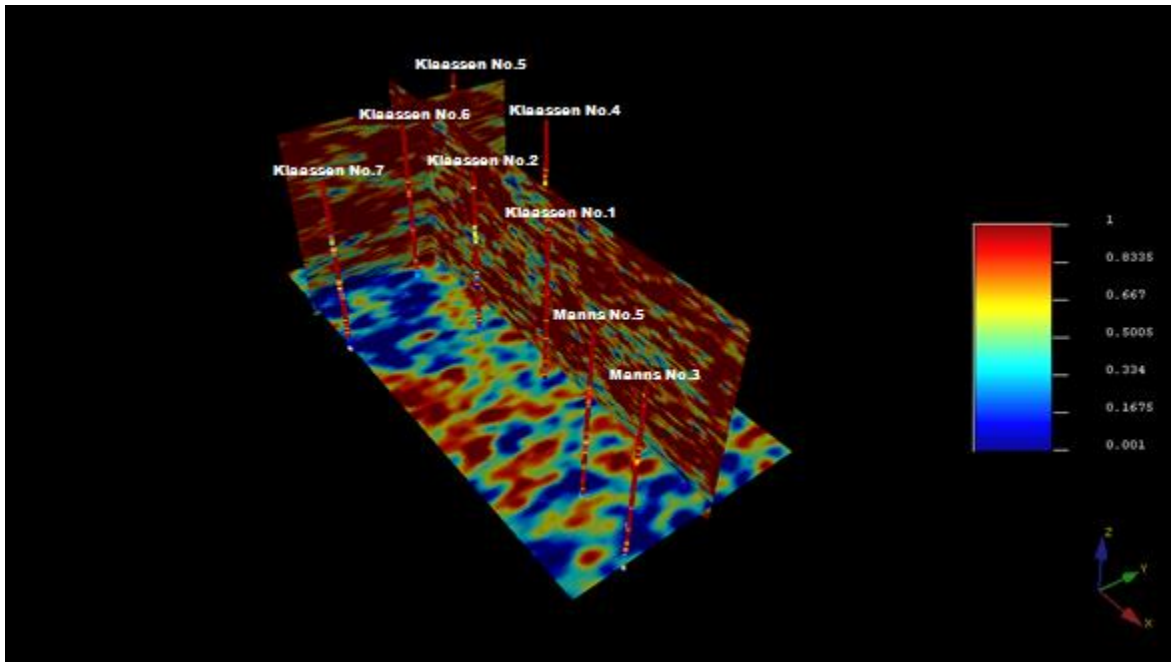


Figura 4.15. Cortes en el cubo de saturación de agua que muestra la distribución de los pozos en el campo.

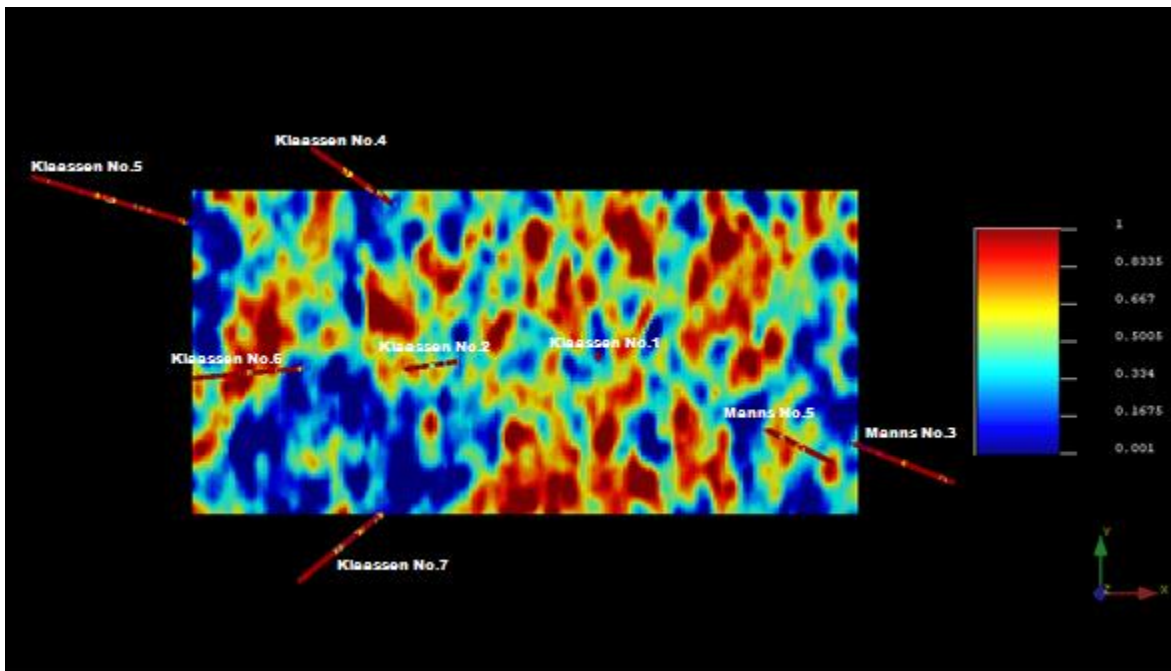


Figura 4.16. Corte a profundidad correspondiente al grupo Mississippi a una profundidad de 2600 ft (792.48 metros).

4.2.2.- Distribución de arcilla, caliza, minerales de cuarzo y porosidad efectiva.

En este apartado se describirán diferentes propiedades petrofísicas y se mostrara el resultado de las simulaciones realizadas en el campo Plum Grove South. La figura 4.17 muestra los pozos procesados en el apartado 4.1 de este trabajo en el que se aprecia la cantidad del mineral de arcilla relacionado a las lutitas presentes en el campo según lo reportado por los informes geológicos del Servicio Geológico de Kansas, también se muestra la cantidad de caliza en los pozos, la cantidad de mineral de cuarzo relacionado a las rocas silíceas existentes como el chert y la arenisca, y la porosidad efectiva de los pozos.

De manera general en la Figura 4.17 se aprecia la gran contribución de arcilla en la mayoría de los grupos teniendo valores de hasta el 70%. La matriz predominante en el campo es la caliza. El mineral de cuarzo relacionado a las rocas silíceas como el chert y la arenisca es poca. La porosidad efectiva dentro del campo es baja teniendo valores máximos de hasta el 20% en algunos grupos pero que en general tiene valores menores al 5%. Según Arroyo (1987) menciona que en rocas carbonatadas las porosidades son menores al 40% y cuyo límite comercial es de hasta un 4%.

La simulación geoestadística generada de cada una de las propiedades muestra que la distribución de arcilla y caliza es abundante, la cantidad del mineral de cuarzo y la porosidad es baja similar a lo que se aprecia en la figura 4.17, a continuación se presentan los resultados.

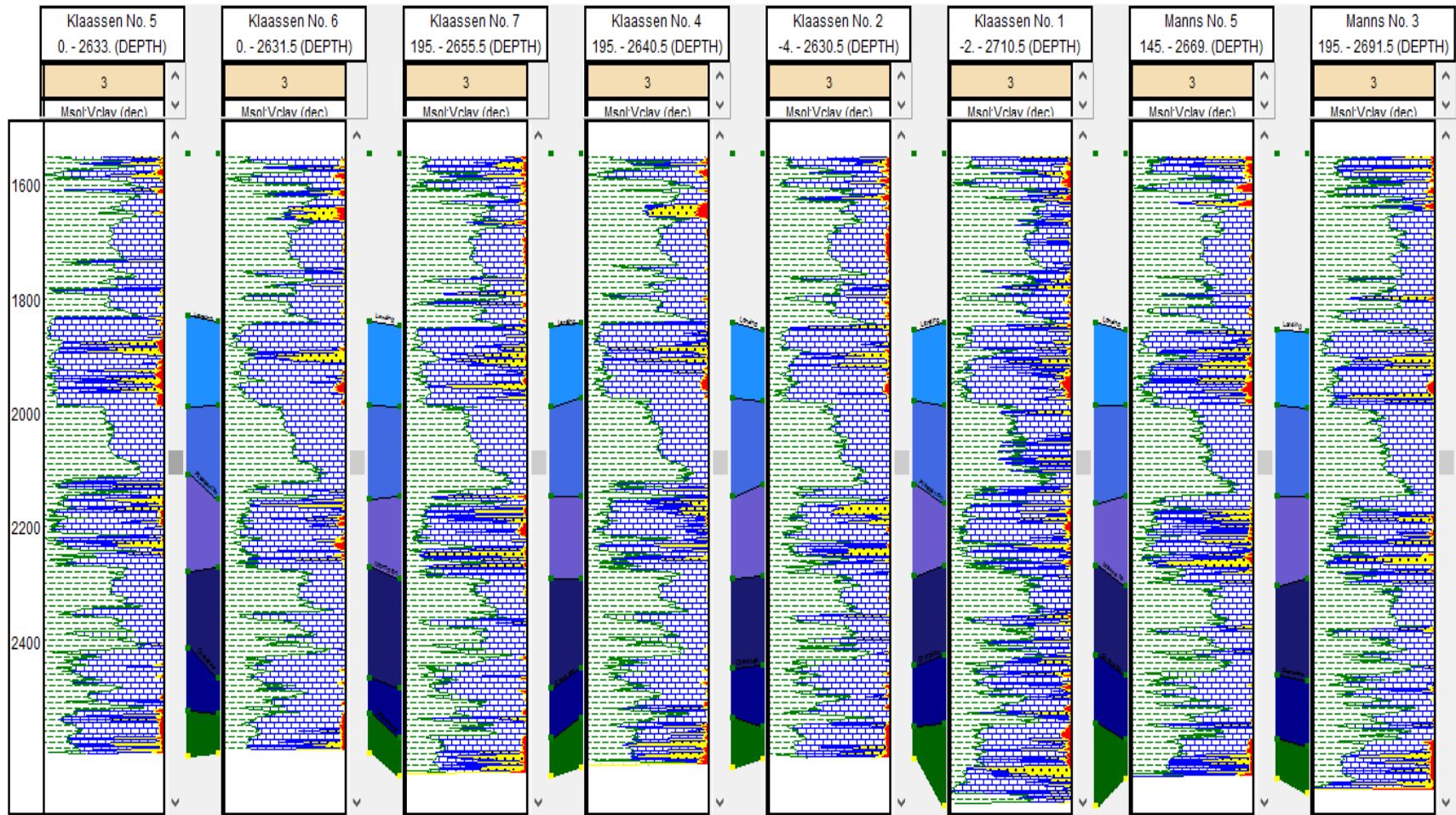


Figura 4.17. Volumen de arcilla, caliza, minerales de cuarzo y porosidad efectiva en los pozos.

4.2.2.1. Distribución de arcilla.

La Figura 4.18 muestra el cubo simulado de la distribución de arcilla en el campo Plum Grove South. En esta figura se observa que la arcilla es abundante y se encuentra distribuida en todo el campo, los colores que van de amarillo verdoso a rojo reflejan las partes con una mayor cantidad de arcilla cuyos valores van del 60% hasta el 97%.

Para distinguir de mejor manera la distribución de los pozos en el campo se generaron tres cortes, uno en cada eje, en la Figura 4.19 se muestra el resultado. En dicha figura se observa claramente la distribución de arcilla en todo el campo, siendo abundante en las partes superiores e inferiores, esto concuerda con los resultados obtenidos al procesar los pozos y a la geología reportada por el Servicio Geológico de Kansas.

Se eligió un corte a una profundidad de 2600 pies (792.48 metros) correspondiente al grupo Mississippi para observar la distribución de la arcilla ya que es el más importante en términos de hidrocarburo. Se observa que la arcilla tiene valores bastante grandes en algunas zonas y que la mayor cantidad de arcilla en el grupo Mississippi se encuentra distribuida en la parte oeste del cubo, se aprecia también que en general el grupo Mississippi a la profundidad de 2600 pies tiene valores bajos que van de entre 0 y 30% de arcilla.

De este cubo se concluye que la simulación generada es muy similar a la respuesta esperada en el campo, esto concuerda con los resultados del procesamiento en los pozos y a la información geológica de los reportes del Servicio Geológico de Kansas.

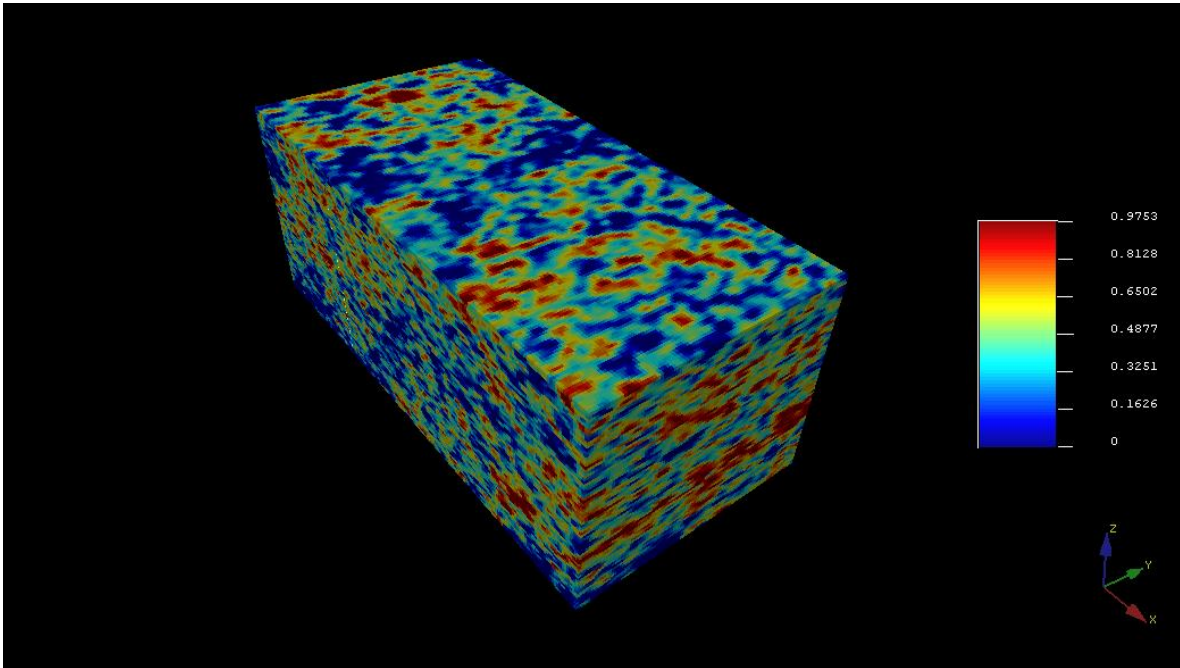


Figura 4.18. Cubo de distribución de arcilla.

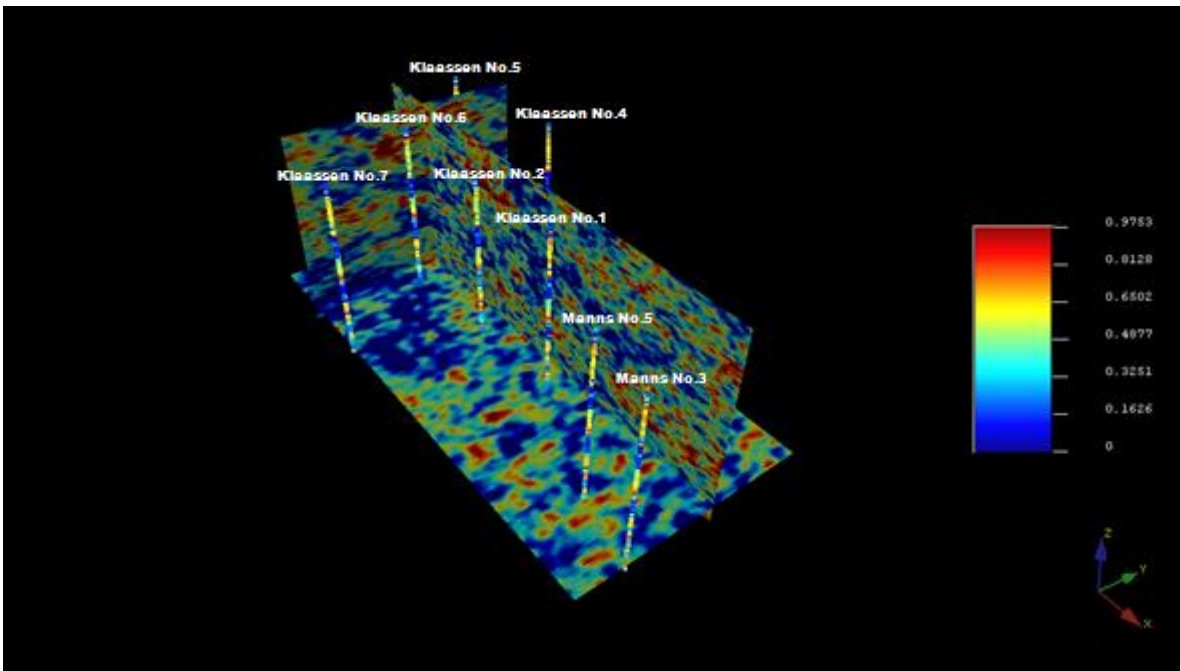


Figura 4.19. Cortes del cubo simulado en la que se aprecia la distribución de la arcilla en el campo.

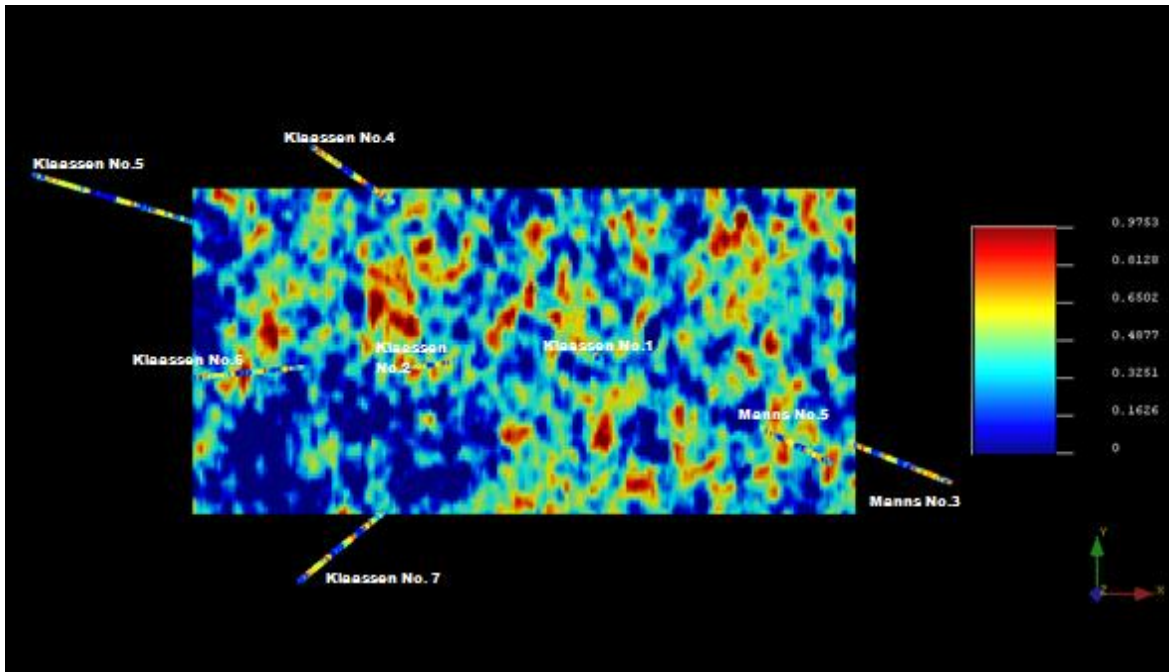


Figura 4.20. Distribución de arcilla los 2600 ft (792.48 metros) correspondiente al grupo Mississippi.

4.2.2.2. Distribución de caliza.

La roca caliza es la matriz principal del campo Plum Grove South, la Figura 4.21 muestra el cubo de la distribución de caliza, se observa que la caliza es abundante y tiene valores de hasta el 98% en algunas zonas, pero que en general se observan valores de entre el 50% hasta el 60% en su mayoría.

Un corte en cada eje se realizó para observar la distribución de la caliza en general dentro del cubo y la distribución de los pozos en el campo (Figura 4.22). Se observa que la mayor cantidad de caliza se encuentra en la parte media y baja del campo coincidiendo con lo procesado en los pozos y a la información geológica de la zona.

La figura 4.23 muestra un corte a una profundidad de 2600 pies (792.48 metros) correspondiente al grupo Mississippi. Comparándola con el corte de la distribución de arcilla (Figura 4.20) se observa una clara diferencia en la cantidad de caliza y de arcilla en este grupo siendo la roca caliza la predominante. Los valores existentes en este grupo van del 40% hasta el 90% en algunas regiones.

Se concluye que la simulación generada es muy similar a la respuesta esperada en el campo, lo que concuerda con la información geológica del campo y los resultados obtenidos al procesar los pozos.

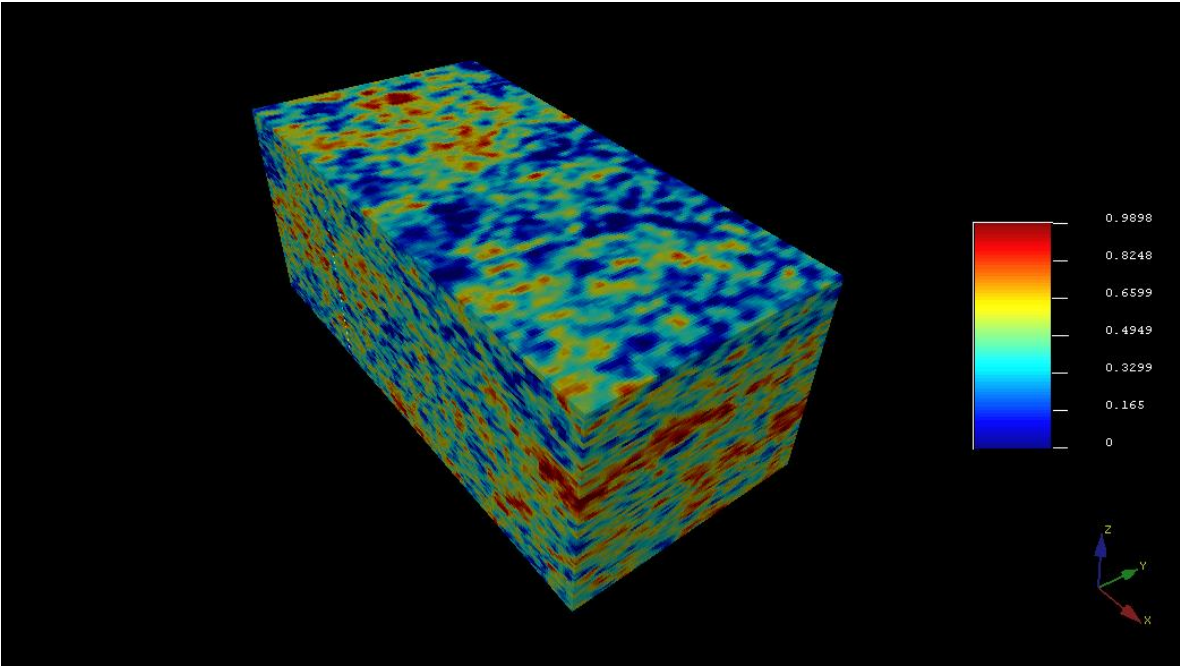


Figura 4.21. Cubo de distribución de caliza.

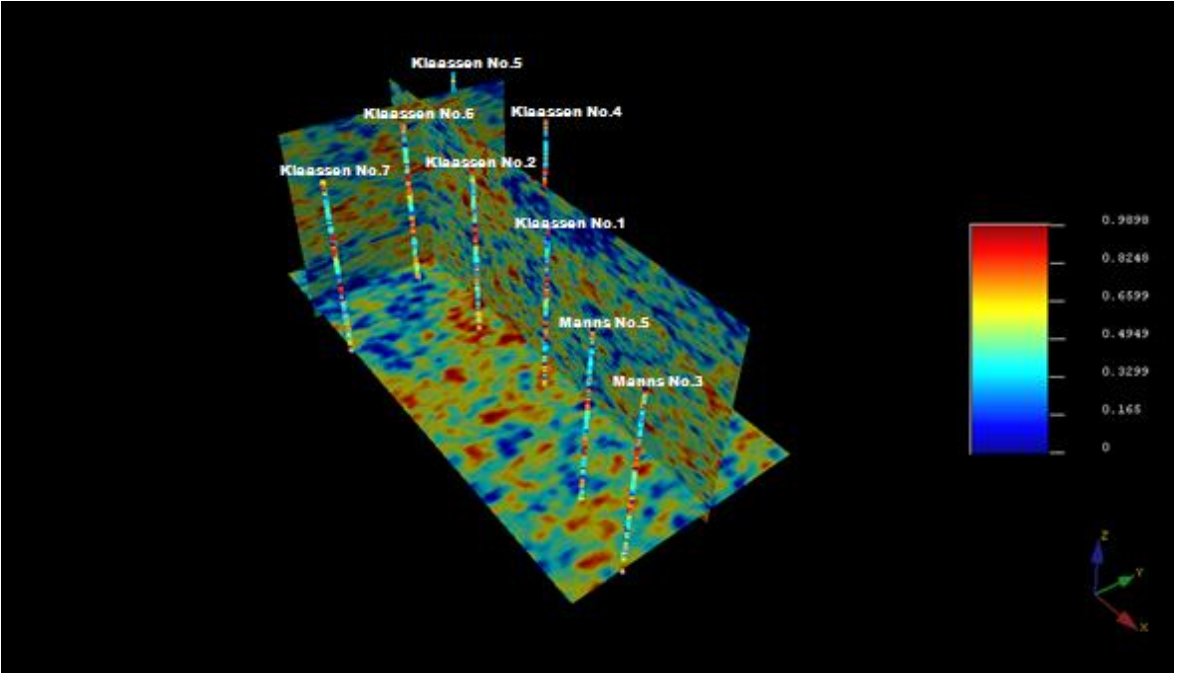


Figura 4.22. Cortes del cubo, se observa la distribución de la caliza en el campo.

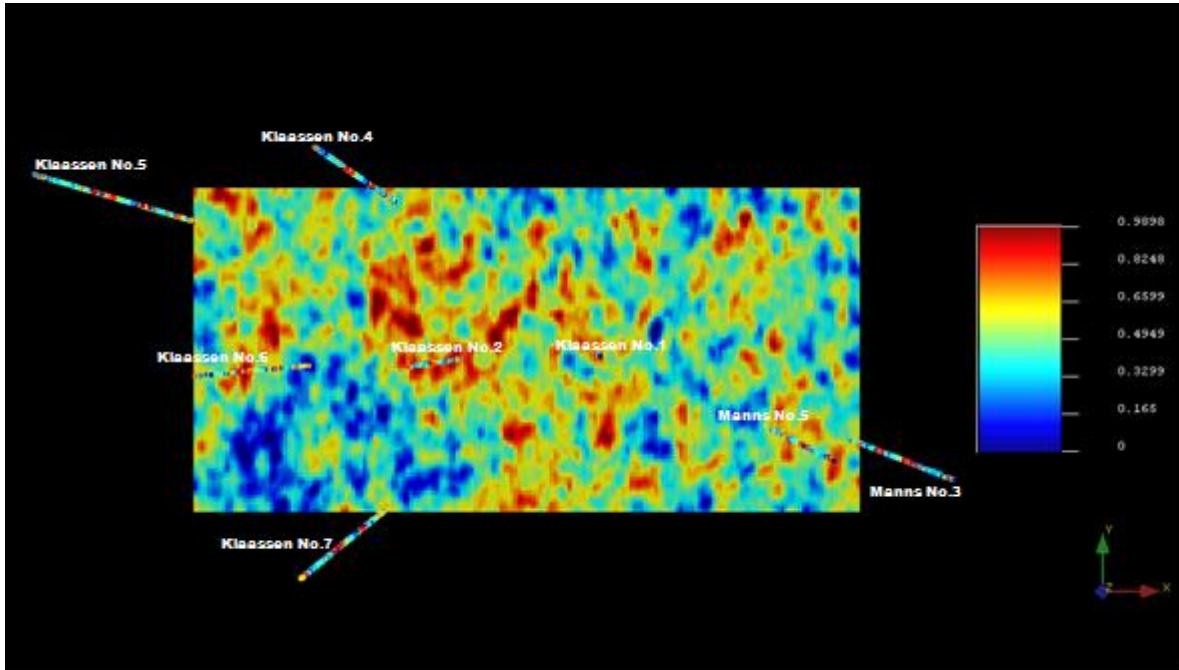


Figura 4.23. Distribución de caliza a los 2600 ft (792.48 metros) correspondiente al grupo Mississippi.

4.2.2.3. Distribución de minerales de cuarzo

En el campo Plum Grove South se tiene reportado que la cantidad de minerales de cuarzo es considerablemente menor que las cantidades de caliza y de arcilla, esto se logra observar en el cubo simulado de la Figura 4.24 en el que se muestra la distribución de minerales de cuarzo relacionados a rocas silíceas como el chert y la arenisca. Los valores de la cantidad de minerales de cuarzo alcanzan hasta un valor máximo del 96% en zonas bastante puntuales pero que en general los valores promedios son menores al 20%.

La Figura 4.25 muestra tres cortes, uno en cada eje, en los que se observa la distribución de los pozos en el campo y la distribución del mineral de cuarzo en todo el campo. Como anteriormente se mencionó, la cantidad de mineral de cuarzo es baja.

El corte correspondiente al grupo Mississippi de la Figura 4.26 fue tomado a una profundidad de 2600 pies (792.48 metros). Se observa claramente la baja cantidad

de mineral de cuarzo en el grupo, sin embargo existen valores de hasta el 40% en la parte oeste y en zonas más puntuales valores de hasta el 90%.

La conclusión de este cubo de distribución de mineral de cuarzo es que la simulación realizada es muy parecida a la respuesta esperada, a la información geológica del campo y a los resultados obtenidos al realizar el procesamiento de los pozos.

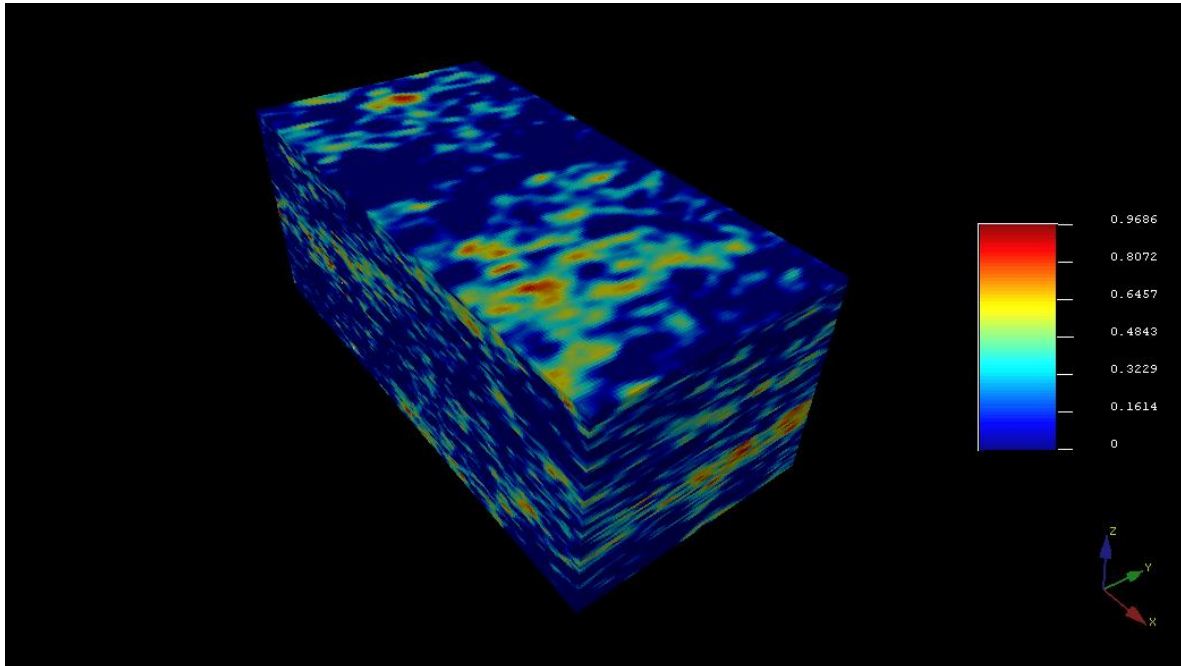


Figura 4.24. Cubo de volumen de minerales de cuarzo relacionado a rocas silíceas como el chert y areniscas reportadas en el campo.

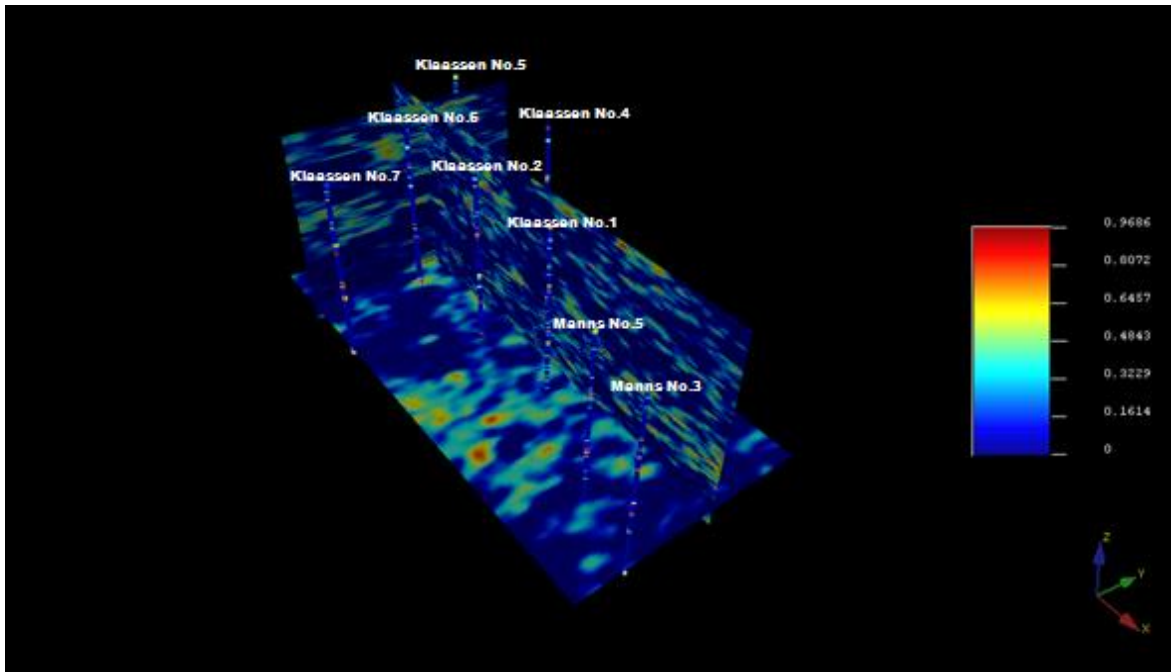


Figura 4.25. Cortes del cubo simulado en la que se aprecia la distribución del mineral de cuarzo en el campo.

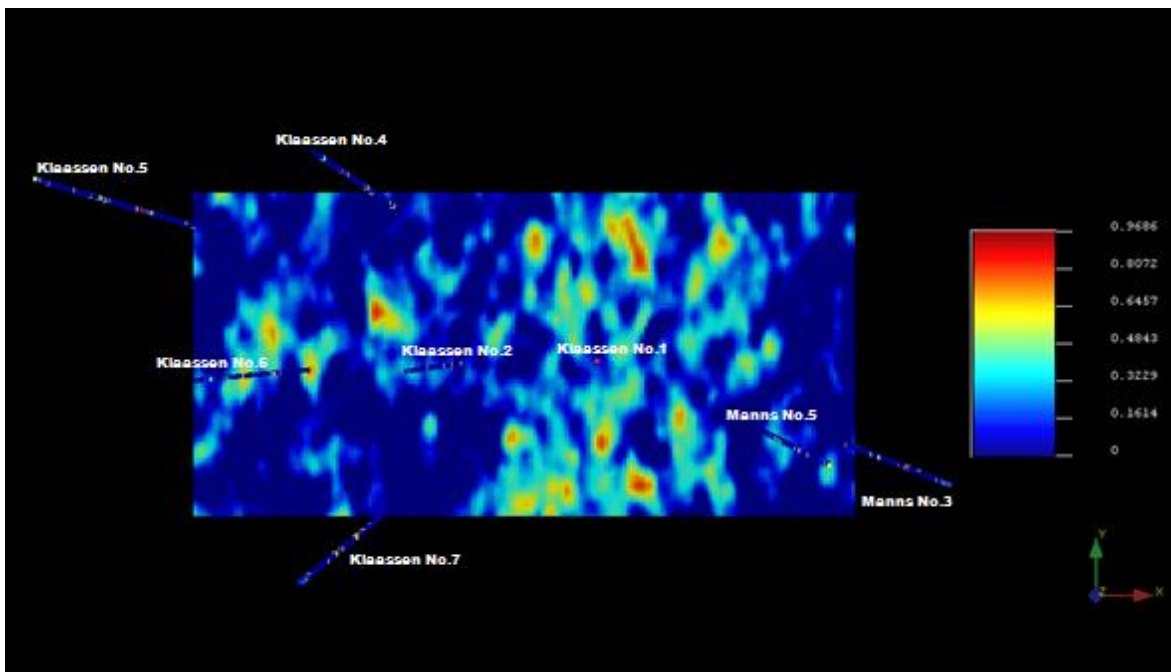


Figura 4.26. Distribución de mineral de cuarzo a los 2600 ft (792.48 metros) correspondiente al grupo Mississippi.

4.2.2.4. Porosidad efectiva.

La porosidad efectiva observada en la Figura 4.17 es baja, teniendo en algunos grupos valores de hasta el 20% pero que en general los valores son menores al 5%. El cubo de porosidad efectiva simulado se presenta en la Figura 4.27, en este cubo se logra apreciar que los valores en el campo son bajos en su mayoría. La respuesta esperada en este cubo es similar a los resultados obtenidos en el procesamiento de los pozos.

La Figura 4.28 muestra tres cortes en cada uno de los ejes en los que se observa la distribución de la porosidad efectiva y la distribución de los pozos. Los valores en la mayor parte del campo son menores al 5% reflejando la baja porosidad efectiva existente.

Un corte realizado a una profundidad de 2600 pies (792.48 metros) correspondiente al grupo Mississippi refleja la distribución de la porosidad efectiva. Claramente se observa que la porosidad efectiva tiene valores menores del 10% en su mayoría.

Los resultados obtenidos al realizar la simulación son muy parecidos a los resultados esperados y a los vistos en los pozos procesados.

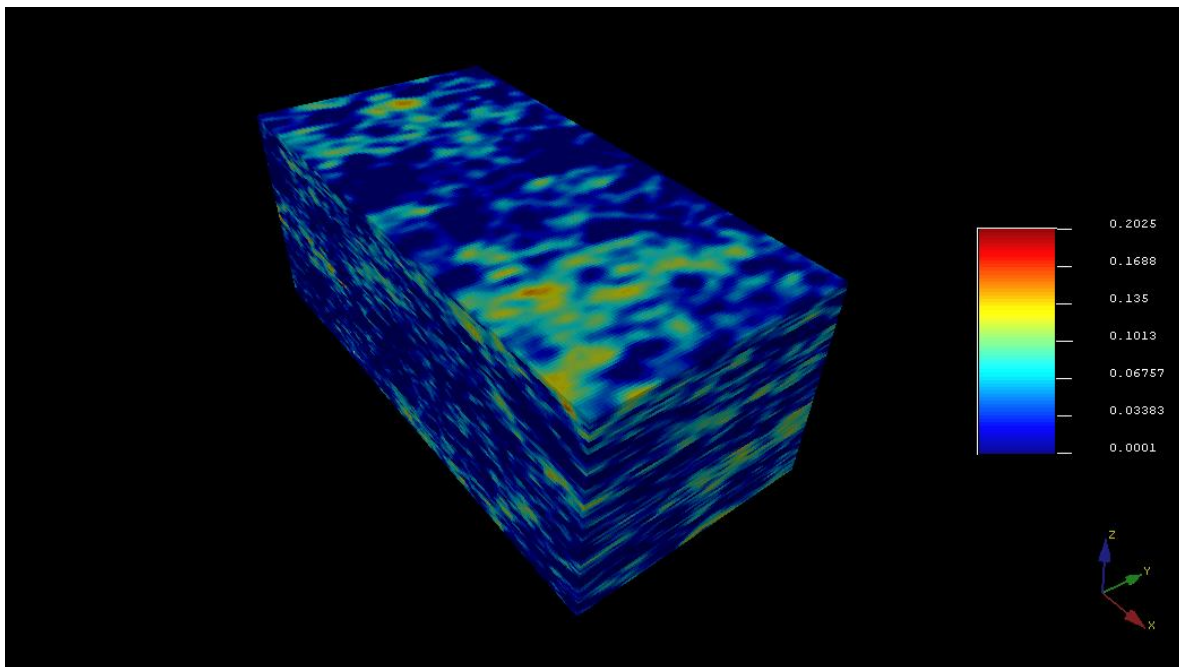


Figura 4.27. Cubo de porosidad efectiva del campo Plum Grove South.

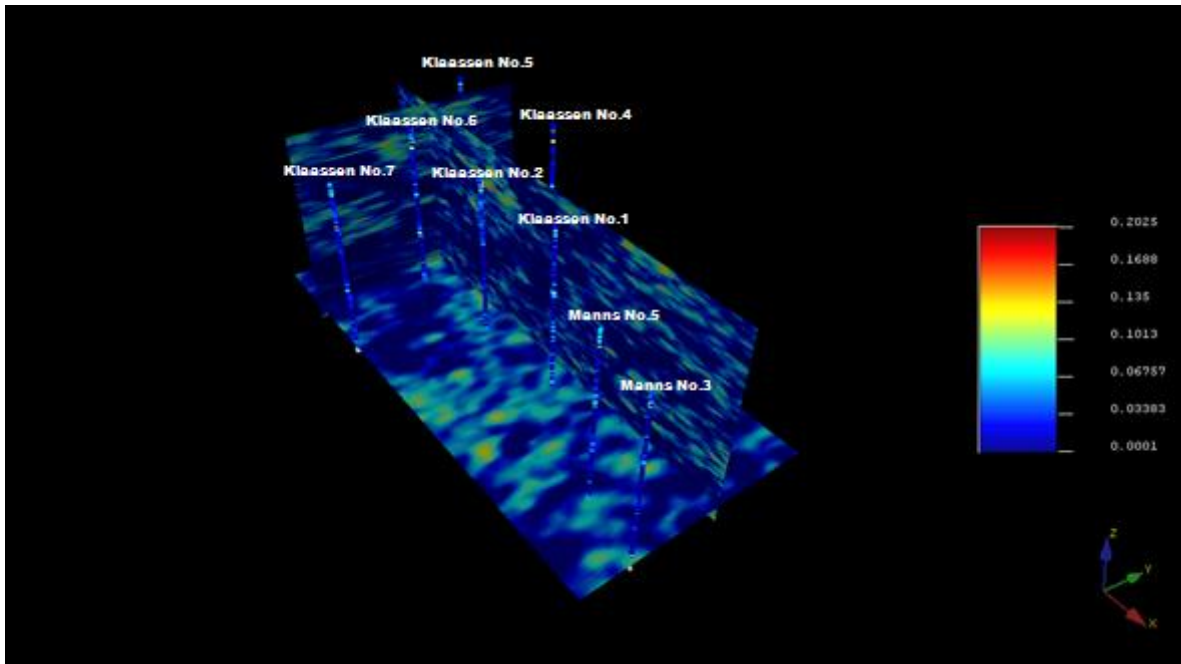


Figura 4.28. Cortes del cubo simulado en la que se aprecia la distribución de la porosidad efectiva en el campo.

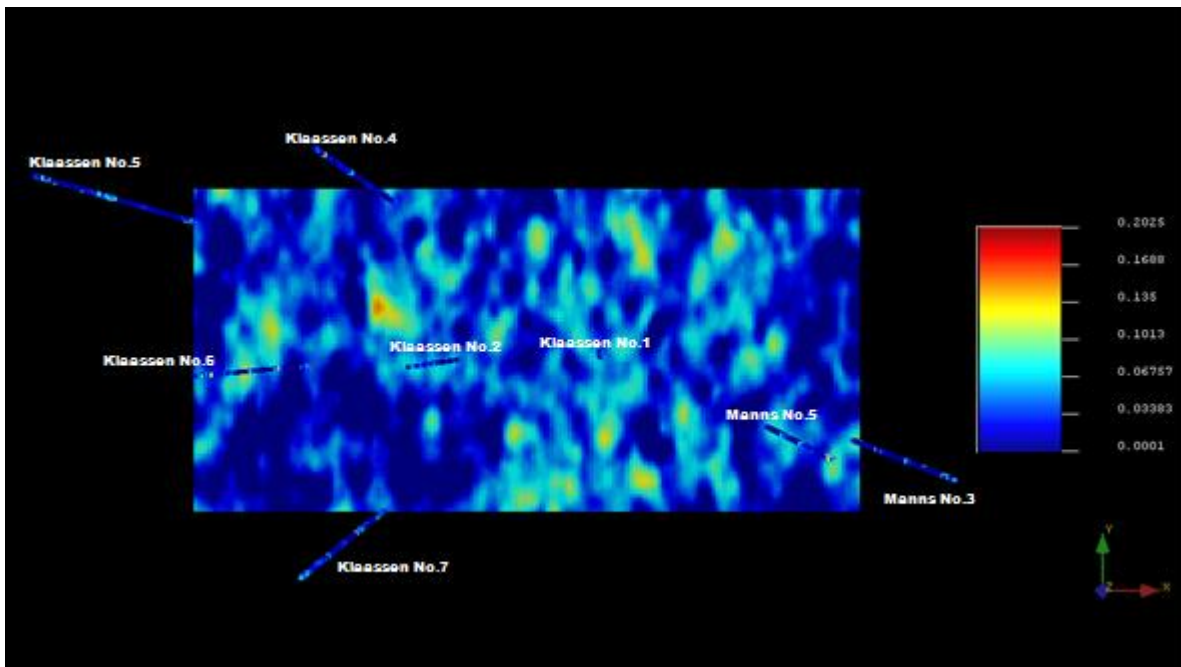


Figura 4.29. Corte a profundidad correspondiente al grupo Mississippi a una profundidad de 2600 ft (792.48 metros).

4.2.3.- Permeabilidad.

Los pozos procesados en la sección 4.1 se muestran en la figura 4.30, en esta figura se observa la baja permeabilidad existente en el campo Plum Grove South. La permeabilidad es una propiedad bastante difícil de modelar debido a la gran variación existente entre los valores, por ejemplo, se tienen valores bastante bajos en algunas zonas y en otras bastante altos teniendo como resultado una varianza alta de los datos. La escala de presentación de la permeabilidad se realiza en escala logarítmica (Figura 4.30) a diferencia de todos los demás resultados que se presentan en una escala lineal y que no tiene un contraste bastante marcado en los valores obtenidos dando como resultado una varianza bastante pequeña. Realizando una conversión de la escala logarítmica a lineal fue posible realizar la simulación geoestadística del campo.

La figura 4.31 muestra el cubo de permeabilidad resultante, los valores obtenidos van de 0 darcy a 4.68 darcy. Según lo procesado en los pozos (Figura 4.30) se logran apreciar valores mayores a 1 darcy y con valores máximos de un poco más de 4 darcy en el grupo Mississippi. El cubo simulado muestra que el campo en general cuenta con valores bajos en permeabilidad siendo pocas las zonas que tienen valores mayores a 1 darcy. Los valores bajos de permeabilidad en el campo no indican permeabilidades nulas, ya que en rocas carbonatadas, Tiab y Donaldson (2004) mencionan que las permeabilidades son pobres si $k < 1$ mD, justas si $1 < k < 10$ mD, moderadas si $10 < k < 50$ mD, buenas si $50 < k < 250$ mD y muy buenas si $k > 250$ mD. Las altas permeabilidades en el grupo Mississippi se relacionan a la posible presencia de fracturas en la roca caliza y en las rocas silíceas como el chert y la arenisca en el grupo, desafortunadamente, en este trabajo no se cuenta con información de muestras de núcleos de los pozos por lo que no es posible comprobar esta hipótesis.

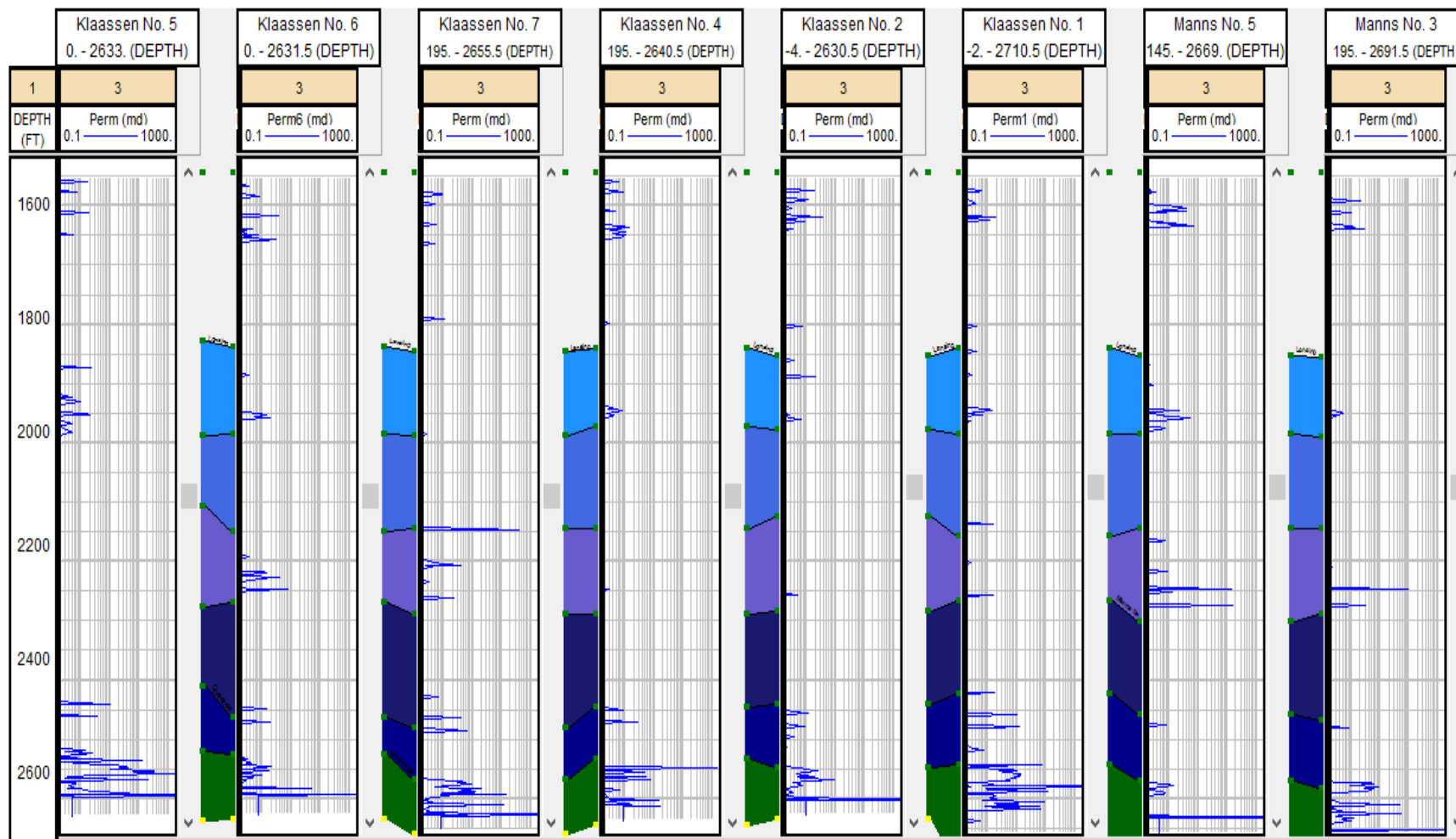


Figura 4.30. Permeabilidad en los pozos.

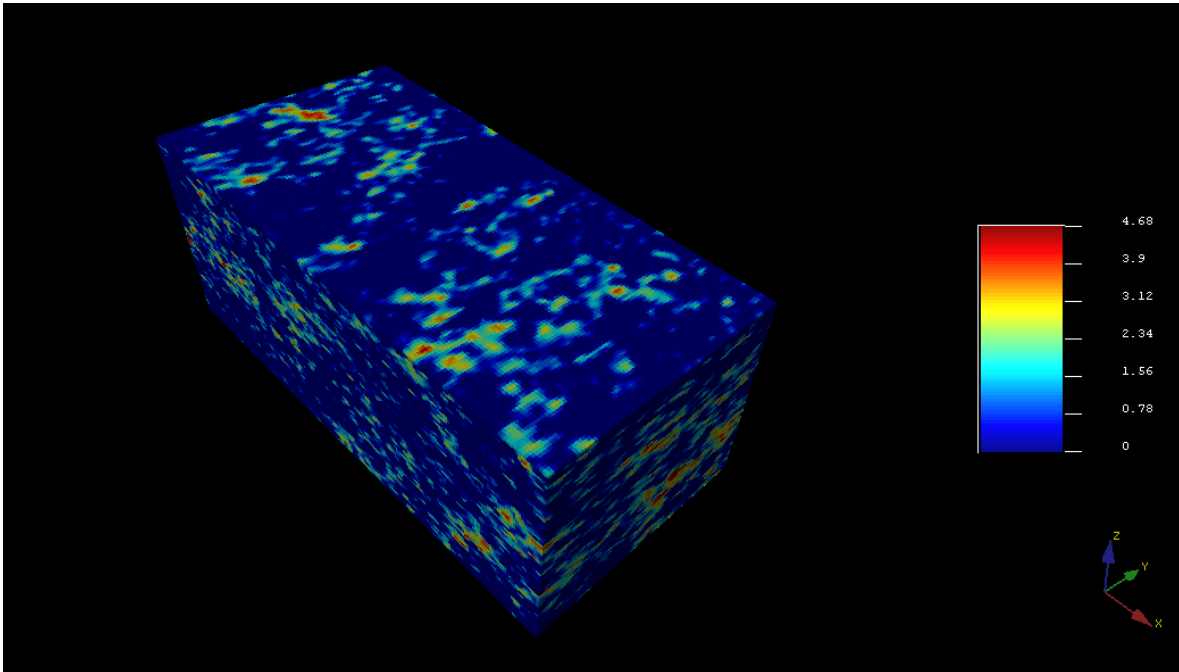


Figura 4.31. Cubo de permeabilidad, se aprecia que el campo Plum Grove South tiene bajas permeabilidades en general.

La figura 4.32 muestra la distribución de los pozos en el campo Plum Grove South, también se muestran tres cortes, uno en cada eje coordenado en los que se muestra la distribución de la permeabilidad dentro del campo, se observa que existen algunas zonas con valores menores de 2 darcy en algunas zonas pero que en la mayor parte del campo las permeabilidades son menores a 1 darcy. Se observa que la mayor distribución de permeabilidad se encuentra en la región oeste del campo y en la parte baja de los pozos correspondiente a los grupos Cherokee y Mississippi.

Un corte a la profundidad de 2600 pies (792.48 metros) correspondiente al grupo Mississippi se muestra en la figura 4.33. En esta figura la mayor parte del campo tiene valores menores al 500 milidarcy. Existen algunas zonas en que la simulación indica valores de hasta 4.68 darcy en la parte oeste del campo, en la región central cerca de los pozos Klaassen No.2 y Klaassen No.1, y cerca del pozo Klaassen No.4.

La conclusión es que la simulación arroja valores que son muy parecidos a los resultados obtenidos en el procesamiento de los pozos, sin embargo, es necesario comparar los resultados obtenidos con muestras de núcleo.

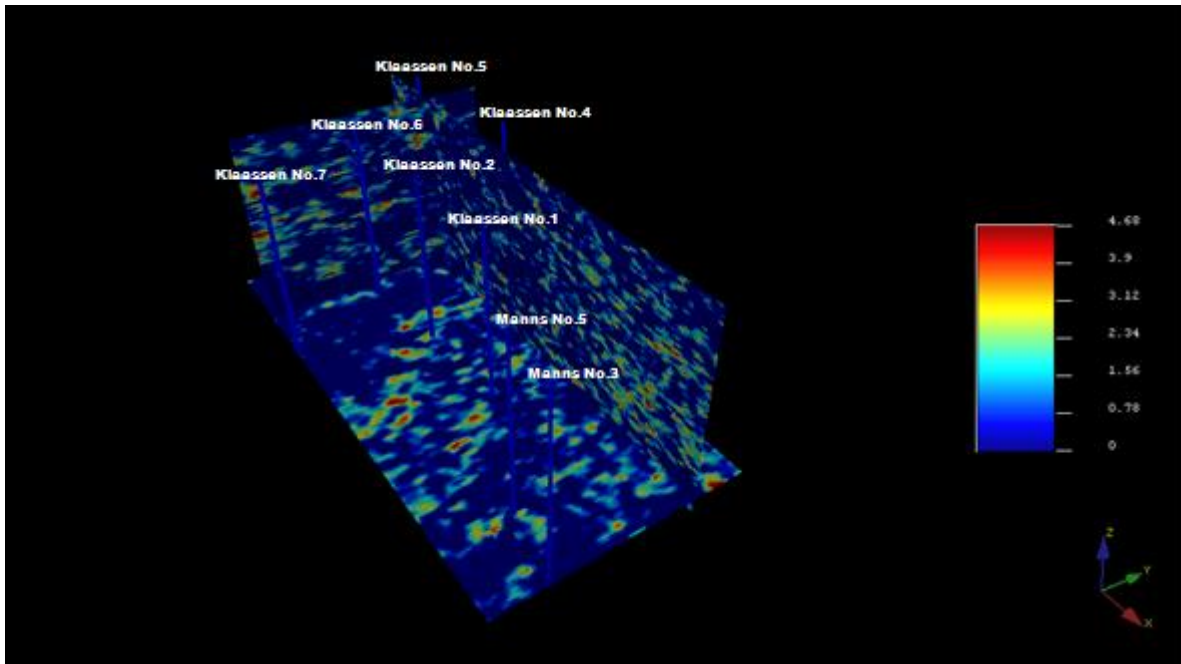


Figura 4.32. Cortes del cubo simulado en la que se aprecia la distribución de la permeabilidad en el campo.

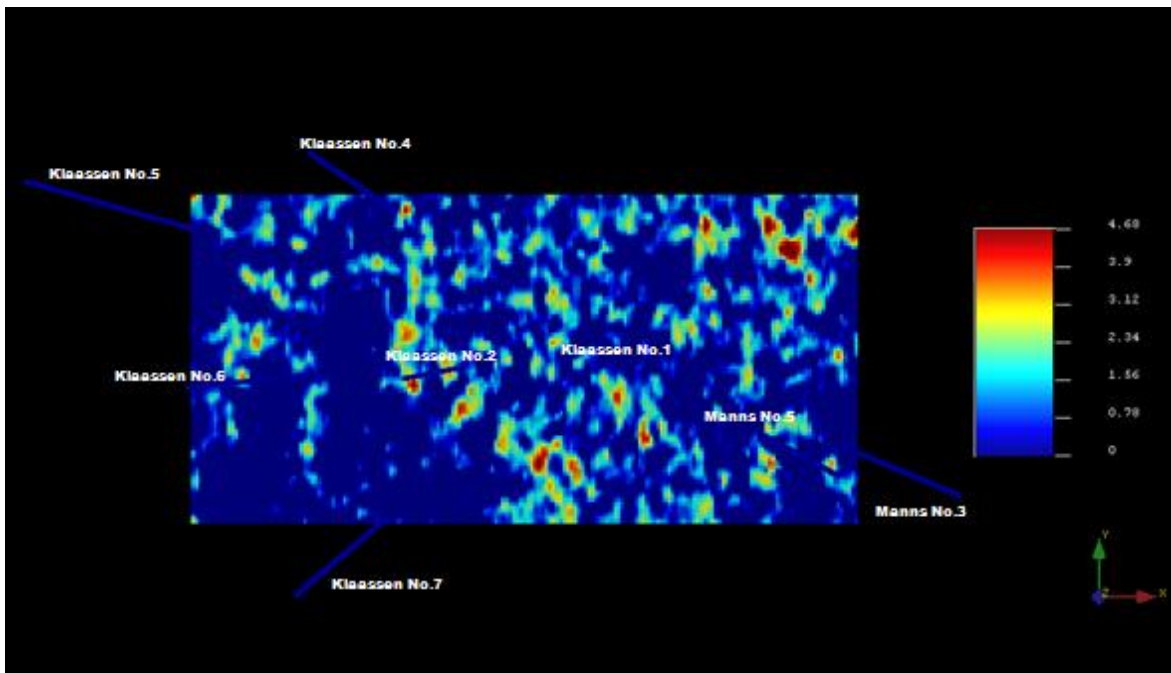


Figura 4.33. Corte a profundidad correspondiente al grupo Mississippi a una profundidad de 2600 ft (792.48 metros).

Conclusiones

Las zonas de paga más importantes se encuentran en el grupo Cherokee y el grupo Mississippi, siendo este último de mayor interés económico, los espesores promedio de las zonas de paga en el grupo Cherokee son de entre 2-6 pies, en el grupo Mississippi el espesor promedio es de 12-13 pies.

En relación a las porosidades, el grupo Cherokee cuenta con porosidades promedio del 5-9%, mientras que el grupo Mississippi tiene porosidades del 6-9%.

La permeabilidad del grupo Cherokee cuenta con valores promedio de 0.9-2 mD, el grupo Mississippi tiene permeabilidades promedio de 1-100 mD.

La saturación de hidrocarburos en el grupo Cherokee tiene valores promedio de entre el 60-70%, el grupo Mississippi tiene valores de saturación de hidrocarburo promedio de entre el 70-90%.

La cantidad estimada de barriles totales de aceite es de 944,840.20 barriles.

Los pozos de este trabajo fueron perforados en el año 2009 según la información dada por el Servicio Geológico de Kansas. La producción total del campo Plum Grove South desde 2009 hasta febrero de 2017 ha sido un total de 510,781 barriles de aceite, por lo tanto, la diferencia de barriles restantes es una cantidad igual a 434,059.20 barriles de aceite.

Se observó en los cubos simulados que la arcilla relacionada a lutita en el campo y la caliza predominan, la porosidad en la mayor parte del campo tiene valores menores al 5%.

La saturación de agua en el campo Plum Grove South es la predominante en la mayoría de los grupos, esto se refleja de mejor manera en la simulación geoestadística.

Recomendaciones

Utilizar núcleos de pozo y recortes para calibrar la información y obtener resultados mucho más precisos.

Realizar un análisis de clasificación de tipo de lutita existente en el campo a partir de un análisis de electrofacies (laminar, estructural o dispersa).

Conseguir la información de los pozos restantes en el campo y estudios geofísicos anteriores en el campo para complementar el trabajo.

Realizar un análisis de saturación de aceite remanente en pozos maduros.

Evaluar los intervalos de interés para realizar disparos y aplicar alguna de las técnicas de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Realizar un análisis de conectividad de poros y analizar la porosidad crítica de percolación.

Realizar un análisis de fracturas a partir de los registros e información de núcleo debido a que las altas permeabilidades calculadas en los registros no solamente se pueden deber a fracturas, sino que también pueden estar relacionadas a vórgulos o canales.

Bibliografía

Aber, S. J. Surficial Geology of Butler County. Kansas Geological Survey. USA, 1991.

Adkinson, L. W. Subsurface Geologic Cross Section of Paleozoic Rocks from Butler to Stafford County, Kansas. Kansas Geological Survey. USA, 1963.

Alfaro, M., Matheron, G. Curso de geoestadística. Fascículo 2, París, Francia, 1969. Traducción al español, 2005.

Arroyo C. F. A., Roig S. F. J. Introducción a los registros geofísicos de pozos. Facultad de Ingeniería. UNAM, México, D.F., 1987.

Asquit, G., Krygowski, D. Basic Well Log Analysis. AAPG. Tulsa, Oklahoma, USA, 2004.

Bohling, G. S-GeMS tutorial notes in Hydrogeophysics: Theory, Methods, and Modeling. Boise, Idaho, USA, 2007.

Chajid Kairuz E., Camargo Puerto J.A., Amaya Gómez M. P., Desarrollo de una metodología para análisis petrofísico de registros de pozos perforados adyacentes a un bloque exploratorio de trayectoria oil & gas en la cuenca Llanos Orientales. Revista Ingeniería y Región No. 8, Universidad Surcolombiana, Colombia, 2011.

Coconi Morales, E. Análisis de escala mediante la transformada de ondícula aplicada a registros geofísicos de pozos e implicaciones petrofísicas. IMP, México, 2007.

Coconi Morales, E. Apuntes de Registros Geofísicos de Pozo. ESIA, IPN. México, 2016.

Díaz Viera, M. A. Geoestadística aplicada. UNAM, México, 2002.

Dolton, L. G., Finn, M. T. Petroleum Geology of the Nemaha Uplift, Central Mid-Continent. U. S. Geological Survey. USA, 1989.

Donaldson E.C., Tiab D., Petrophysics, 2da edición, Elsevier Inc., Oxford, UK, 2004.

Engineering Solutions & Design, Inc. Butler County Solid Waste Management Plan. Overland Park, Kansas, USA. Octubre 2013.

González Martínez, J. Desarrollo de un plan estratégico en una sociedad de tasación basado en la geoestadística. Sevilla, España, 2011.

Hernández Martínez, A. K. Caracterización estática mediante registros de pozos de un campo petrolero, ubicado en la región sur de México. ESIA, IPN, México. 2012.

Jewett J. M., Bayne C. K., Goebel E. D., O'Connor H.G., Swineford A., Zeller D. E. The stratigraphic succession in Kansas. Kansas Geological Survey Bulletin 189, Kansas, USA. 1969.

Larionov, V. V., Borehole Radiometry: Moscow, Nedra, U.S.S.R., 1969.

Merriam F. D. The Geologic History of Kansas. Kansas Geological Survey Bulletin 162, Kansas, USA. 1963.

Milanez Figueroa, J. Clasificación petrofísica de rocas en yacimientos carbonatados de la zona sureste de México a partir de registros geofísicos convencionales. ESIA, IPN, México, 2016.

O'Connor. G. H., Chaffee P., Link M. Geohydrology of Southwestern Butler County, Kansas: A Preliminary Report. Kansas Geological Survey, Report 82-2, Kansas, USA, Mayo 1982.

PEMEX. Registros Geofísicos. PEMEX, México, 2006.

Pérez Mendoza, A. Metodologías para la estimación del carbón orgánico total usando registros geofísicos de pozos. ESIA, IPN, México, 2016.

Pirson, S.J. Handbook of well log analysis for oil and gas formation evaluation. Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, N.J., USA. 1963.

Sánchez Corona, C. Y. Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos). UNAM. México, 2012.

Schlumberger, Inc. Principios/Aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger Educational Services, USA, 1997.

Schlumberger, Inc. Registros geofísicos en México. Schlumberger Offshore. Tomo 1, Ed. 1, México, 2008.

Soto García, D. Metodología y evaluación en formaciones con carbonatos y arenas-arcillosas con poca información en el campo Gentzler en el estado de Kansas, EUA. ESIA, IPN, México, 2016.

Viro Consultoría Ltda., Interpretación de registros a agujeros descubiertos, Quinta Edición, Río de Janeiro, Brasil, 1997.

Wood Bass, N. Origin of the shoestring sands of Greenwood and Butler counties, Kansas. Boletín 25, col. 36. Kansas Geological Survey. USA, 1936.

Referencias Electrónicas

<http://www.ksg.ku.edu> (consultado el día lunes 5 de diciembre de 2016).

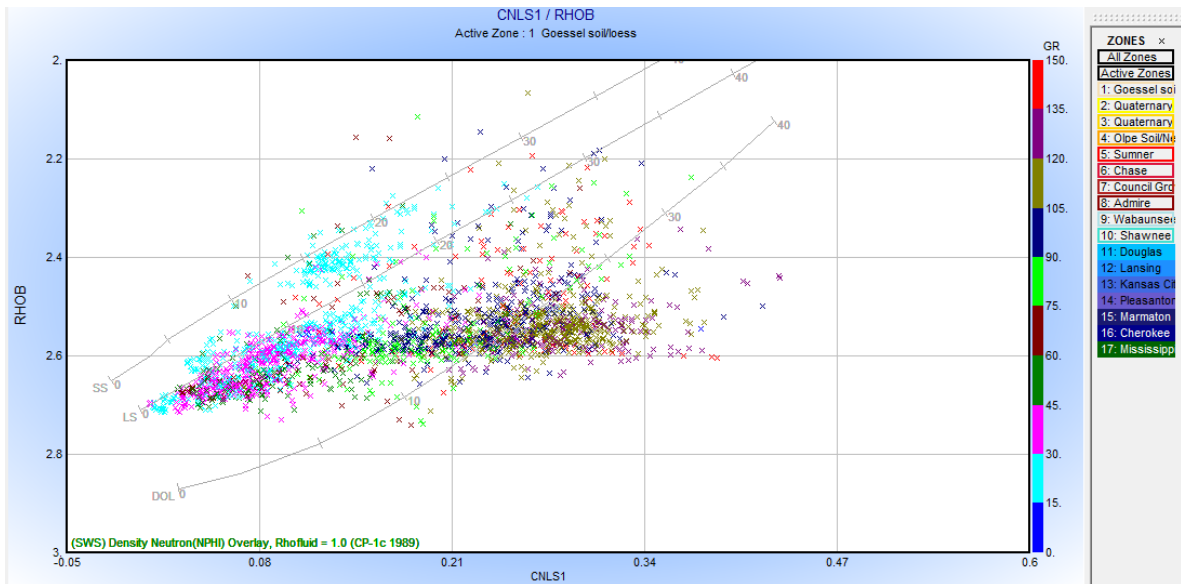
Google Earth (consultado el día 01 de Mayo de 2017).

Anexos

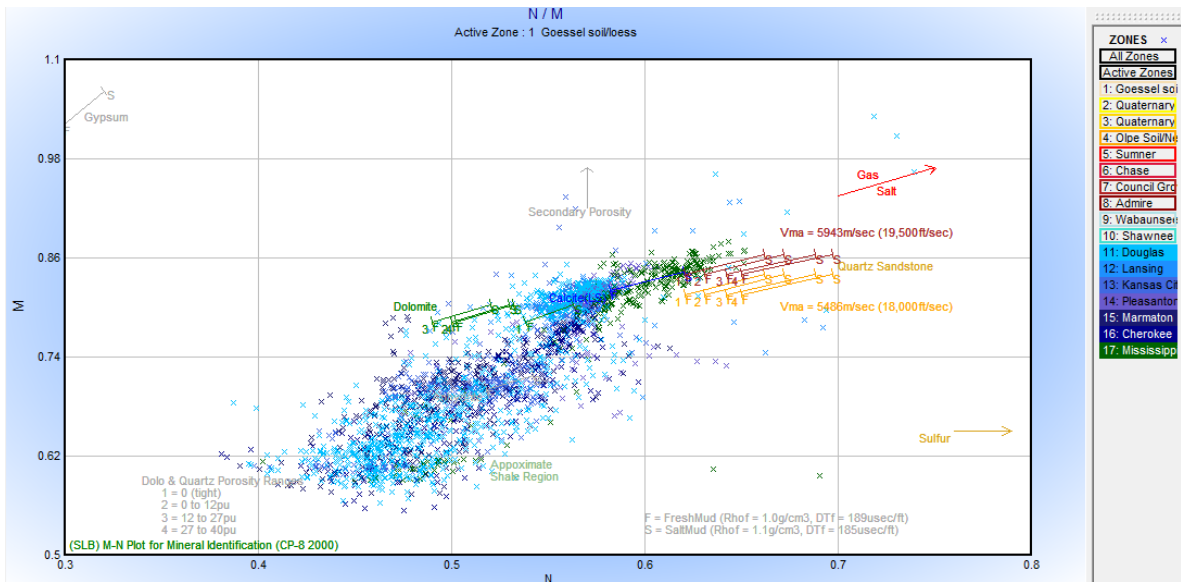
A. Klaassen No.1

Campo:		Plum Grove South		Condado:	Butler	Nombre del Pozo:		Klaassen No. 1	
Coordenadas		Productor	Intervalo		Valor Nulo	Valor de Muestreo	Curvas		Descripción
Este	Norte		Prof. min.	Prof. Max.			Curvas	Unidades	
678208	4200380	Aceite	-2	2710.5	-999.25	0.5	DEPTH	Ft.	Profundidad
		Cimas (Ft)	-0.5	2710.5	-999.25	0.5	CILD	mmho/m	Conductividad Profunda
Cima	Piso	Grupo	-0.5	2710.5	-999.25	0.5	RLL3	Ohm.m	Resistividad Somera
0	5	Goessel soil/loess	-0.5	2710.5	-999.25	0.5	SP	mV	Potencial Espontaneo
5	15	Quaternary Alluvium	-0.5	2710.5	-999.25	0.5	RILD	Ohm.m	Resistividad Profunda
15	25	Quaternary Terrace Alluvium	-0.5	2710.5	-999.25	0.5	RILM	Ohm.m	Resistividad Media
25	30	Olpe Soil/Neogene Alluvium	-2	2710.5	-999.25	0.5	DCAL	In.	Caliper
30	60	Sumner	-2	2710.5	-999.25	0.5	RHOB	gr/cc	Densidad
60	360	Chase	-2	2710.5	-999.25	0.5	RHOC	gr/cc	Corrección de Densidad
360	510	Council Grove	-2	2710.5	-999.25	0.5	DPOR	Pu.	Porosidad de Densidad
510	662.5	Admire	-2	2710.5	-999.25	0.5	CNLS	Pu.	Neutron Porosidad de Caliza
662.5	1022	Wabaunsee	-2	2710.5	-999.25	0.5	GR	API	Rayos Gamma
1022	1426.5	Shawnee	1495	2672.5	-999.25	0.5	DGA	gr/cc	Densidad Aparente de Granos
1426.5	1843.5	Douglas	-2	2710.5	-999.25	0.5	DT	µsec/Ft.	Tiempo de Transito
1843.5	1988	Lansing	-2	2710.5	-999.25	0.5	ITT		Tiempo Integrado de Viaje
1988	2169	Kansas City	-2	2710.5	-999.25	0.5	SPOR	Pu.	Porosidad de Sonico
2169	2265.5	Pleasanton							
2265.5	2420.5	Marmaton							
2420.5	2538.5	Cherokee							
2538.5	3195	Mississippi							

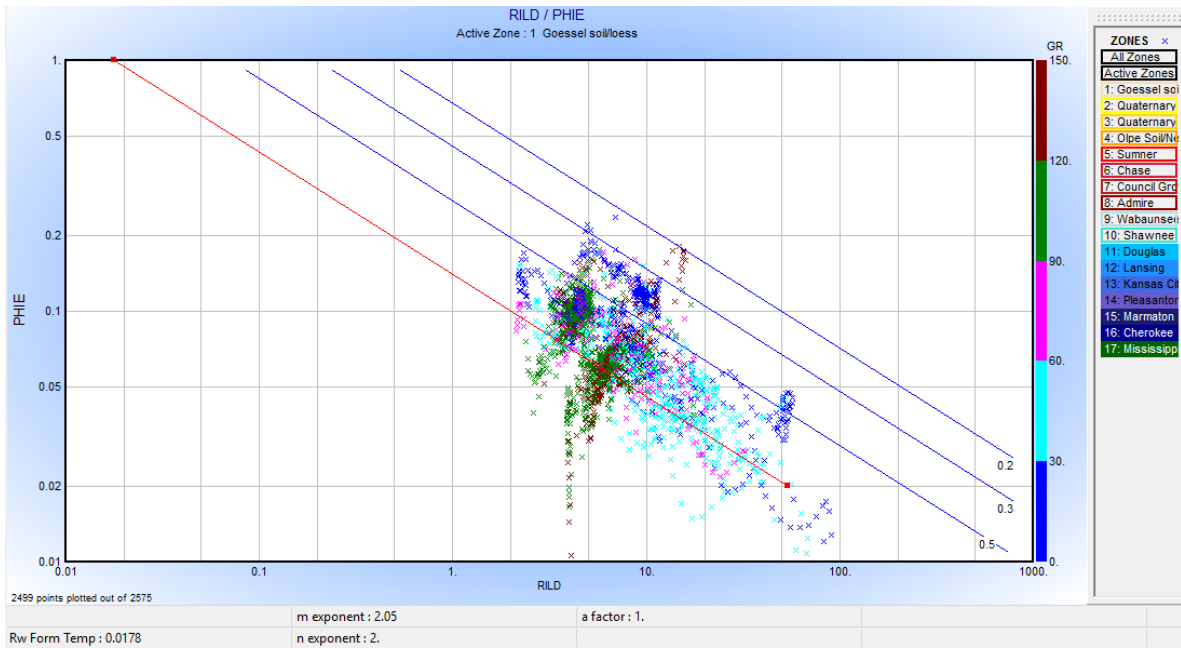
Control de calidad del pozo Klaassen No.1.



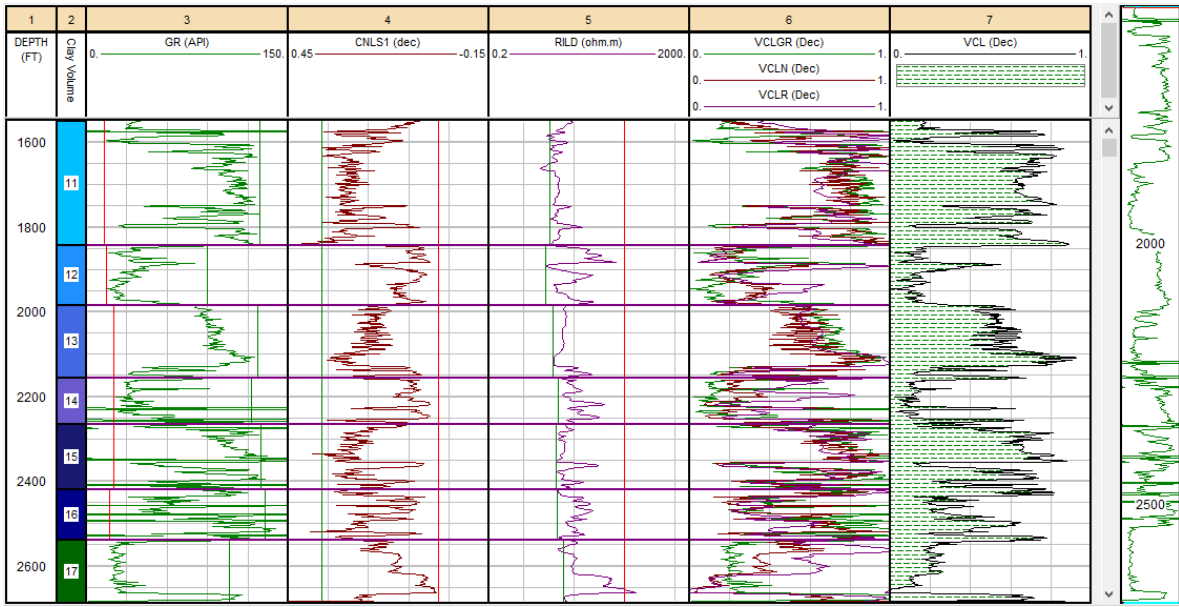
Crossplot Densidad-Neutrón del pozo Klaassen No.1.



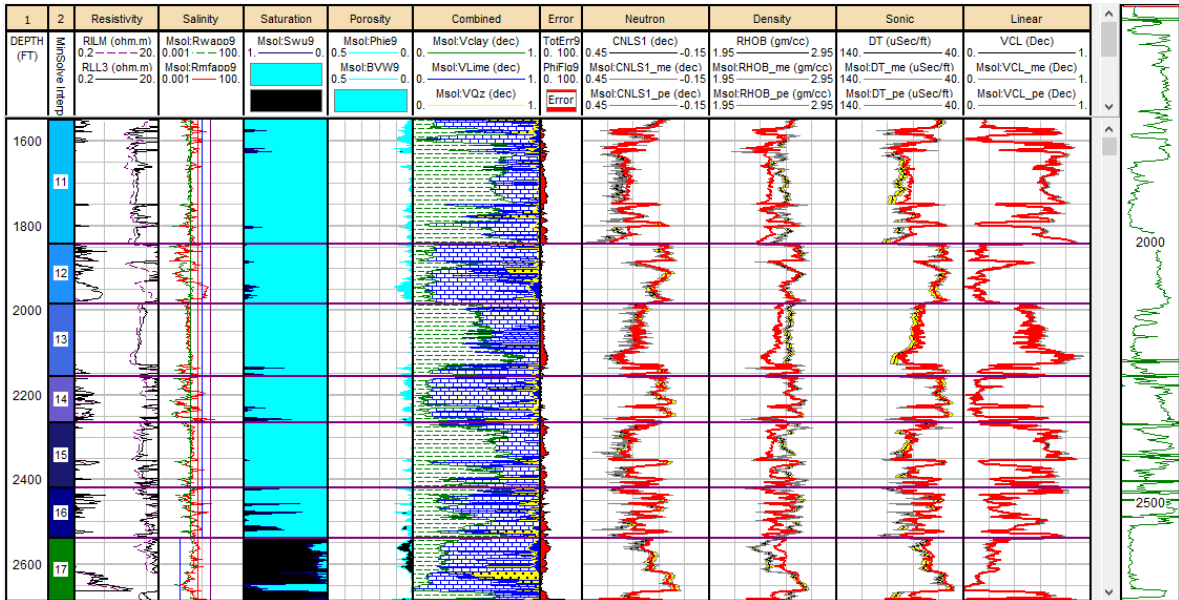
Crossplot M-N del pozo Klaassen No.1.



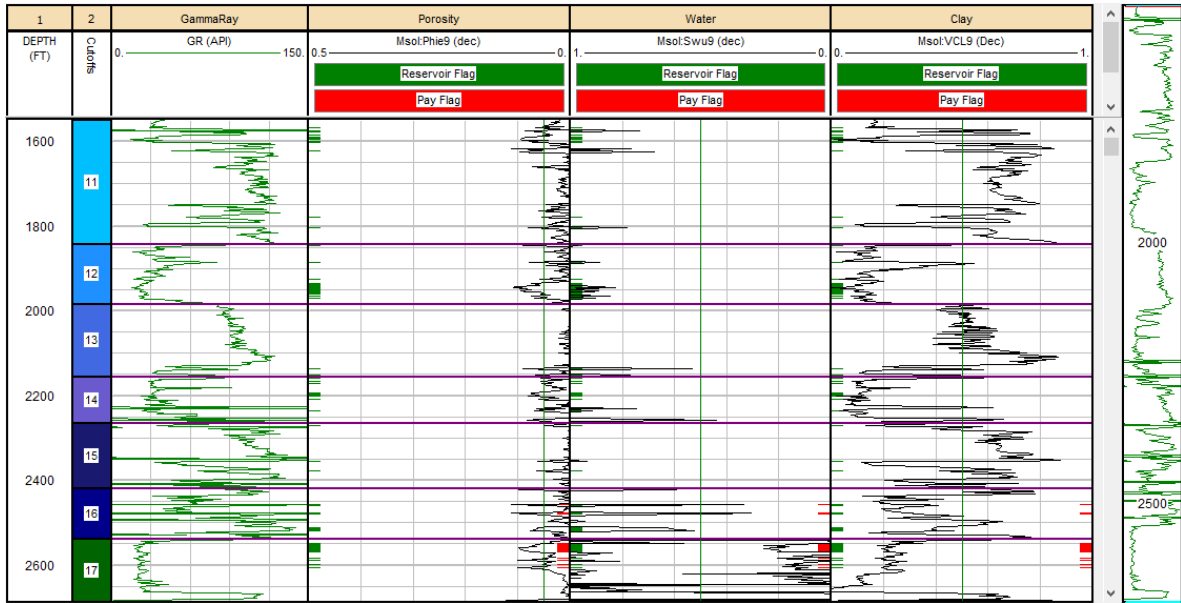
Crossplot de Pickett del pozo Klaassen No.1.



Volumen de arcilla del pozo Klaassen No.1.



Resultado del análisis mineralógico del pozo Klaassen No.1.



Zonas de paga del pozo Klaassen No.1.

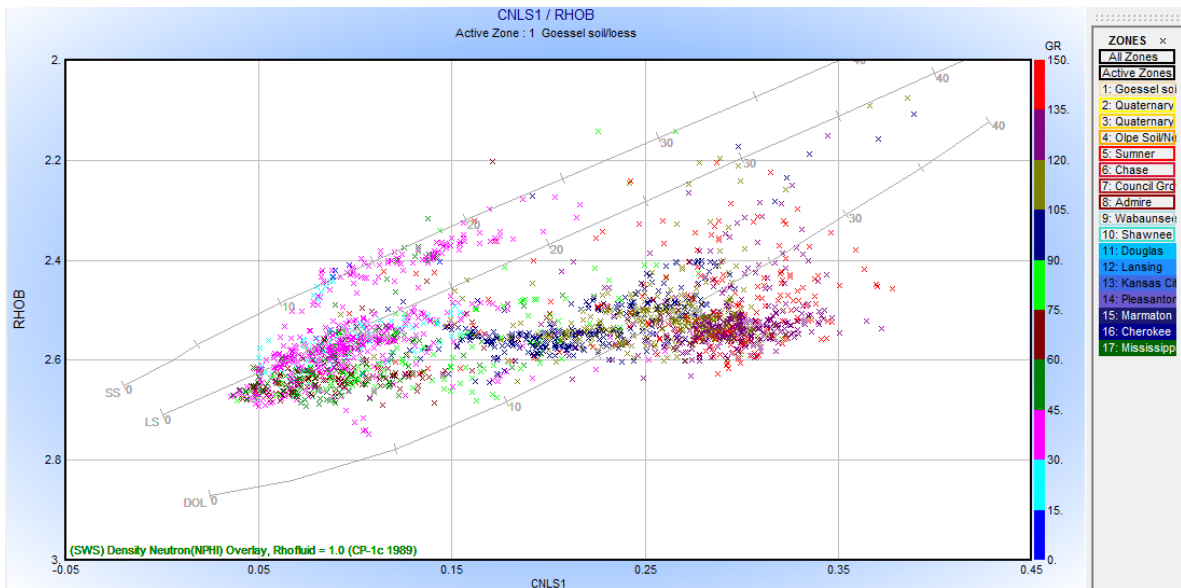
Cálculo de la cantidad de Barriles del Pozo Klaassen No.1															
Grupo	Top	Bottom	Espesor del grupo	Espesor de interés (ft)	Espesor de interés (m)	Phi	Sw	So	Phi*H	PHI*So*H	Dist. al pozo más cercano	Radio del Pozo	Vol. aceite	Vol. litros	No. Barriles
Goessel soil/loess	0	10.5	10.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary Alluvium	10.5	15	4.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary Terrace	15	25	10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Olpe Soil/Neogene	25	30	5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sumner	30	76.5	46.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Chase	76.5	360	283.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Council Grove	360	510	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Admire	510	662.5	152.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Wabaunsee	662.5	1022	359.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Shawnee	1022	1426.5	404.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Douglas	1426.5	1843.5	417	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Lansing	1843.5	1985	141.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Kansas City	1985	2155.5	170.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pleasanton	2155.5	2265.5	110	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Marmaton	2265.5	2420.5	155	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Cherokee	2420.5	2538.5	118	6	1.8288	0.102	0.358	0.642	0.187	0.12	200	100	3762.28	3762281.49	23662.15
Mississippi	2538.5	3195	172.25	31.5	9.6012	0.078	0.198	0.802	0.749	0.60	200	100	18868.80	18868803.43	118671.72
Total de Barriles													142333.87		

Cálculo de la cantidad de barriles de hidrocarburo del pozo Klaassen No.1.

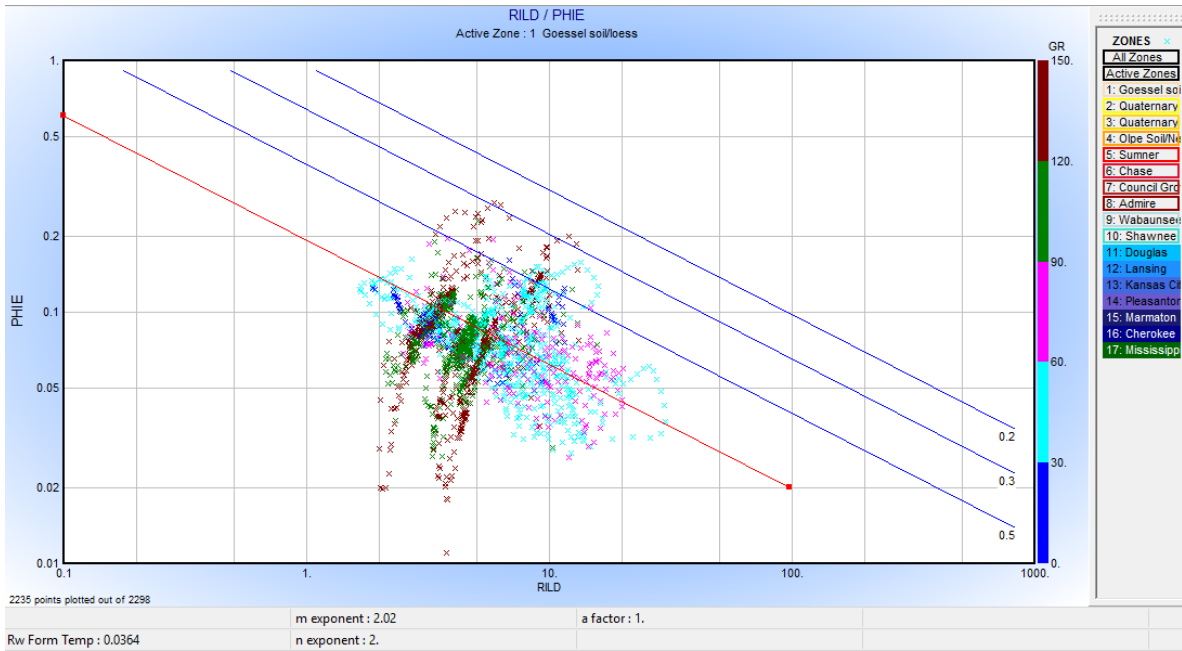
B. Klaassen No.2

Campo:		Plum Grove South		Condado:		Butler		Nombre del Pozo:		Klaassen No. 2	
Coordenadas		Productor		Intervalo		Valor Nulo	Valor de Muestreo	Curvas		Descripción	
Este	Norte	Aceite		Prof. min.	Prof. Max.	-999.25	0.5	Curvas	Unidades	Profundidad	
678297	4200602	Cimas (Ft)		1550	2630.5	-999.25	0.5	DEPTH	Ft.	Conductividad Profunda	
Cima	Piso	Grupo		1550	2630.5	-999.25	0.5	CILD	mmho/m	Resistividad Somera	
0	5	Goessel soil/loess		1550	2630.5	-999.25	0.5	SP	mV	Potencial Espontaneo	
5	15	Quaternary Alluvium		1550	2630.5	-999.25	0.5	RILD	Ohm.m	Resistividad Profunda	
15	25	Quaternary Terrace Alluvium		1550	2630.5	-999.25	0.5	RILM	Ohm.m	Resistividad Media	
25	30	Olpe Soil/Neogene Alluvium		1550	2630.5	-999.25	0.5	DCAL	In.	Caliper	
30	61	Sumner		1550	2630.5	-999.25	0.5	RHOB	gr/cc	Densidad	
61	360	Chase		1550	2630.5	-999.25	0.5	RHOC	gr/cc	Corrección de Densidad	
360	501	Council Grove		1550	2630.5	-999.25	0.5	DPOR	Pu.	Porosidad de Densidad	
501	683.5	Admire		1550	2630.5	-999.25	0.5	CNLS	Pu.	Neutron Porosidad de Caliza	
683.5	1162.5	Wabaunsee		1550	2630.5	-999.25	0.5	CNSS	Pu.	Neutron Porosidad de Arenisca	
1162.5	1480	Shawnee		1550	2630.5	-999.25	0.5	CNDL	Pu.	Neutron Porosidad de Dolomita	
1480	1855.5	Douglas		1550	2630.5	-999.25	0.5	GR	GAPI	Rayos Gamma	
1855.5	1978.5	Lansing		1550	2593.5	-999.25	0.5	DGA	gr/cc	Densidad Aparente de Granos	
1978.5	2125.5	Kansas City									
2125.5	2281.5	Pleasanton									
2281.5	2395.5	Marmaton									
2395.5	2545	Cherokee									
2545	3195	Mississippi									

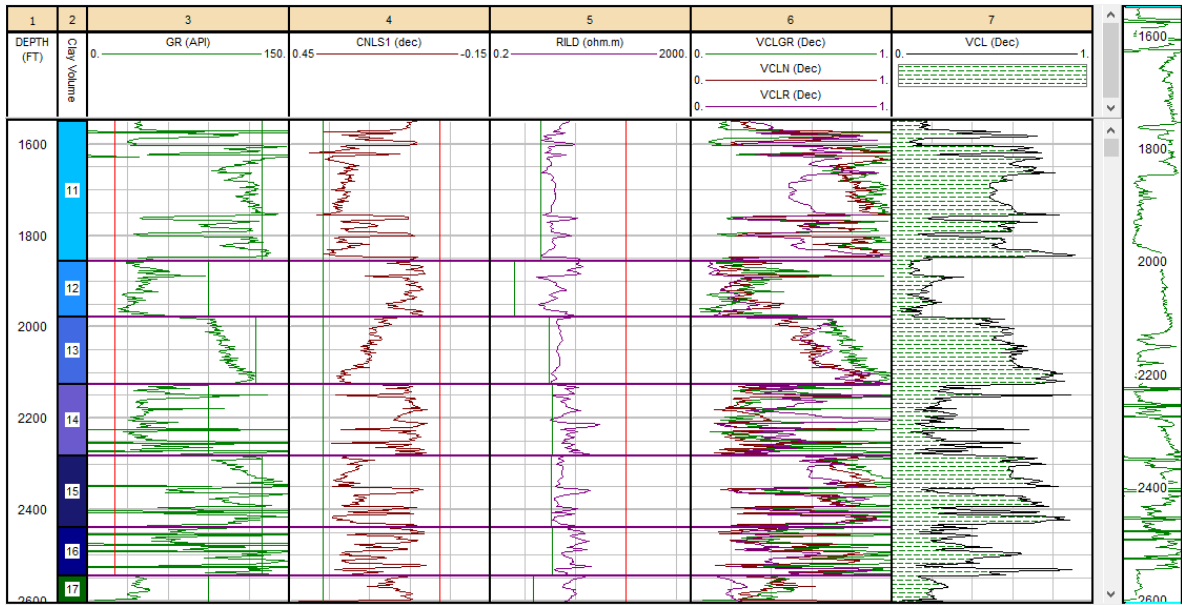
Control de calidad del pozo Klaassen No.2.



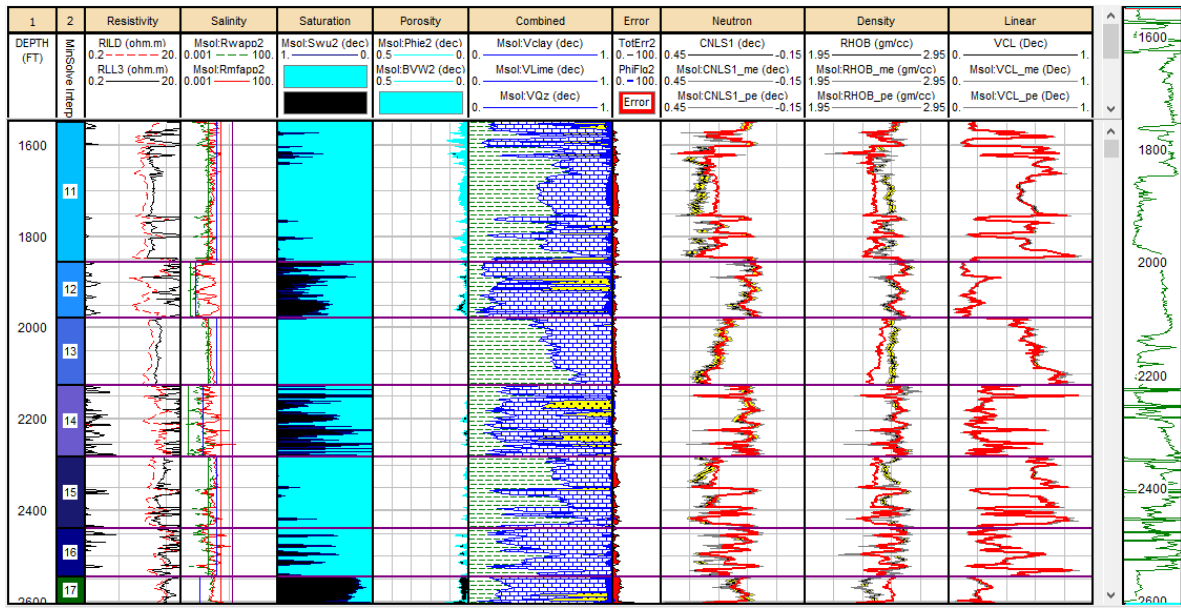
Crossplot Densidad-Neutrón del pozo Klaassen No.2.



Crossplot de Pickett del pozo Klaassen No.2.



Volumen de arcilla del pozo Klaassen No.2.



Resultado del análisis mineralógico del pozo Klaassen No.2.



Zonas de paga del pozo Klaassen No.2.

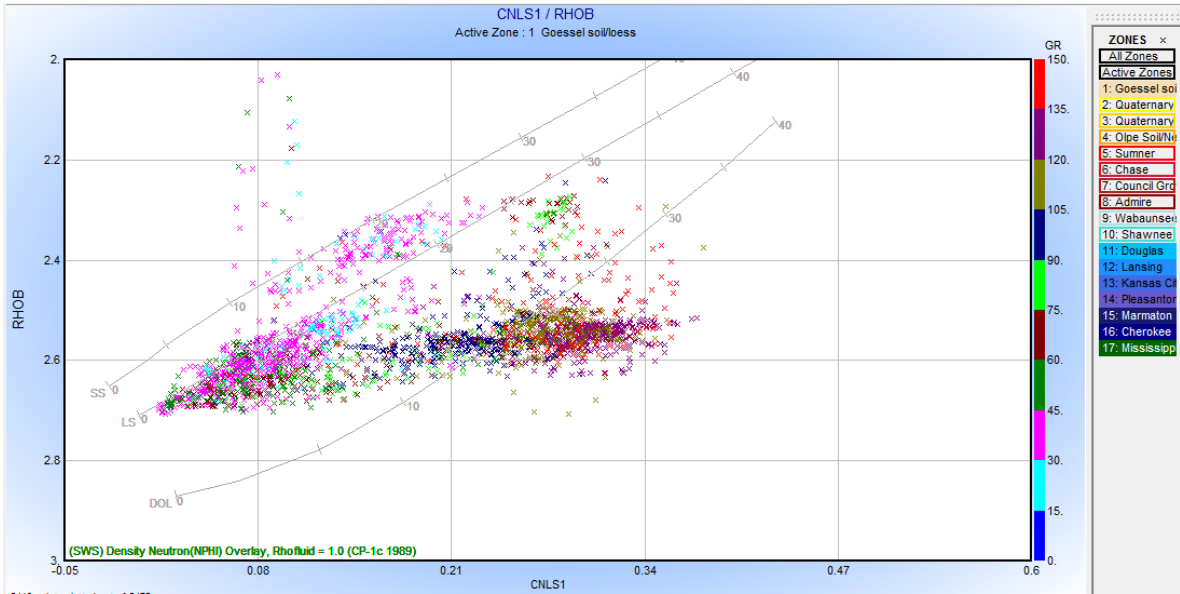
Cálculo de la cantidad de Barriles del Pozo Klaassen No.2															
Grupo	Top	Bottom	Espesor del grupo	Espesor de interés (ft)	Espesor de interés (m)	Phi	Sw	So	Phi*H	Phi*So*H	Dist. al pozo más cercano	Radio del Pozo	Vol. aceite	Vol. litros	No. Barriles
Goessel soil	0	5	5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary	5	15	10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary	15	25	10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Olpe Soil/Ne	25	30	5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sumner	30	61	31	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Chase	61	360	299	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Council Grov	360	501	141	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Admire	501	677.5	176.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Wabaunsee	677.5	1100	422.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Shawnee	1100	1485	385	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Douglas	1485	1855.5	370.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Lansing	1855.5	1978.5	123	7.5	2.286	0.063	0.396	0.604	0.144018	0.08698687	230	115	3614.09	3614092.53	22730.14
Kansas City	1978.5	2125.5	147	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pleasanton	2125.5	2281.5	156	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Marmaton	2281.5	2438	156.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Cherokee	2438	2545	107	6	1.8288	0.07	0.384	0.616	0.128016	0.07885786	230	115	3276.35	3276351.73	20605.99
Mississippi	2545	3195	85.75	12.5	3.81	0.078	0.144	0.856	0.29718	0.25438608	230	115	10569.12	10569121.65	66472.46
													Total de Barriles	109808.591	

Cálculo de la cantidad de barriles de hidrocarburo del pozo Klaassen No.2.

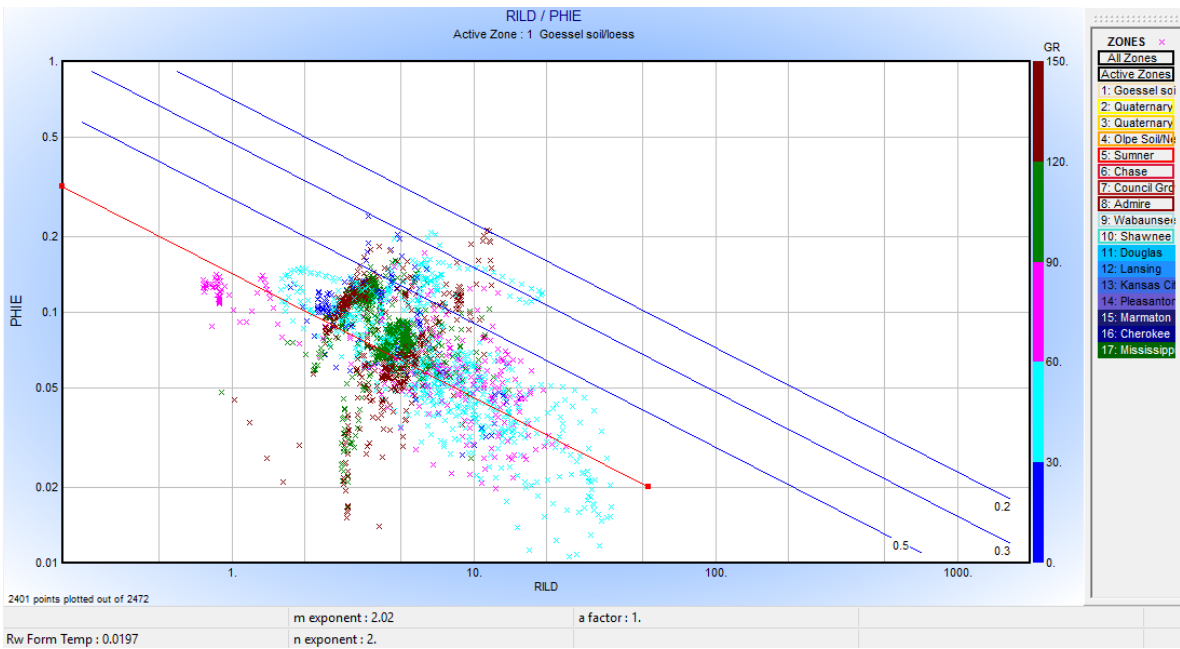
C. Klaassen No.4

Campo:		Plum Grove South			Condado:		Butler		Nombre del Pozo:		Klaassen No. 4	
Coordenadas		Productor			Intervalo		Valor Nulo		Curvas		Descripción	
Este	Norte				Prof. min.	Prof. Max.			Curvas	Unidades		
678377	4200538	Aceite			1550	2640.5	-999.25	0.5	DEPTH	Ft.	Profundidad	
		Cimas (Ft)			1550	2640.5	-999.25	0.5	TBHV	Ft3	Borehole Volume Ticks	
Cima	Piso	Grupo			1550	2640.5	-999.25	0.5	ABHV	Ft3	Anular Volume Ticks	
0	5	Goessel soil/loess			1550	2640.5	-999.25	0.5	CILD	mmho/m	Conductividad Profunda	
5	15	Quaternary Alluvium			1550	2640.5	-999.25	0.5	RLL3	Ohm.m	Resistividad Somera	
15	25	Quaternary Terrace Alluvium			1550	2640.5	-999.25	0.5	SP	mV	Potencial Espontaneo	
25	30	Olpe Soil/Neogene Alluvium			1550	2640.5	-999.25	0.5	RILD	Ohm.m	Resistividad Profunda	
30	60	Sumner			1550	2640.5	-999.25	0.5	RILM	Ohm.m	Resistividad Media	
60	360	Chase			1550	2640.5	-999.25	0.5	DCAL	In.	Caliper	
360	510	Council Grove			1550	2640.5	-999.25	0.5	RHOB	gr/cc	Densidad	
510	660	Admire			1550	2640.5	-999.25	0.5	RHOC	gr/cc	Corrección de Densidad	
660	997.5	Wabaunsee			1550	2640.5	-999.25	0.5	DPOR	Pu.	Porosidad de Densidad	
997.5	1408	Shawnee			1550	2640.5	-999.25	0.5	CNLS	Pu.	Neutron Porosidad de Caliza	
1408	1843.5	Douglas			1550	2640.5	-999.25	0.5	GR	GAPI	Rayos Gamma	
1843.5	1973.5	Lansing			1550	2640.5	-999.25	0.5	DGA	gr/cc	Densidad Aparente de Granos	
1973.5	2143.5	Kansas City										
2143.5	2288	Pleasanton										
2288	2442.5	Marmaton										
2442.5	2529.5	Cherokee										
2529.5	3195	Mississippi										

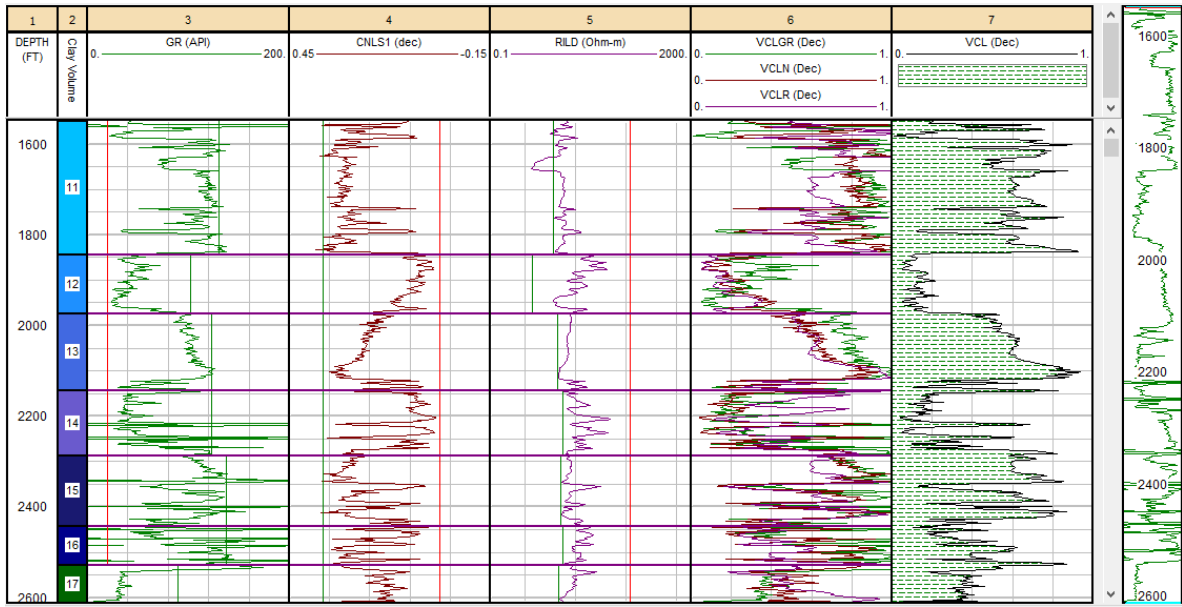
Control de calidad del pozo Klaassen No.4.



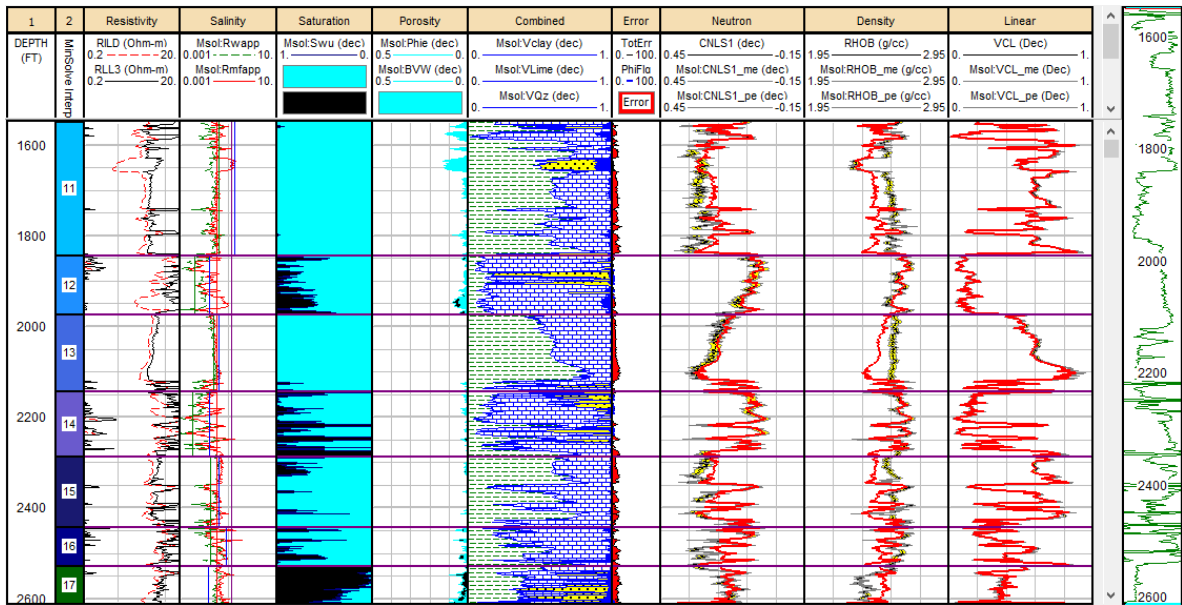
Crossplot Densidad-Neutrón del pozo Klaassen No.4.



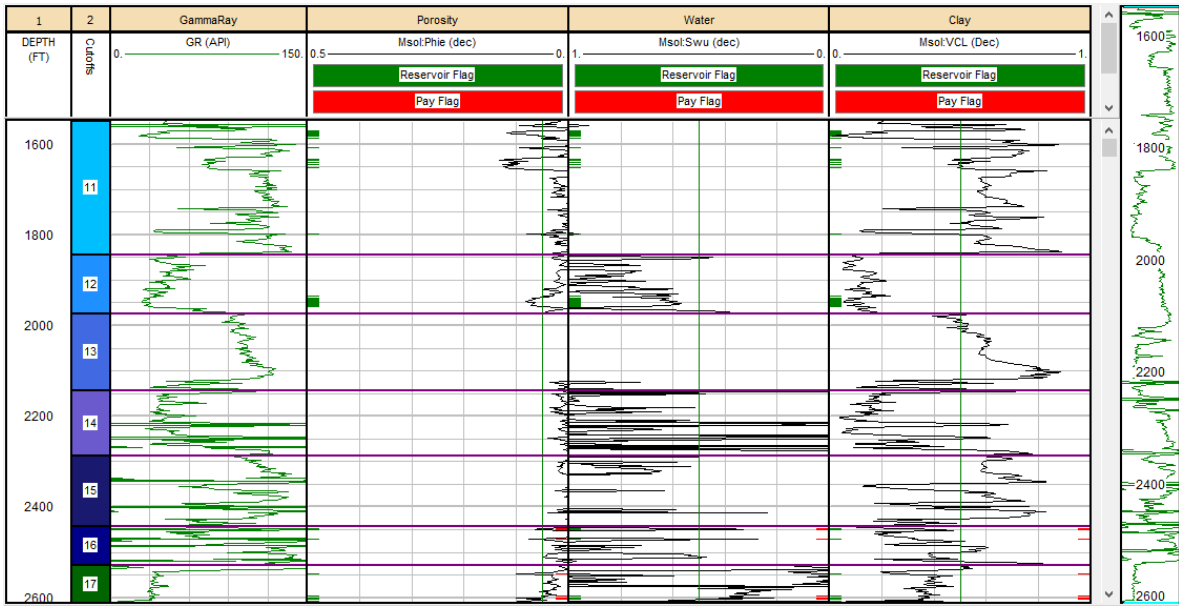
Crossplot de Pickett del pozo Klaassen No.4.



Volumen de arcilla del pozo Klaassen No.4.



Resultado del análisis mineralógico del pozo Klaassen No.4.



Zonas de paga del pozo Klaassen No.4.

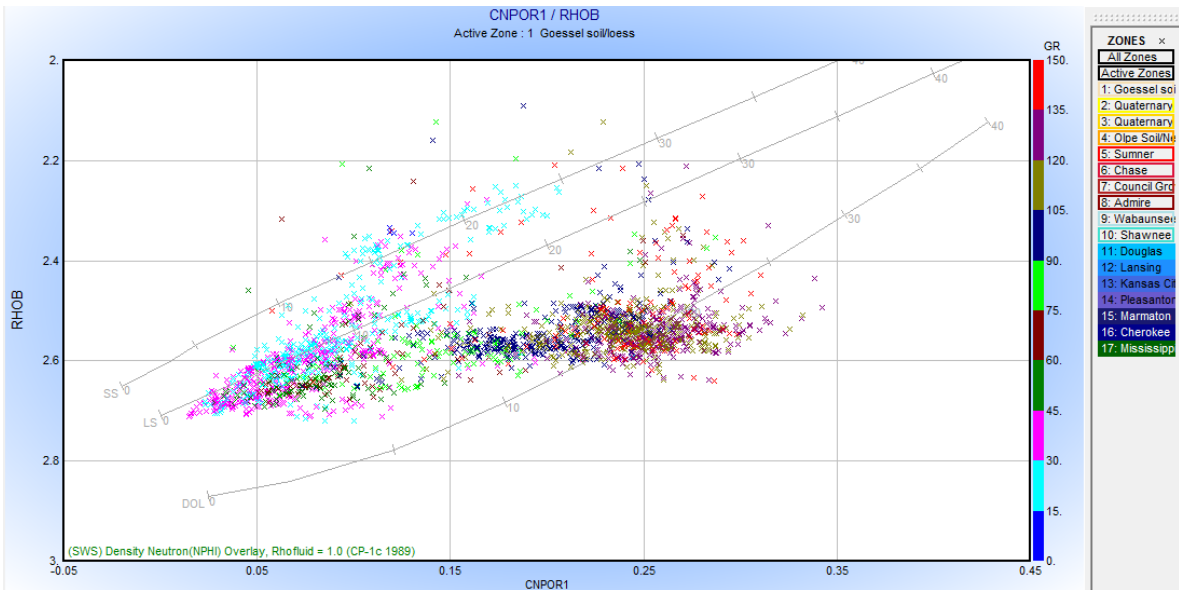
Cálculo de la cantidad de Barriles del Pozo Klaassen No. 4															
Grupo	Top	Bottom	Espesor del grupo	Espesor de interés (ft)	Espesor de interés (m)	Phi	Sw	So	Phi*H	Phi*So*H	Dist. al pozo más cercano	Radio del Pozo	Vol. aceite	Vol. litros	No. Barriles
Goessel soil	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary A	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary T	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Olpe Soil/Ne	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sumner	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Chase	60	360	165.25	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Council Grov	360	510	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Admire	510	660	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Wabauunsee	660	997.5	337.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Shawnee	997.5	1408	410.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Douglas	1408	1843.5	435.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Lansing	1843.5	1973.5	130	0.5	0.1524	0.1	0.422	0.578	0.01524	0.00880872	240	120	398.50	398497.10	2506.27
Kansas City	1973.5	2143.5	170	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pleasanton	2143.5	2288	144.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Marmaton	2288	2442.5	154.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Cherokee	2442.5	2529.5	87	5.5	1.6764	0.072	0.291	0.709	0.1207008	0.0857687	240	120	3871.41	3871406.27	24348.47
Mississippi	2529.5	3195	111.25	12	3.6576	0.072	0.274	0.726	0.2633472	0.19119007	240	120	8649.23	8649234.87	54397.70
Total de Barriles															81252.4418

Cálculo de la cantidad de barriles del pozo Klaassen No.4.

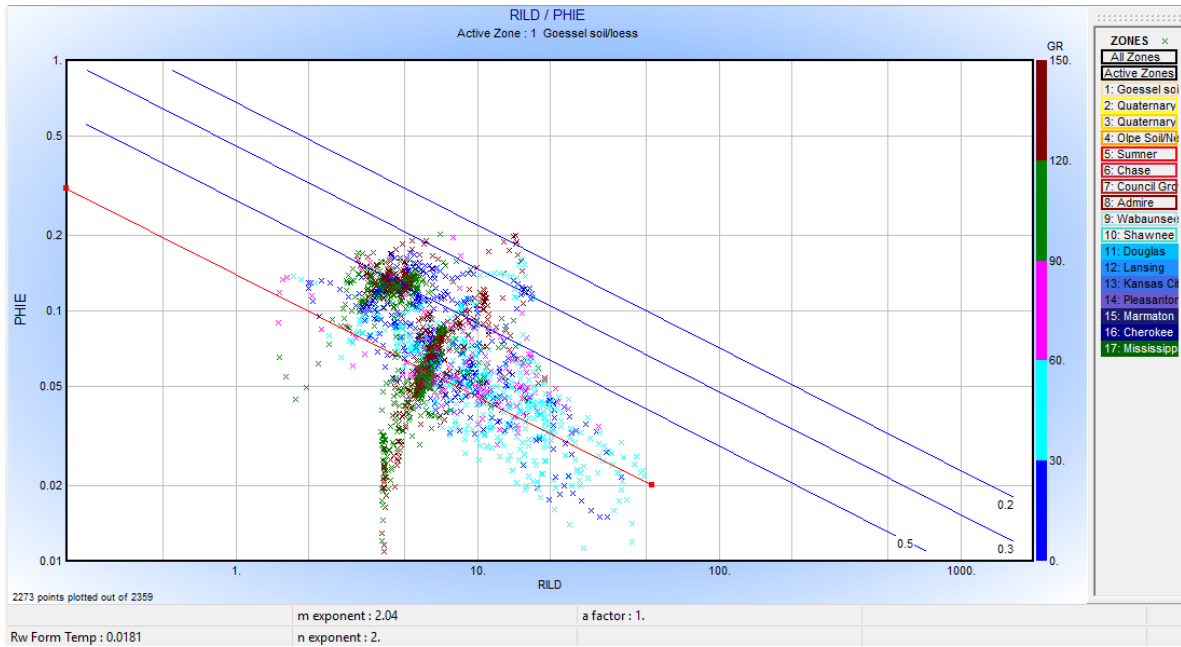
D. Klaassen No.5

Campo:		Plum Grove South		Condado:		Butler		Nombre del Pozo:		Klaassen No. 5	
Coordenadas		Productor		Intervalo		Valor Nulo	Valor de Muestreo	Curvas		Descripción	
Este	Norte	Aceite		Prof. min.	Prof. Max.			Curvas	Unidades		
678296	4200546					-999.25	0.5	DEPTH	Ft.	Profundidad	
Cimas (Ft)				1550	2625.5	-999.25	0.5	LSPD	Ft./min.	Line Speed	
Cima	Piso	Grupo		1550	2627	-999.25	0.5	LTEN	Lb.	Surface Line Tension	
0	5	Goessel soil/loess		1550	2625	-999.25	0.5	TBHV	Ft3	Borehole Volume Ticks	
5	15	Quaternary Alluvium		1550	2625.5	-999.25	0.5	ABHV	Ft3	Anular Volume Ticks	
15	25	Quaternary Terrace Alluvium		1550	2625.5	-999.25	0.5	CILD	mmho/m	Conductividad Profunda	
25	30	Olpe Soil/Neogene Alluvium		1550	2611	-999.25	0.5	RLL3	Ohm.m	Resistividad Somera	
30	60	Sumner		1550	2630	-999.25	0.5	SP	mV	Potencial Espontaneo	
60	360	Chase		1550	2626.5	-999.25	0.5	RILD	Ohm.m	Resistividad Profunda	
360	510	Council Grove		1550	2633	-999.25	0.5	RILM	Ohm.m	Resistividad Media	
510	645	Admire		1550	2606	-999.25	0.5	DCAL	In.	Caliper	
645	1030.5	Wabaunsee		1550	2608	-999.25	0.5	RHOB	gr/cc	Densidad	
1030.5	1457	Shawnee		1550	2608	-999.25	0.5	RHOC	gr/cc	Corrección de Densidad	
1457	1831.5	Douglas		1550	2608	-999.25	0.5	DPOR	Pu.	Porosidad de Densidad	
1831.5	1988	Lansing		1550	2598	-999.25	0.5	CNLS	Pu.	Neutron Porosidad de Caliza	
1988	2107.5	Kansas City		1550	2598	-999.25	0.5	CNSS	Pu.	Neutron Porosidad de Arenisca	
2107.5	2274	Pleasanton		1550	2598	-999.25	0.5	CNDL	Pu.	Neutron Porosidad de Dolomita	
2274	2409	Marmaton		1550	2598	-999.25	0.5	CNPOR	Pu.	Porosidad de Neutron	
2409	2518	Cherokee		1550	2593	-999.25	0.5	GR	GAPI	Rayos Gamma	
2518	3195	Mississippi									

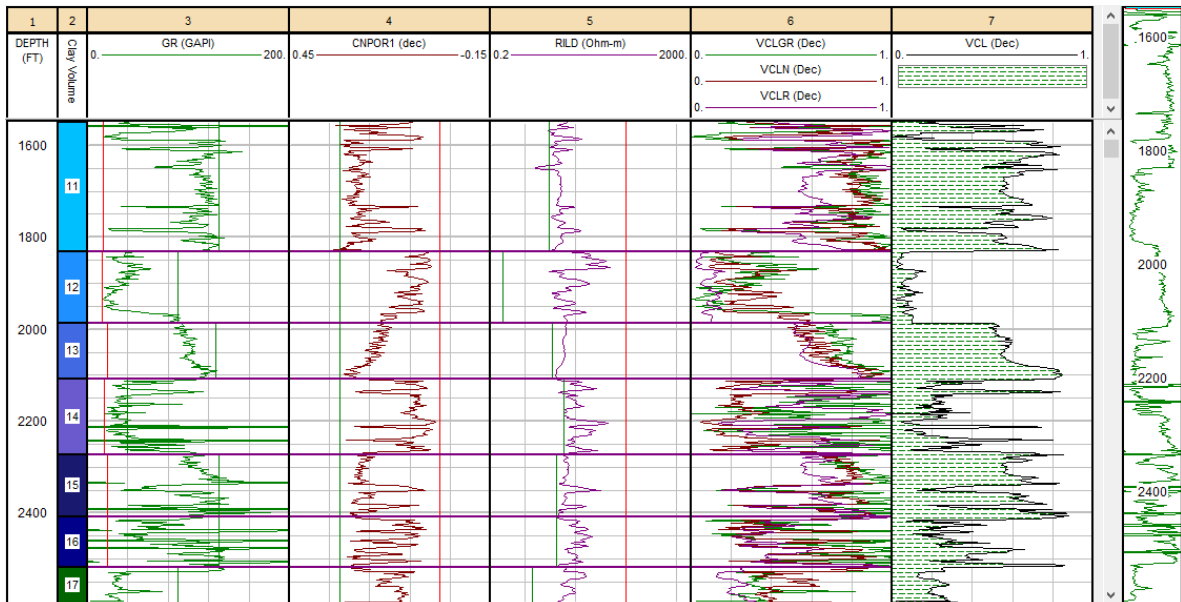
Control de calidad del pozo Klaassen No.5.



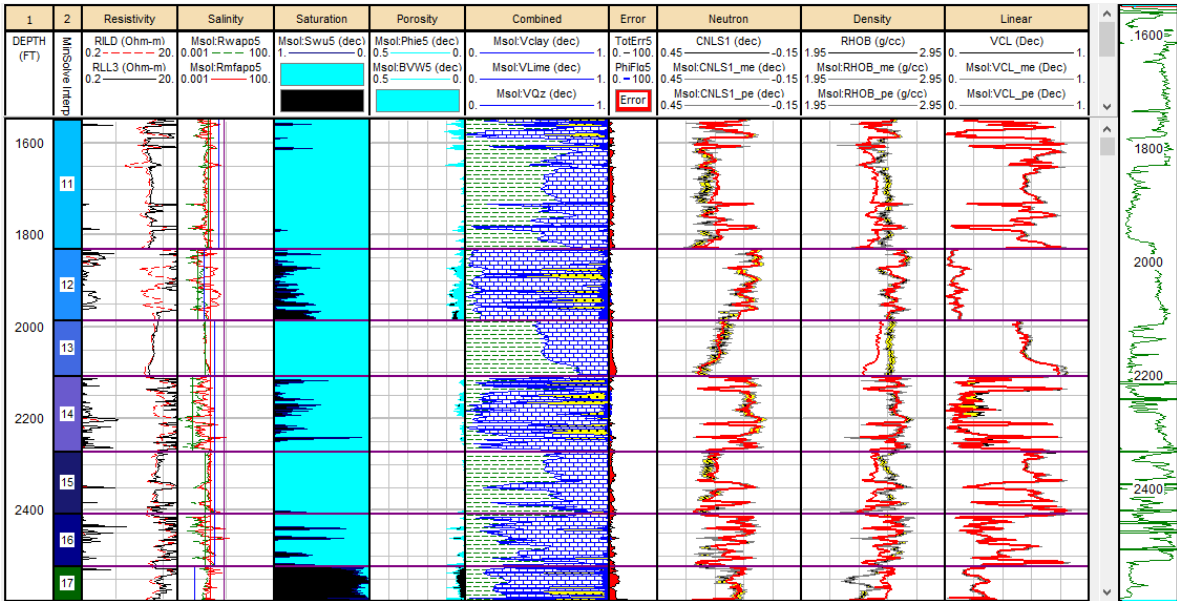
Crossplot Densidad-Neutrón del pozo Klaassen No.5.



Crossplot de Pickett del pozo Klaassen No.5.



Volumen de arcilla del pozo Klaassen No.5.



Resultado del análisis mineralógico del pozo Klaassen No.5.



Zonas de paga del pozo Klaassen No.5.

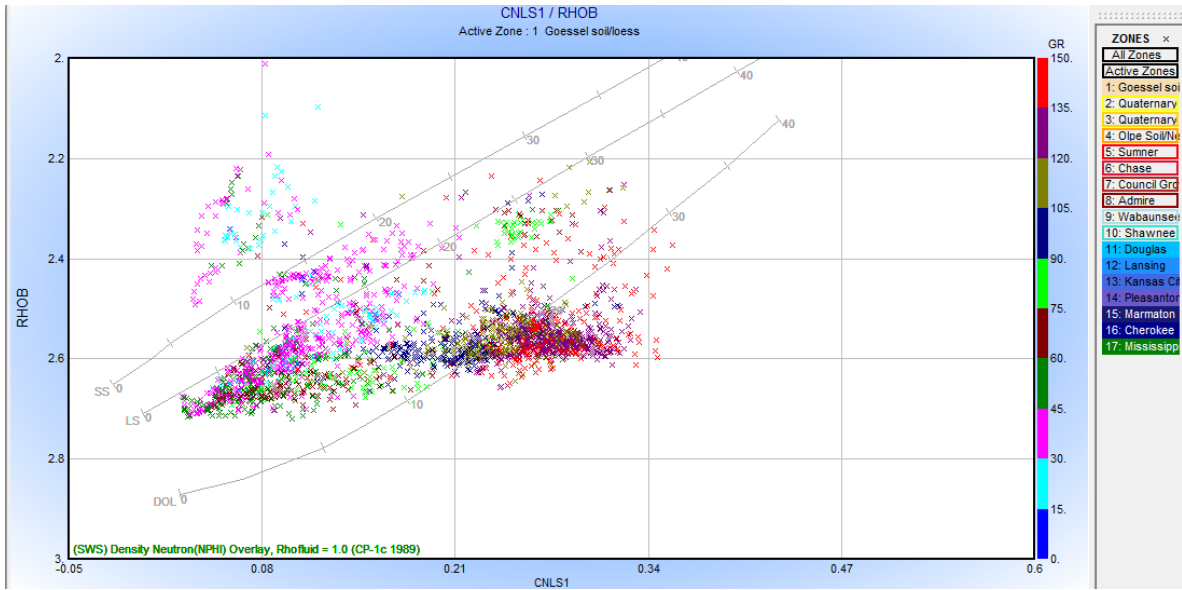
Cálculo de la cantidad de Barriles del Pozo Klaassen No. 5															
Grupo	Top	Bottom	Espesor del grupo	Espesor de interés (ft)	Espesor de interés (m)	Phi	Sw	So	Phi*H	Phi*So*H	Dist. al pozo más cercano	Radio del Pozo	Vol. aceite	Vol. litros	No. Barriles
Goessel soil/	0	5	5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary A	5	15	10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary T	15	25	10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Olpe Soil/Ne	25	30	5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sumner	30	60	30	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Chase	60	360	300	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Council Grov	360	510	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Admire	510	645	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Wabaunsee	645	1030.5	385.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Shawnee	1030.5	1457	426.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Douglas	1457	1831.5	374.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Lansing	1831.5	1988	156.5	0.5	0.1524	0.101	0.488	0.512	0.01353924	0.01	286	143	506.29	506288.72	3184.21
Kansas City	1988	2107.5	119.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pleasanton	2107.5	2274	166.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Marmaton	2274	2409	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Cherokee	2409	2523.5	114.5	6	1.8288	0.073	0.323	0.677	0.1335024	0.09	286	143	5806.30	5806302.92	36517.63
Mississippi	2523.5	3195	109.75	13.5	4.1148	0.087	0.106	0.894	0.3579876	0.32	286	143	20560.21	20560205.46	129309.47
														Total de Barriles	169011.302

Cálculo de la cantidad de barriles de hidrocarburo del pozo Klaassen No.5.

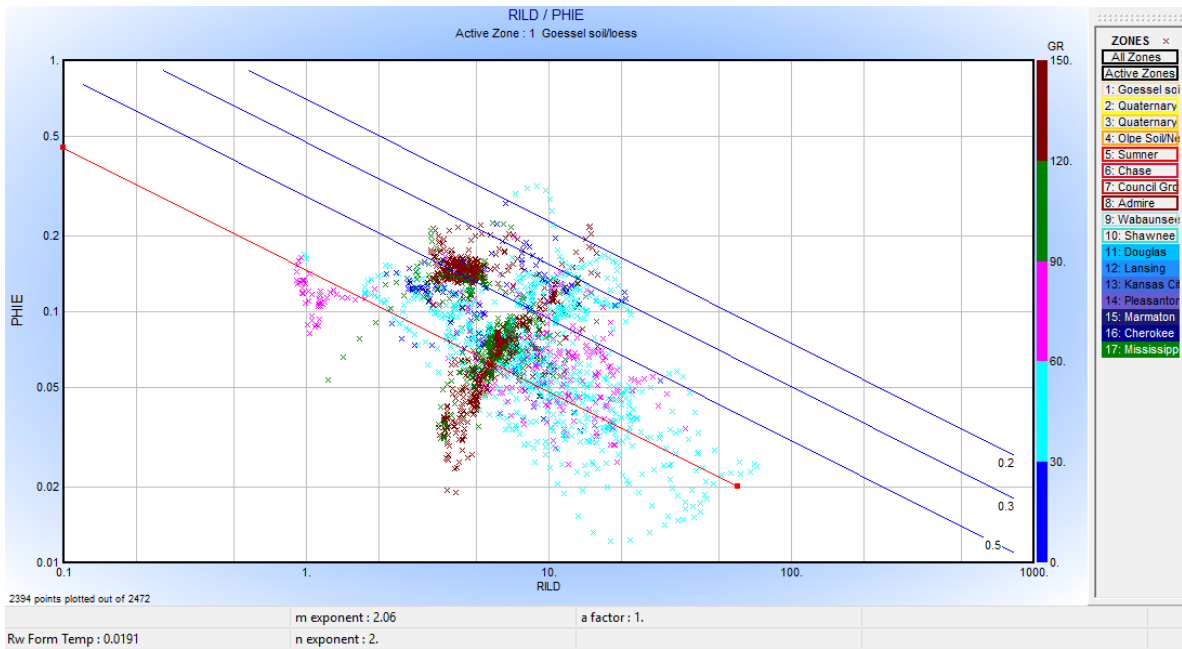
E. Klaassen No.6

Campo:		Plum Grove South			Condado:		Butler		Nombre del Pozo:		Klaassen No. 6	
Coordenadas		Productor		Intervalo		Valor Nulo	Valor de Muestreo	Curvas		Descripción		
Este	Norte			Prof. min.	Prof. Max.			Curvas	Unidades			
678155	4200595	Aceite		1550	2631.5	-999.25	0.5	DEPTH	Ft.	Profundidad		
		Cimas (Ft)		1550	2631.5	-999.25	0.5	TBHV	Ft3	Borehole Volume Ticks		
Top	Bottom	Grupo		1550	2631.5	-999.25	0.5	ABHV	Ft3	Anular Volume Ticks		
0	5	Goessel soil/loess		1550	2631.5	-999.25	0.5	CILD	mmho/m	Conductividad Profunda		
5	15	Quaternary Alluvium		1550	2631.5	-999.25	0.5	RLL3	Ohm.m	Resistividad Somera		
15	25	Quaternary Terrace Alluvium		1550	2631.5	-999.25	0.5	SP	mV	Potencial Espontaneo		
25	30	Olpe Soil/Neogene Alluvium		1550	2631.5	-999.25	0.5	RILD	Ohm.m	Resistividad Profunda		
30	60	Sumner		1550	2631.5	-999.25	0.5	RILM	Ohm.m	Resistividad Media		
60	360	Chase		1550	2631.5	-999.25	0.5	DCAL	In.	Caliper		
360	510	Council Grove		1550	2631.5	-999.25	0.5	RHOB	gr/cc	Densidad		
510	660	Admire		1550	2631.5	-999.25	0.5	RHOC	gr/cc	Corrección de Densidad		
660	1015	Wabaunsee		1550	2631.5	-999.25	0.5	DPOR	Pu.	Porosidad de Densidad		
1015	1399	Shawnee		1550	2631.5	-999.25	0.5	CNLS	Pu.	Neutron Porosidad de Caliza		
1399	1841.5	Douglas		1550	2631.5	-999.25	0.5	GR	GAPI	Rayos Gamma		
1841.5	1986.5	Lansing		1550	2586.5	-999.25	0.5	DGA	gr/cc	Densidad Aparente de Granos		
1986.5	2148	Kansas City										
2148	2267.5	Pleasanton										
2267.5	2460.5	Marmaton										
2460.5	2522.5	Cherokee										
2522.5	3195	Mississippi										

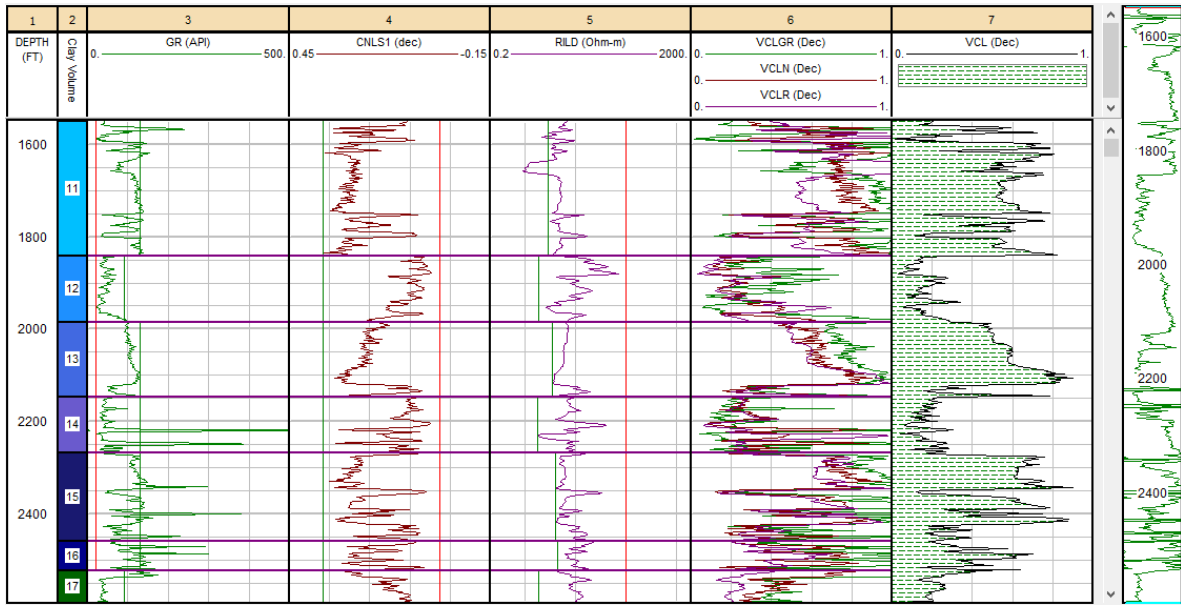
Control de calidad del pozo Klaassen No.6.



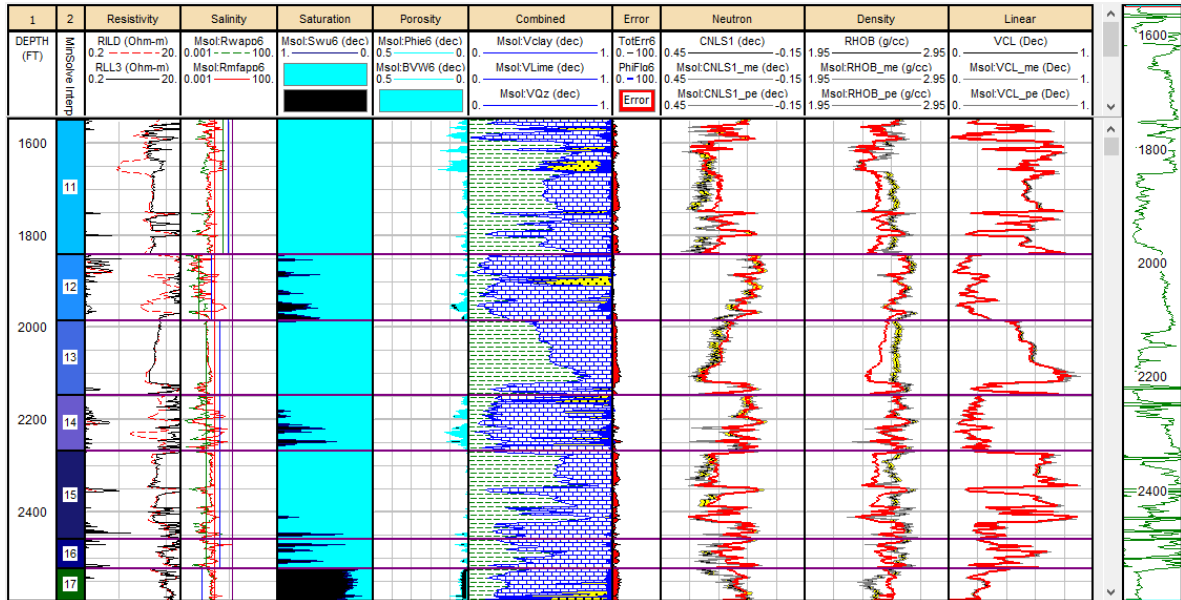
Crossplot Densidad-Neutrón del pozo Klaassen No.6.



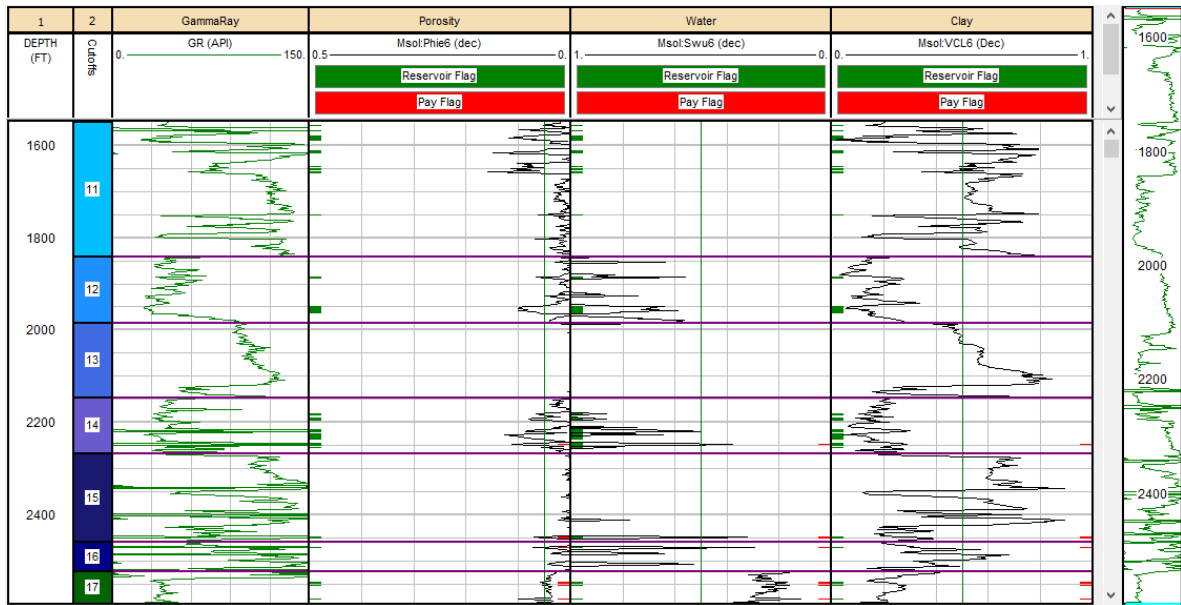
Crossplot de Pickett del pozo Klaassen No.6.



Volumen de arcilla del pozo Klaassen No.6.



Resultado del análisis mineralógico del pozo Klaassen No.6.



Zonas de paga del pozo Klaassen No.6.

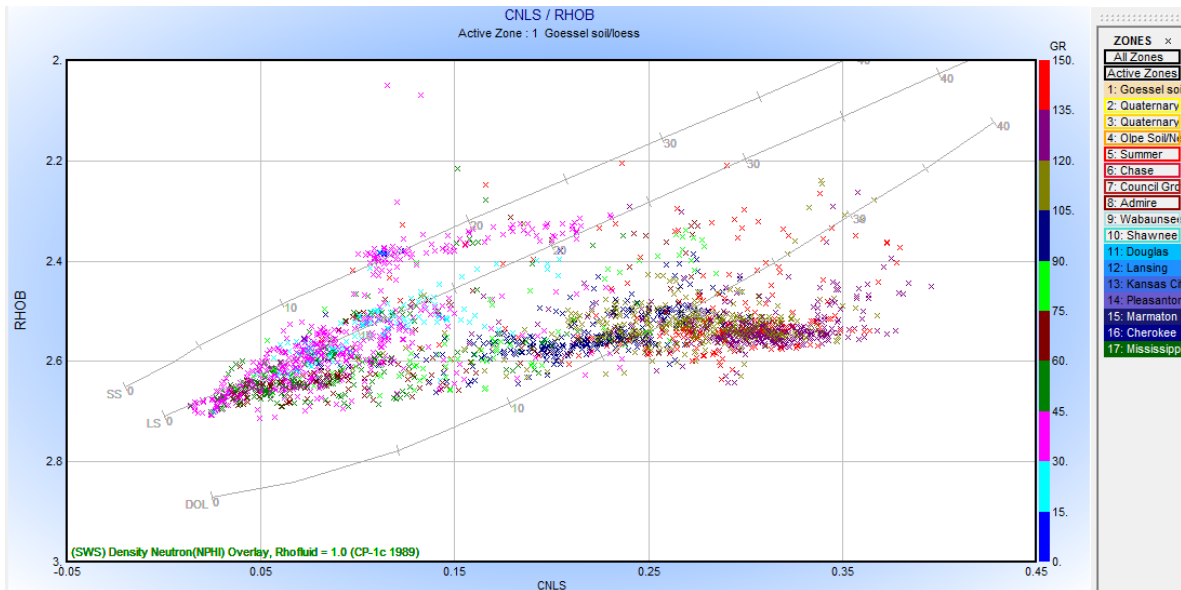
Cálculo de la cantidad de Barriles del Pozo Klaassen No. 6																
Grupo	Top	Bottom	Espesor del grupo	Espesor de interés (ft)	Espesor de interés (m)	Phi	Sw	So	Phi*H	PHI*So*H	Dist. al pozo más cercano	Radio del Pozo	Vol. aceite	Vol. litros	No. Barriles	
Goessel soil	0	5	5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Quaternary A	5	15	10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Quaternary T	15	25	10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Olpe Soil/Ne	25	30	5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Sumner	30	60	30	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Chase	60	360	300	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Council Grov	360	510	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Admire	510	660	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Waubunsee	660	1015	355	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Shawnee	1015	1399	384	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Douglas	1399	1841.5	442.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Lansing	1841.5	1986.5	145	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Kansas City	1986.5	2148	161.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Pleasanton	2148	2267.5	119.5	4.5	1.3716	0.103	0.424	0.576	0.1412748	0.08	265	132.5	4488.16	4488164.99	28227.45	
Marmaton	2267.5	2460.5	193	3	0.9144	0.066	0.361	0.639	0.0603504	0.04	265	132.5	2126.98	2126976.25	13377.21	
Cherokee	2460.5	2522.5	62	3.5	1.0668	0.07	0.306	0.694	0.074676	0.05	265	132.5	2858.39	2858394.36	17977.32	
Mississippi	2522.5	3195	109.25	13.5	4.1148	0.085	0.151	0.849	0.349758	0.30	265	132.5	16377.85	16377853.29	103005.37	
													Total de Barriles	162587.352		

Cálculo de la cantidad de barriles de hidrocarburo del pozo Klaassen No.6.

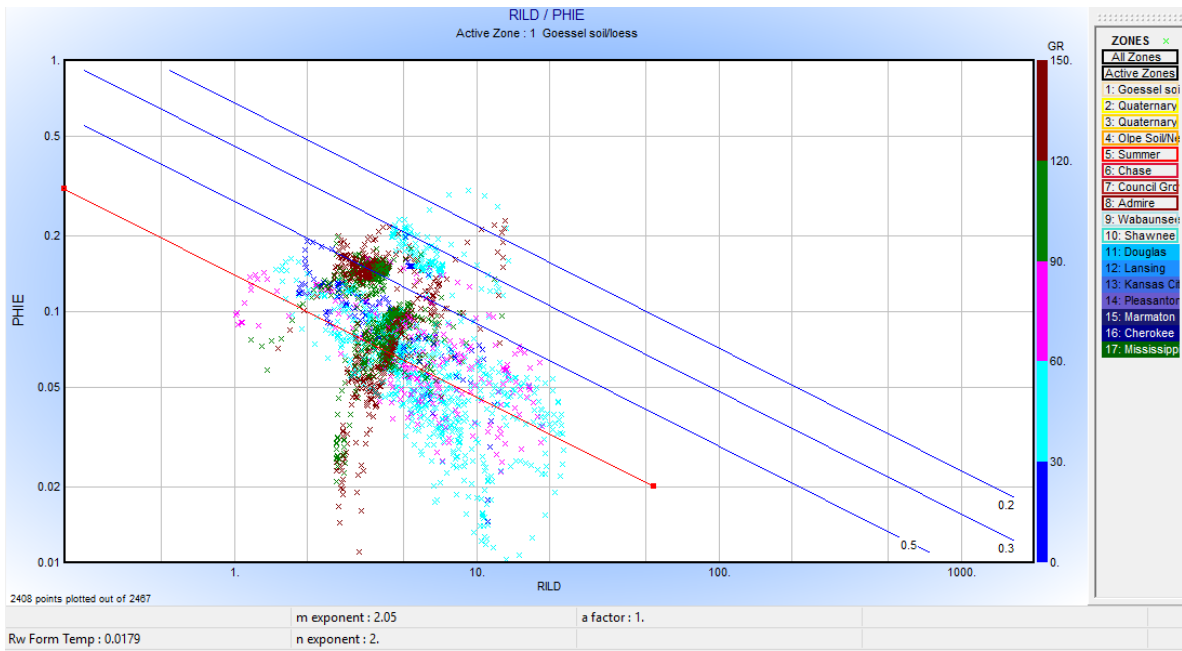
F. Klaassen No.7

Campo:		Plum Grove South		Condado:		Butler		Nombre del Pozo:		Klaassen No. 7	
Coordenadas		Productor		Intervalo		Valor Nulo		Curvas		Descripción	
Este	Norte	Aceite		Prof. min.	Prof. Max.	Valor de Muestreo		Curvas	Unidades	Profundidad	
678069	4200585			1550	2655.5	-999.25	0.5	DEPTH	Ft.		
Cimas (Ft)				1550	2655.5	-999.25	0.5	TBHV	Ft3	Borehole Volume Ticks	
Cima	Piso	Grupo		1550	2655.5	-999.25	0.5	ABHV	Ft3	Anular Volume Ticks	
0	5	Goessel soil/loess		1550	2655.5	-999.25	0.5	CILD	mmho/m	Conductividad Profunda	
5	15	Quaternary Alluvium		1550	2655.5	-999.25	0.5	RLL3	Ohm.m	Resistividad Somera	
15	25	Quaternary Terrace Alluvium		1550	2655.5	-999.25	0.5	SP	mV	Potencial Espontaneo	
25	30	Olpe Soil/Neogene Alluvium		1550	2655.5	-999.25	0.5	RILD	Ohm.m	Resistividad Profunda	
30	60	Sumner		1550	2655.5	-999.25	0.5	RILM	Ohm.m	Resistividad Media	
60	360	Chase		1550	2655.5	-999.25	0.5	DCAL	In.	Caliper	
360	510	Council Grove		1550	2655.5	-999.25	0.5	RHOB	gr/cc	Densidad	
510	660	Admire		1550	2655.5	-999.25	0.5	RHOC	gr/cc	Corrección de Densidad	
660	1015	Wabaunsee		1550	2655.5	-999.25	0.5	DPOR	Pu.	Porosidad de Densidad	
1015	1425.5	Shawnee		1550	2655.5	-999.25	0.5	CNLS	Pu.	Neutron Porosidad de Caliza	
1425.5	18848.5	Douglas		1550	2655.5	-999.25	0.5	GR	GAPI	Rayos Gamma	
18848.5	1988	Lansing		1550	2618.5	-999.25	0.5	DGA	gr/cc	Densidad Aparente de Granos	
1988	2143.5	Kansas City									
2143.5	2288	Pleasanton									
2288	2477	Marmaton									
2477	2563	Cherokee									
2563	3195	Mississippi									

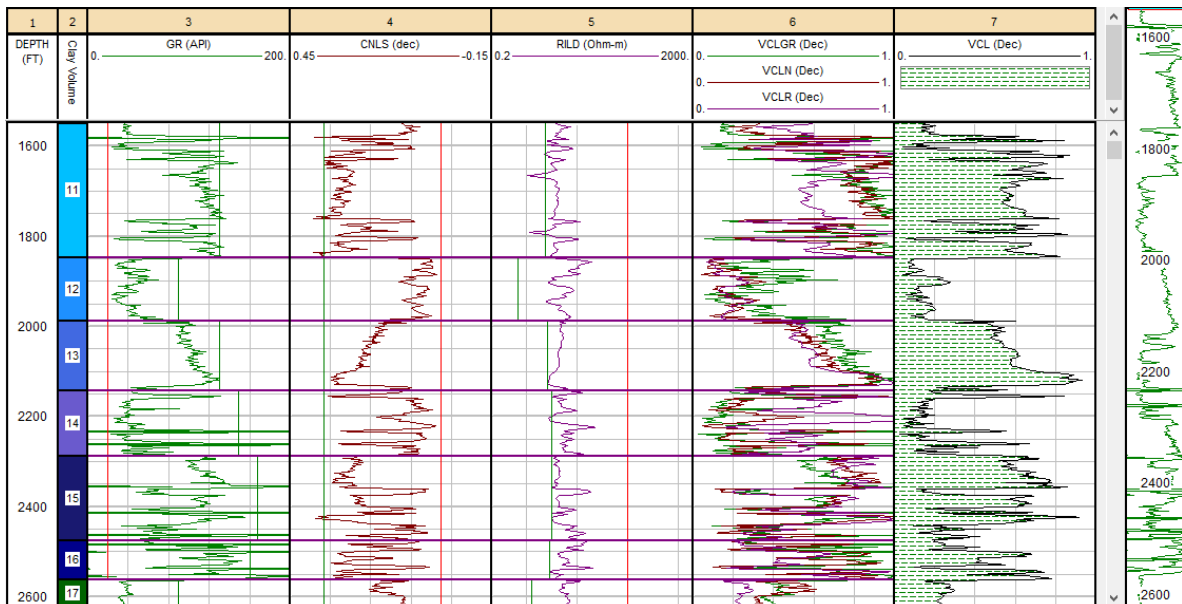
Control de calidad del pozo Klaassen No.7.



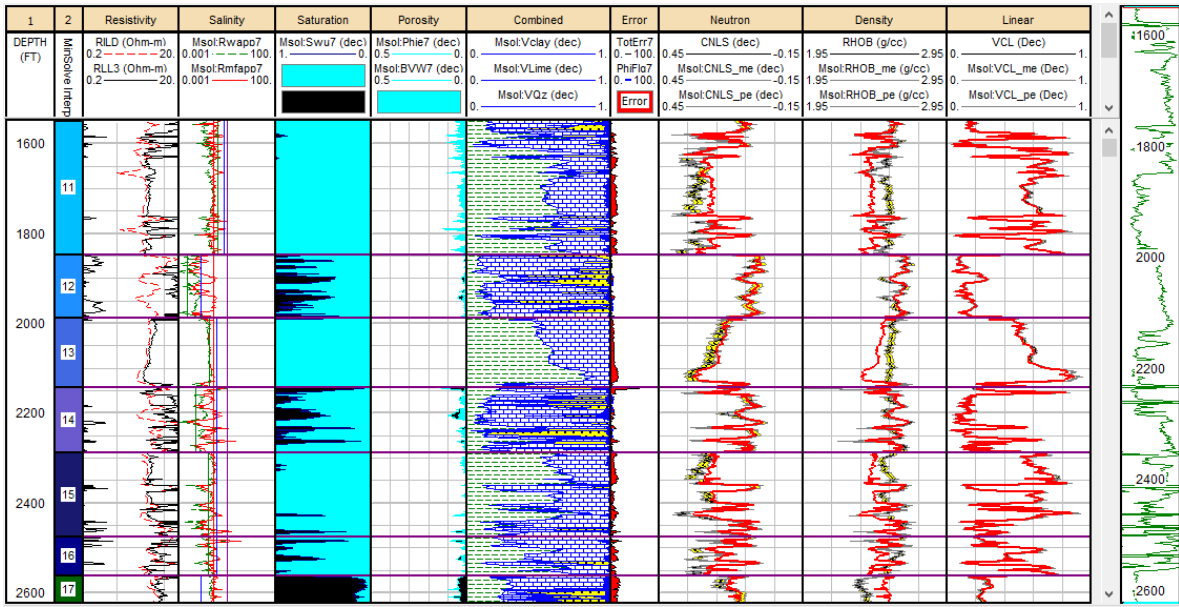
Crossplot Densidad-Neutrón del pozo Klaassen No.7.



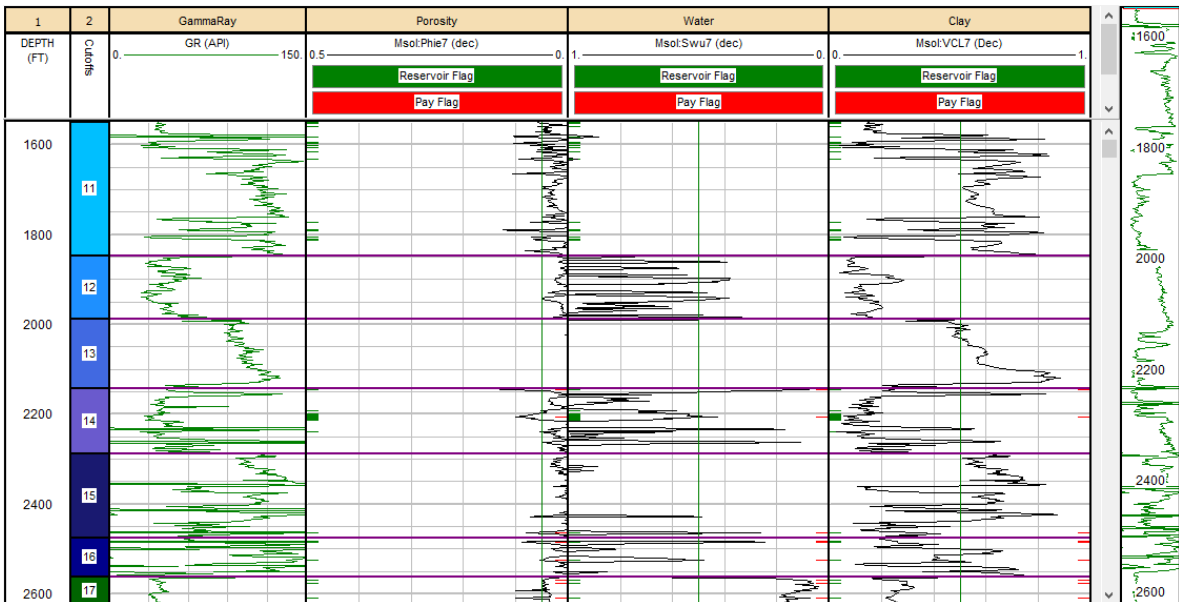
Crossplot de Pickett del pozo Klaassen No.7.



Volumen de arcilla del pozo Klaassen No.7.



Resultado del análisis mineralógico del pozo Klaassen No.7.



Zonas de paga del pozo Klaassen No.7.

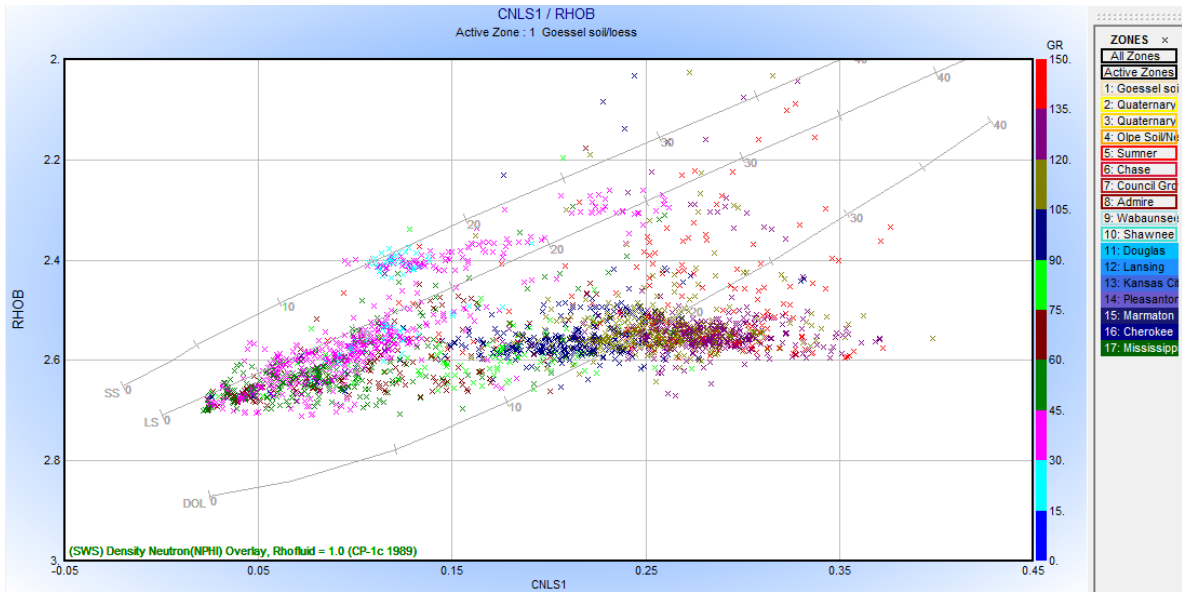
Cálculo de la cantidad de Barriles del Pozo Klaassen No. 7																
Grupo	Top	Bottom	Espesor del grupo	Espesor de interés (ft)	Espesor de interés (m)	Phi	Sw	So	Phi*H	Phi*So*H	Dist. al pozo más cercano	Radio del Pozo	Vol. aceite	Vol. litros	No. Barriles	
Goessel soil	0	5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Quaternary	5	15	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Quaternary	15	25	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Olpe Soil/Ne	25	30	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Summer	30	60	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Chase	60	360	165.25	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Council Grov	360	510	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Admire	510	660	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Wabaunsee	660	1015	355	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Shawnee	1015	1425.5	410.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Douglas	1425.5	1848.5	423	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Lansing	1848.5	1988	139.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Kansas City	1988	2143.5	155.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Pleasanton	2143.5	2288	144.5	4.5	1.3716	0.106	0.15	0.85	0.15	0.12	230	115	5134.50	5134496.01	32292.43	
Marmaton	2288	2477	189	3	0.9144	0.072	0.302	0.698	0.07	0.05	230	115	1909.28	1909280.29	12008.05	
Cherokee	2477	2563	86	5.5	1.6764	0.072	0.327	0.673	0.12	0.08	230	115	3374.98	3374976.60	21226.27	
Mississippi	2563	3195	92.75	13	3.9624	0.096	0.117	0.883	0.38	0.34	230	115	13955.19	13955191.65	87768.50	
													Total de Barriles	153295.249		

Cálculo de la cantidad de barriles de hidrocarburo del pozo Klaassen No.7.

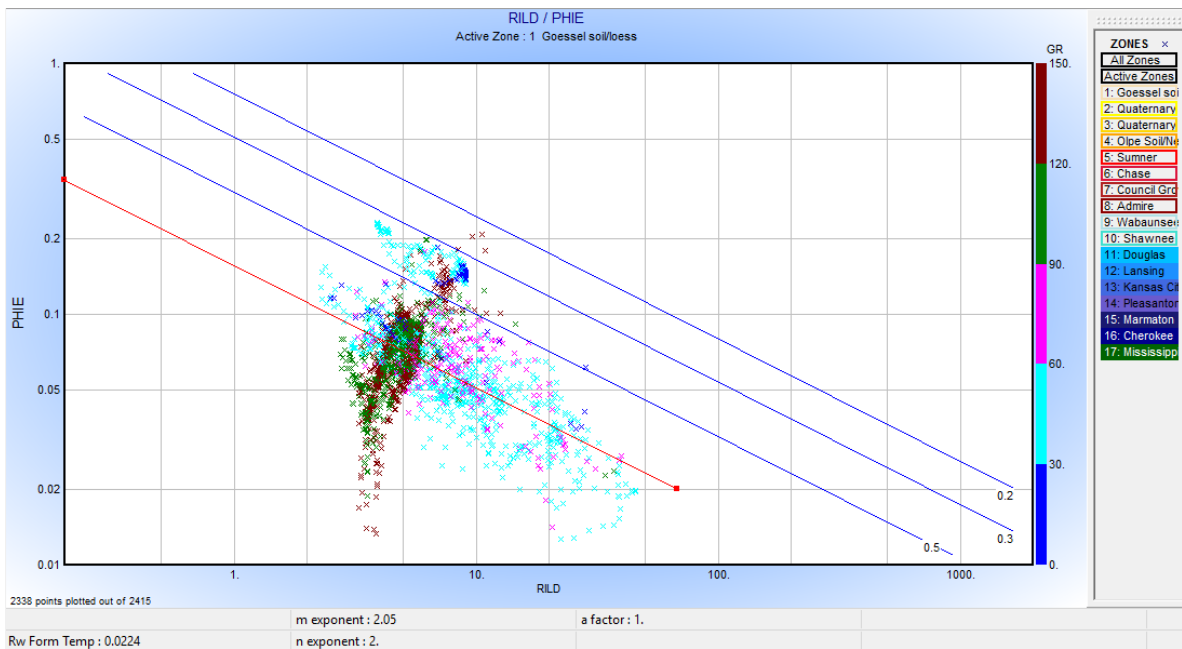
G. Manns No.3

Campo:		Plum Grove South			Condado:		Butler		Nombre del Pozo:		Manns No. 3	
Coordenadas		Productor			Intervalo		Valor Nulo		Curvas		Descripción	
Este	Norte				Prof. min.	Prof. Max.			Curvas	Unidades		
678399	4200390	Aceite			1550	2691.5	-999.25	0.5	DEPTH	Ft.	Profundidad	
		Cimas (Ft)			1550	2683.5	-999.25	0.5	LSPD	Ft./min.	Line Speed	
Cima	Piso	Grupo			1550	2685	-999.25	0.5	LTEN	Lb.	Surface Line Tesion	
0	5	Goessel soil/loess			1550	2684	-999.25	0.5	TBHV	Ft3	Borehole Volume Ticks	
5	15	Quaternary Alluvium			1550	2684	-999.25	0.5	ABHV	Ft3	Anular Volume Ticks	
15	25	Quaternary Terrace Alluvium			1550	2684.5	-999.25	0.5	CILD	mmho/m	Conductividad Profunda	
25	30	Olpe Soil/Neogene Alluvium			1550	2669.5	-999.25	0.5	RLL3	Ohm.m	Resistividad Somera	
30	60	Summer			1550	2674	-999.25	0.5	SP	mV	Potencial Espontaneo	
60	360	Chase			1550	2684.5	-999.25	0.5	RILD	Ohm.m	Resistividad Profunda	
360	510	Council Grove			1550	2691.5	-999.25	0.5	RILM	Ohm.m	Resistividad Media	
510	660	Admire			1550	2664.5	-999.25	0.5	DCAL	In.	Caliper	
660	1015	Wabaunsee			1550	2666.5	-999.25	0.5	RHOB	gr/cc	Densidad	
1015	1487.5	Shawnee			1550	2666.5	-999.25	0.5	RHOC	gr/cc	Corrección de Densidad	
1487.5	1857.5	Douglas/Pedde			1550	2666.5	-999.25	0.5	DPOR	Pu.	Porosidad de Densidad	
1857.5	1991	Lansing			1550	2656	-999.25	0.5	CNLS	Pu.	Neutron Porosidad de Caliza	
1991	2143.5	Kansas City			1550	2656	-999.25	0.5	CNSS	Pu.	Neutron Porosidad de Arenisca	
2143.5	2288	Pleasanton			1550	2656	-999.25	0.5	CNDL	Pu.	Neutron Porosidad de Dolomita	
2288	2464.5	Marmaton			1550	2653	-999.25	0.5	GR	GAPI	Rayos Gamma	
2464.5	2578	Cherokee										
2578	3195	Mississippi										

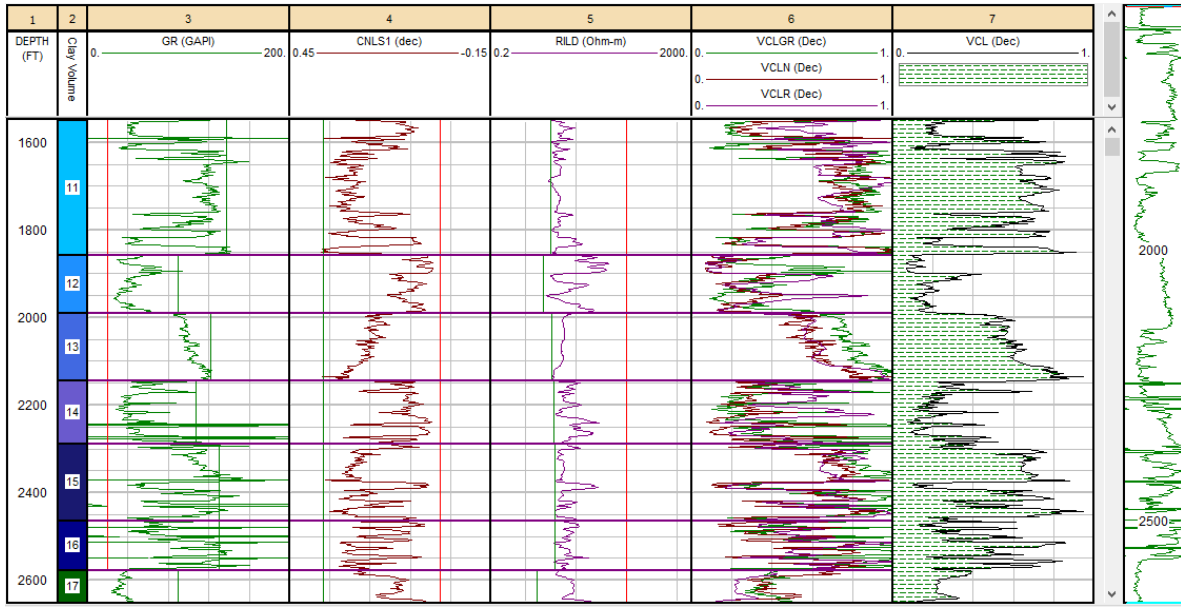
Control de calidad del pozo Manns No.3.



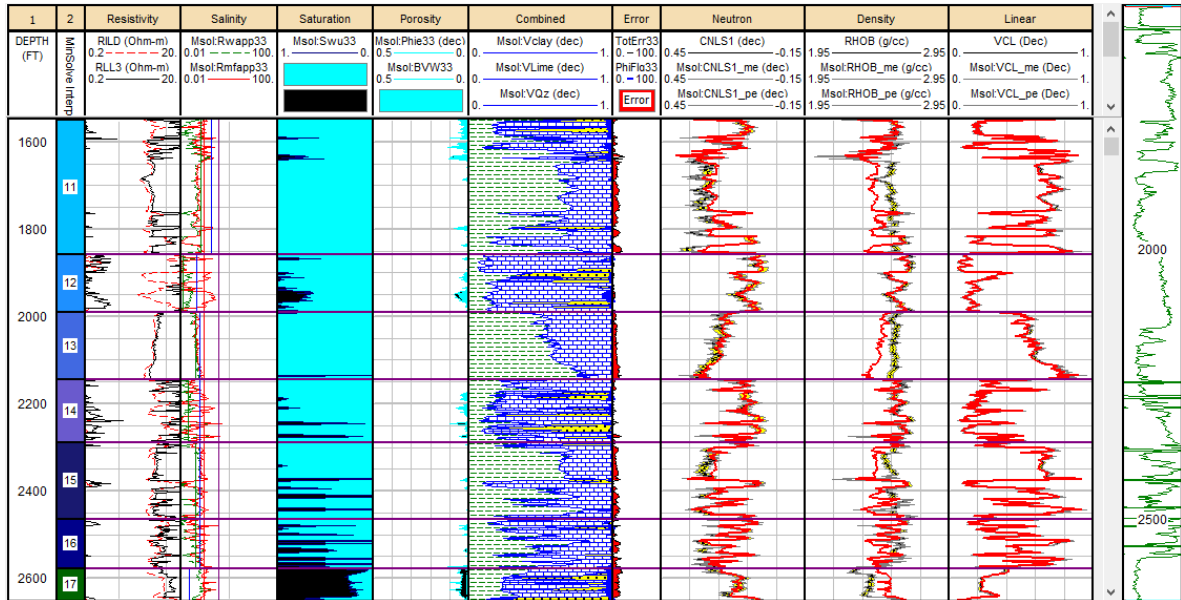
Crossplot Densidad-Neutrón del pozo Manns No.3.



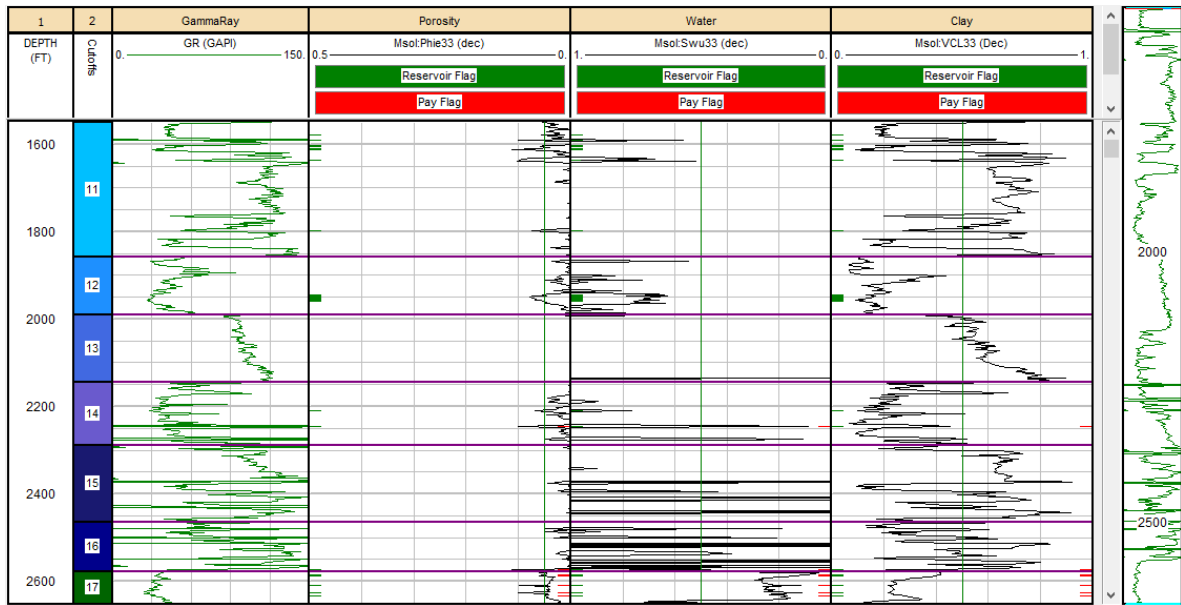
Crossplot de Pickett del pozo Manns No.3.



Volumen de arcilla del pozo Manns No.3.



Resultado del análisis mineralógico del pozo Manns No.3.



Zonas de paga del pozo Manns No.3.

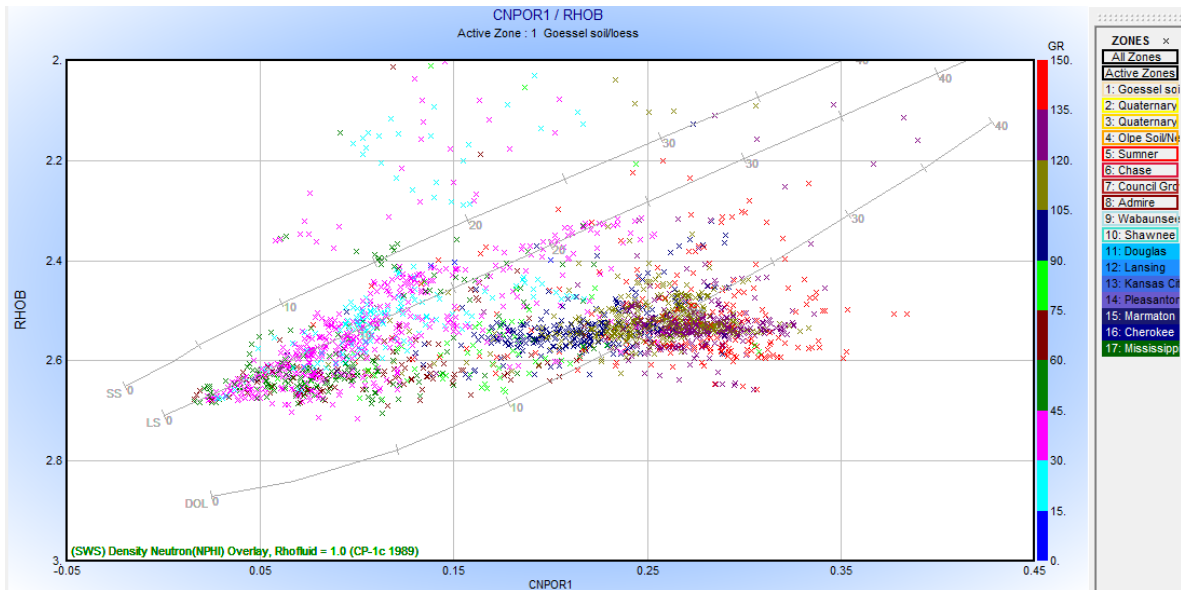
Cálculo de la cantidad de Barriles del Pozo Manns No. 3															
Grupo	Top	Bottom	Espesor del grupo	Espesor de interés (ft)	Espesor de interés (m)	Phi	Sw	So	Phi*H	Phi*So*H	Dist. al pozo más cercano	Radio del Pozo	Vol. aceite	Vol. litros	No. Barriles
Goessel soil	0	5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary A	5	15	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary	15	25	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Olpe Soil/Ne	25	30	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sumner	30	60	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Chase	60	360	165.25	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Council Grov	360	510	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Admire	510	660	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Wabausee	660	1015	355	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Shawnee	1015	1487.5	472.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Douglas	1487.5	1857.5	370	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Lansing	1857.5	1991	133.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Kansas City	1991	2143.5	152.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pleasanton	2143.5	2288	144.5	1	0.3048	0.101	0.081	0.919	0.03	0.03	130	65	375.52	375515.99	2361.74
Marmaton	2288	2464.5	176.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Cherokee	2464.5	2578	113.5	5	1.524	0.093	0.416	0.584	0.14	0.08	130	65	1098.64	1098644.91	6909.72
Mississippi	2578	3195	113.75	12.5	3.81	0.084	0.103	0.897	0.32	0.29	130	65	3810.42	3810423.88	23964.93
Total de Barriles															33236.3823

Cálculo de la cantidad de barriles de hidrocarburo del pozo Manns No.3.

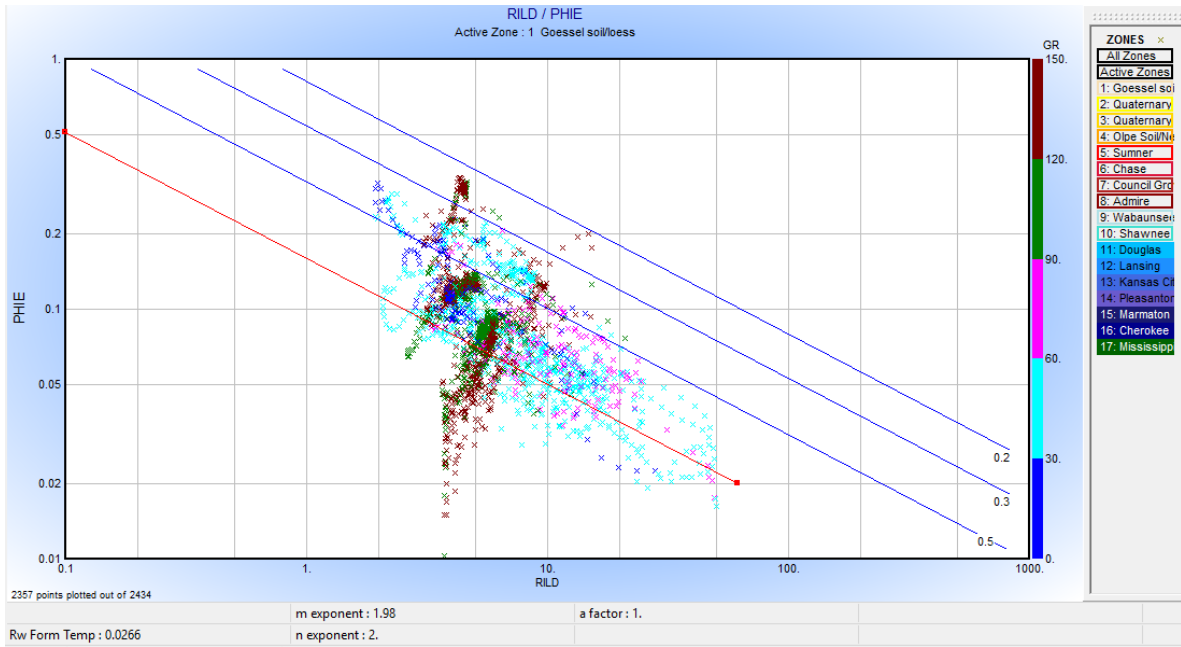
H. Manns No.5

Campo:		Plum Grove South		Condado:		Butler		Nombre del Pozo:		Manns No. 5	
Coordenadas		Productor		Intervalo		Valor Nulo	Valor de Muestreo	Curvas		Descripción	
Este	Norte			Prof. min.	Prof. Max.			Curvas	Unidades		
678267	4200564	Aceite		1550	2669	-999.25	0.5	DEPTH	Ft.	Profundidad	
Cimas (Ft)				1550	2661.5	-999.25	0.5	LSPD	Ft./min.	Line Speed	
Cima	Piso	Grupo		1550	2663	-999.25	0.5	LTEN	Lb.	Surface Line Tension	
0	5	Goessel soil/loess		1550	2661.5	-999.25	0.5	TBHV	Ft3	Borehole Volume Ticks	
5	15	Quaternary Alluvium		1550	2661.5	-999.25	0.5	ABHV	Ft3	Anular Volume Ticks	
15	25	Quaternary Terrace Alluvium		1550	2662.5	-999.25	0.5	CILD	mmho/m	Conductividad Profunda	
25	30	Olpe Soil/Neogene Alluvium		1550	2647	-999.25	0.5	RLL3	Ohm.m	Resistividad Somera	
30	60	Sumner		1550	2666	-999.25	0.5	SP	mV	Potencial Espontaneo	
60	360	Chase		1550	2662.5	-999.25	0.5	RILD	Ohm.m	Resistividad Profunda	
360	510	Council Grove		1550	2669	-999.25	0.5	RILM	Ohm.m	Resistividad Media	
510	660	Admire		1550	2642	-999.25	0.5	DCAL	In.	Caliper	
660	1015	Wabaunsee		1550	2644	-999.25	0.5	RHOB	gr/cc	Densidad	
1015	1455.5	Shawnee		1550	2644	-999.25	0.5	RHOC	gr/cc	Corrección de Densidad	
1455.5	1856	Douglas		1550	2644	-999.25	0.5	DPOR	Pu.	Porosidad de Densidad	
1856	1985.5	Lansing		1550	2634	-999.25	0.5	CNLS	Pu.	Neutron Porosidad de Caliza	
1985.5	2143.5	Kansas City		1550	2634	-999.25	0.5	CNSS	Pu.	Neutron Porosidad de Arenisca	
2143.5	2300	Pleasanton		1550	2634	-999.25	0.5	CNDL	Pu.	Neutron Porosidad de Dolomita	
2300	2454.5	Marmaton		1550	2634	-999.25	0.5	CNPOR	Pu.	Porosidad de Neutron	
2454.5	2579	Cherokee		1550	2630.5	-999.25	0.5	GR	GAPI	Rayos Gamma	
2579	3195	Mississippi									

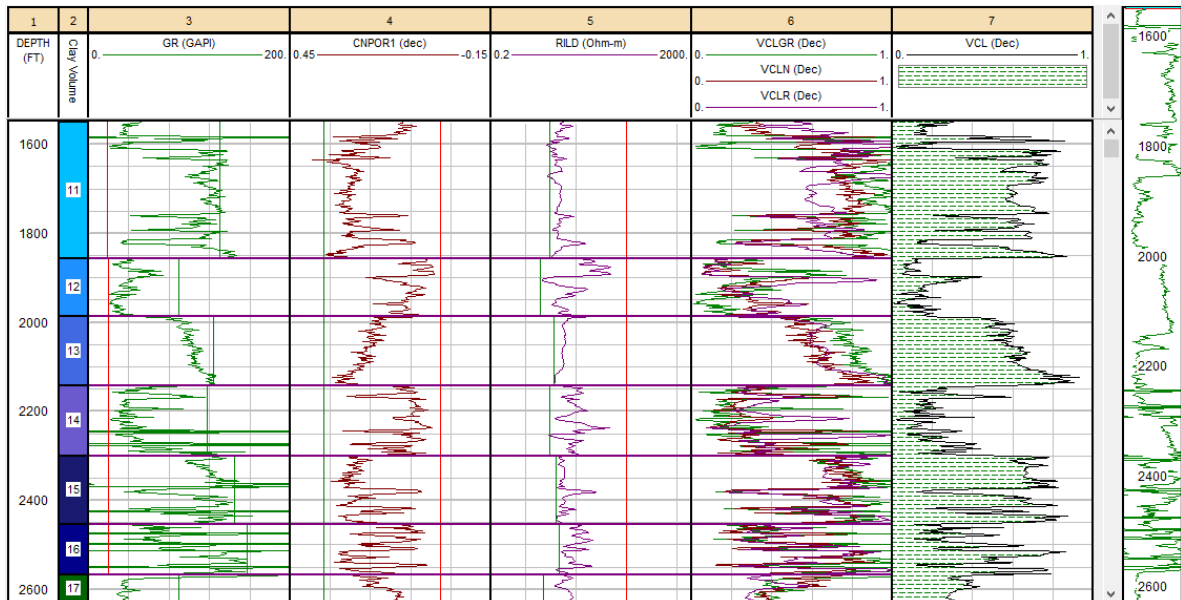
Control de calidad del pozo Manns No.5.



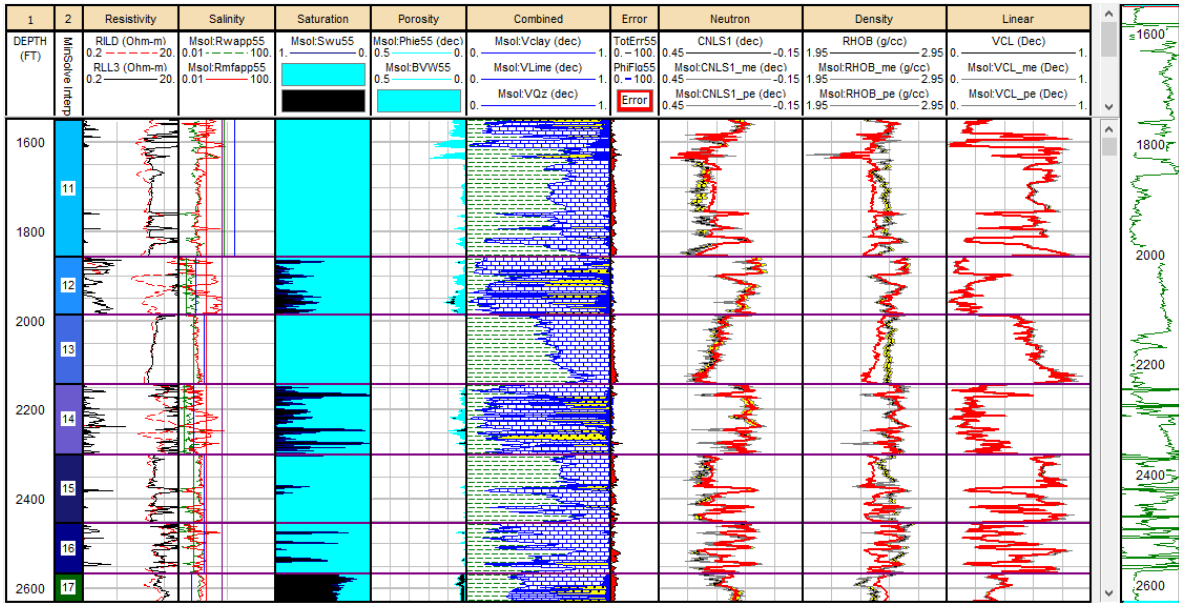
Crossplot Densidad-Neutrón del pozo Manns No.5.



Crossplot de Pickett del pozo Manns No.5.



Volumen de arcilla del pozo Manns No.5.



Resultado del análisis mineralógico del pozo Manns No.5.

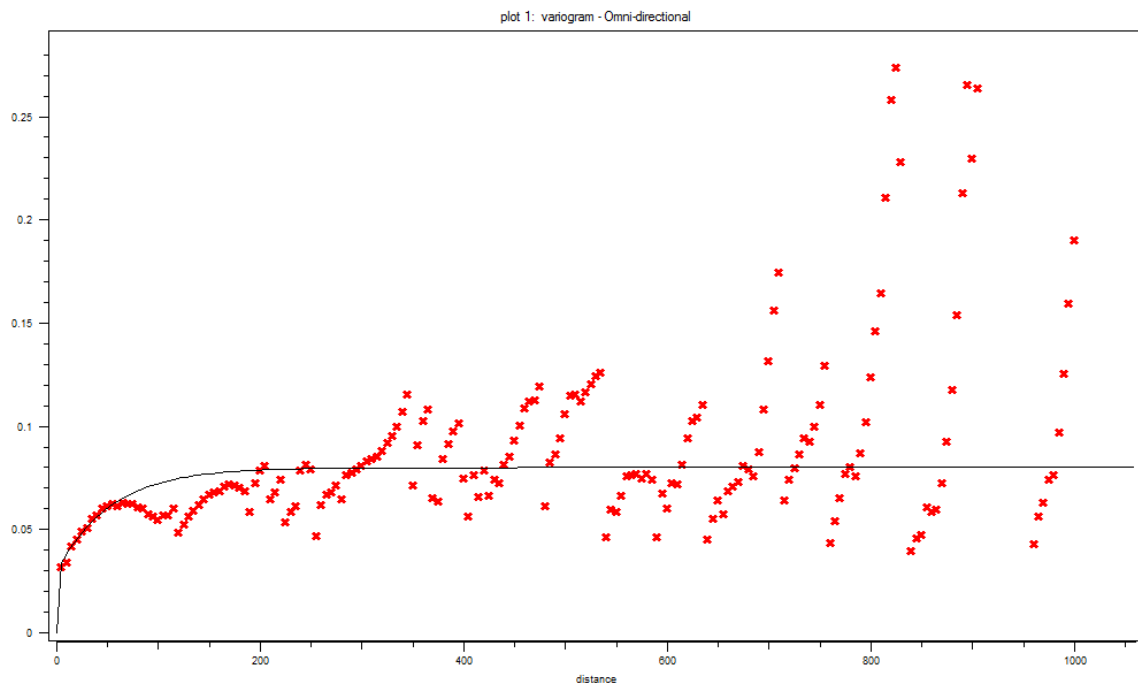


Zonas de paga del pozo Manns No.5.

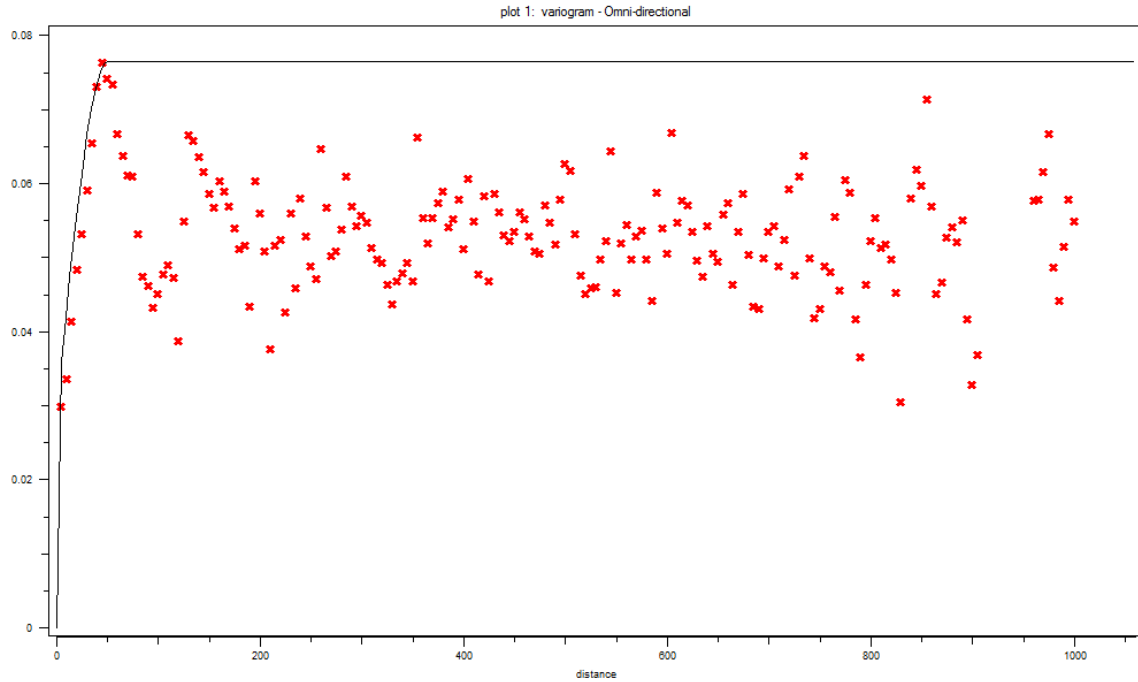
Cálculo de la cantidad de Barriles del Pozo Manns No. 5															
Grupo	Top	Bottom	Espesor del grupo	Espesor de interés (ft)	Espesor de interés (m)	Phi	Sw	So	Phi*H	PHI*So*H	Dist. al pozo más cercano	Radio del Pozo	Vol. aceite	Vol. litros	No. Barriles
Goessel soil	0	5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary A	5	15	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Quaternary B	15	25	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Olpe Soil/Ne	25	30	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sumner	30	60	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Chase	60	360	215.25	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Council Grov	360	510	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Admire	510	660	150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Wabunsee	660	1015	355	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Shawnee	1015	1455.5	440.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Douglas	1455.5	1856	400.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Lansing	1856	1985.5	129.5	1.5	0.4572	0.085	0.455	0.545	0.04	0.02	257	128.5	1098.70	1098696.59	6910.04
Kansas City	1985.5	2143.5	158	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pleasanton	2143.5	2300	156.5	3	0.9144	0.07	0.151	0.849	0.06	0.05	257	128.5	2819.02	2819019.47	17729.68
Marmaton	2300	2454.5	154.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Cherokee	2454.5	2567	112.5	2	0.6096	0.059	0.244	0.756	0.04	0.03	257	128.5	1410.51	1410505.86	8871.11
Mississippi	2567	3195	102.25	12	3.6576	0.067	0.252	0.748	0.25	0.18	257	128.5	9508.87	9508866.22	59804.19
Total de Barriles															93315.0197

Cálculo de la cantidad de barriles de hidrocarburo del pozo Manns No.5.

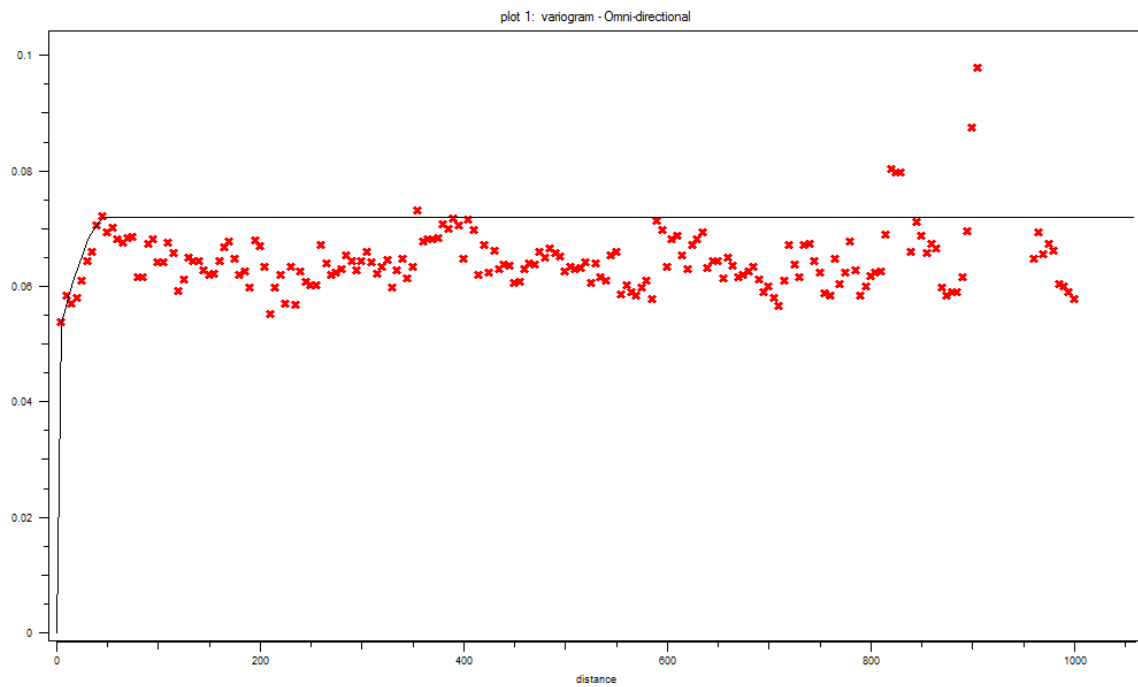
I. Variogramas



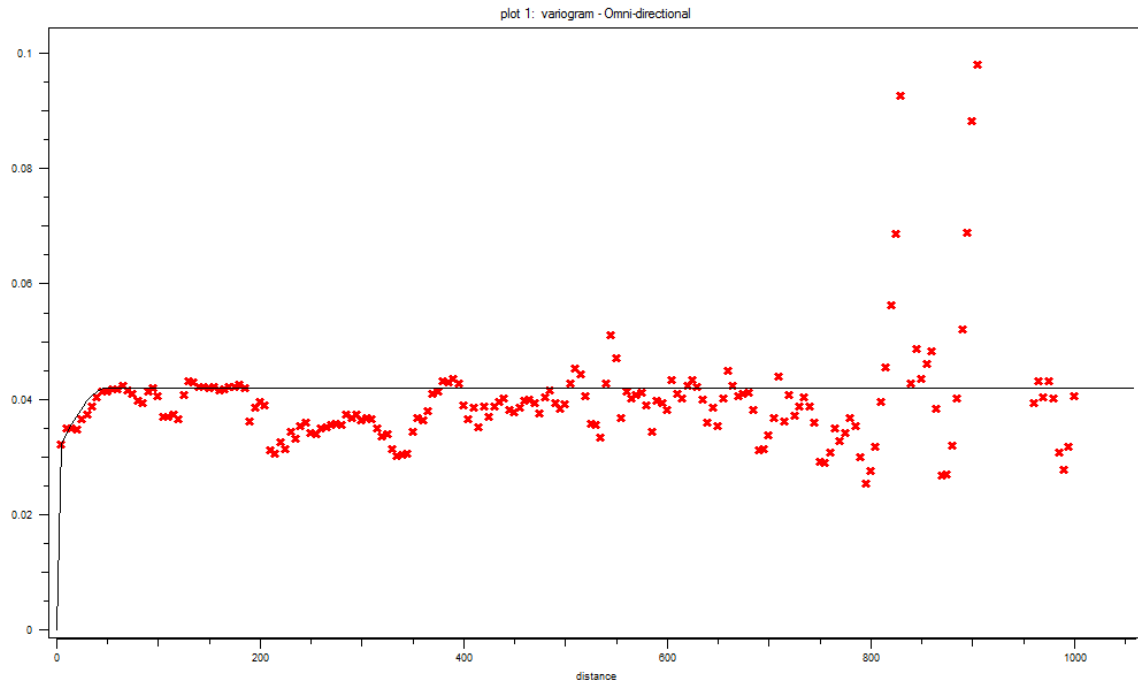
Variograma resultante del análisis de saturación de agua.



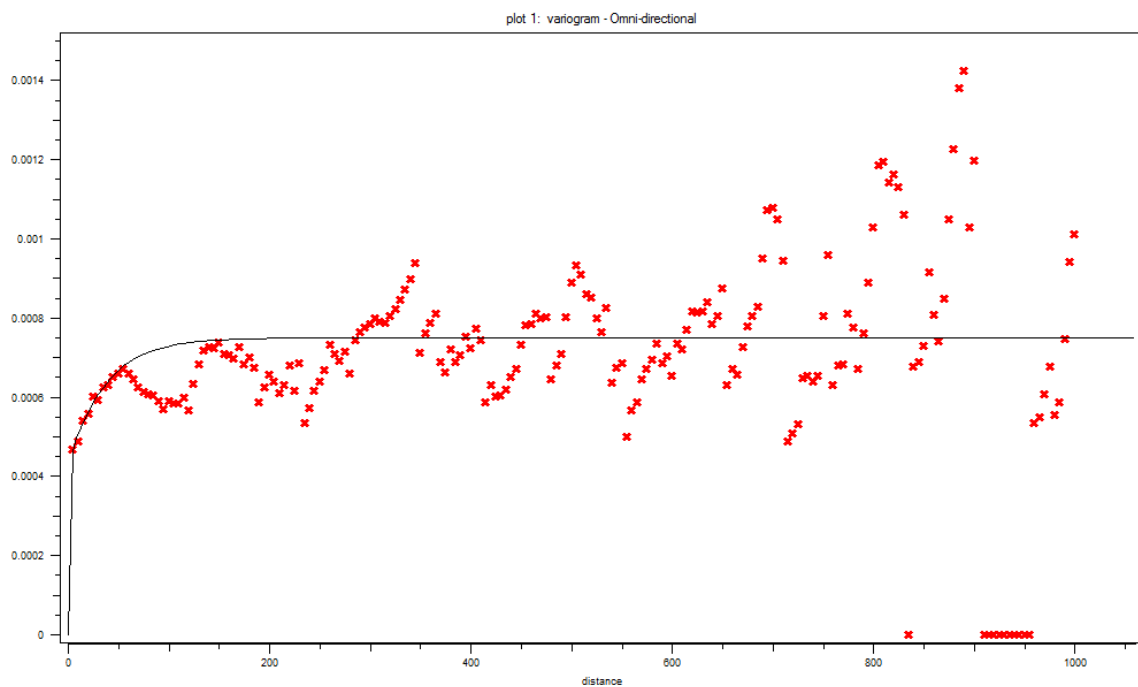
Variograma resultante del análisis de distribución de arcillas.



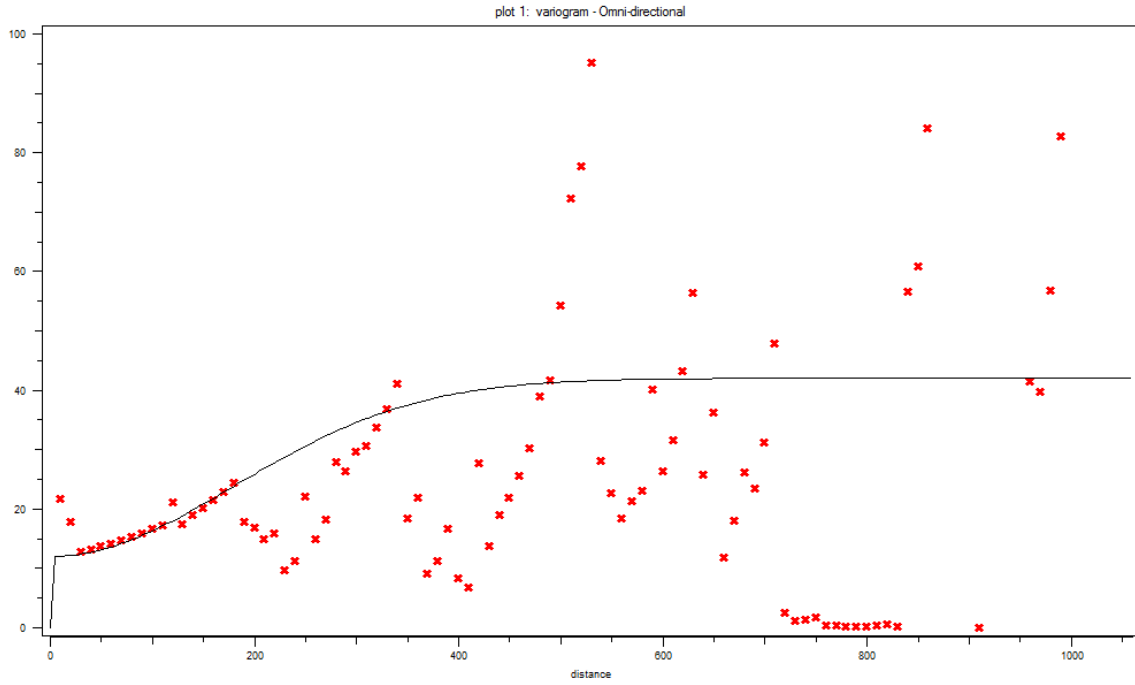
Variograma resultante del análisis de distribución de caliza.



Variograma resultante del análisis de distribución de minerales de cuarzo.



Variograma resultante del análisis de porosidad efectiva.



Variograma resultante del análisis de permeabilidad.