

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

**Evaluación Petrofísica del
campo Bemis-Shutts
mediante registros
geofísicos de pozo**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A

Diego Rivera García

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Enrique Coconi Morales



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

DEDICATORIA

Mi corazón, tiempo, dedicación, vida y alma en este trabajo van dedicados a mi padre, Rubén Rivera. Hombre de gran corazón que subyugó el sufrimiento del cuerpo, que ni una lágrima lo hizo rendirse en el frío y espinoso camino pero que siempre le sonrió a la vida y siempre tuvo a su familia antes que todo

A ti mi viejo que te fuiste justo cuando comencé este escrito.

A ti padre, que me enseñaste el valor de la vida y la salud.

A ti maestro que me mostraste lo que es amar a un hijo y a los suyos.

A ti eterno combatiente, que de ti aprendí a proteger lo que más amas.

A ti amigo eterno, que siempre confiaste en mí.

A ti jefe y patriarca de los míos que sin abrazos y cariños supe el gran amor que me tenías.

A ti te dedico todos mis logros, hacia ti van dirigidas cada una de estas palabras, ya que es por ti que tome mi silla y me senté a escribir y decidir superarme

A ti, Rubén Rivera, mi padre. Que no hubiese hecho nada sin tu ayuda te digo Gracias.

AGRADECIMIENTOS

Antes que nada y sobre todas las cosas a Dios porque sin él no soy nadie, sin él no voy a ningún lado y con él lo puedo todo.

A mis padres Silvia García Flores y Rubén Rivera que sin nada a cambio dieron su vida entera por hacer de mí una mejor persona y un profesionalista con valor ya que día a día se esforzaron dándome desde un plato de comida hasta un regaño y un consejo. Gracias por no dejarme a la deriva y enseñarme a vivir.

A mi hermana Marisol, mi segunda madre y mi protectora le agradezco todo lo que ha dado en beneficio mío, le estoy agradecido con mi vida entera.

A mi hermano Rubén, que sería de mi vida sin su enseñanza musical y sin sus buenos gustos.

A mi familia sanguínea, tíos y primos García, que siempre han estado y que me enseñaron el verdadero significado de lo que es la unión y el amor familiar.

En general a toda esta familia que nunca se ha ido, que en las buenas y en las malas ahí siempre están para ayudar.

A mis mejores amigos, los Young Folks que ya son mi familia y siempre lo serán, que nos hemos acompañado por años y que hemos viajado y conocido múltiples personas. A ellos, los que le inyectan alegría y entusiasmo a todo. Espero y juntos lleguemos a ser muy viejos y sigamos viéndonos y apoyándonos como los hacemos.

Luis Enrique Archundia el eterno amigo y hermano, el noble y leal, el que nunca te deja ni te cambia por alguien más, que sin darse cuenta me ha enseñado más que algunos otros.

Eduardo Nieto Díaz, mi amigo y compañero de media vida. Que sería el paso del tiempo sin tu alegría por la aventura, sin tu perseverancia y felicidad. Gracias por estar al lado mío a pesar de la distancia que nos llega a separar y por inspirarme a comenzar cosas nuevas

Gerardo Gómez Guzmán, el mejor amigo que cualquiera pueda tener, gracias por tu sentido del humor pero sobre todo gracias por tu lealtad y por darme la mano en los momentos más difíciles de mi vida.

A mis amigos y camaradas de la siempre grandiosa Facultad de Ingeniería: Luis Fernando Ramos, Antonio Angulo, Eduardo Patiño, Saúl Pérez Flores, que no hubiera acabado la carrera sin su ayuda, les estoy agradecido eternamente con media alma mía, con ustedes viví momentos inolvidables y conocí lugares que pocos han tenido la oportunidad de conocer.

A mi asesor el Dr. Enrique Coconi Morales, gracias por mostrarme el gusto hacia los Registros y la Petrofísica y gracias por regalar aunque sea un minuto de tiempo en pro del conocimiento.

Y a todas aquellas personas que contribuyeron con mucho y con poco a mi crecimiento personal.

Finalmente a la UNAM y Facultad de Ingeniería, alma máter de estos corazones como el mío llenos de orgullo que le inyectan a la juventud esa fuerza y conocimiento necesarios para enfrentarnos a la vida.

CONTENIDO

Resumen

Abstract

Capítulo 1. Introducción

Capítulo 2. Geología del Campo

2.1 Ubicación geográfica de la zona de estudio

2.2 Geología regional

2.3 Geología local (Condado de Ellis)

2.3.1 Estratigrafía

2.3.2 Unidades litoestratigráficas de rocas expuestas

2.3.3 Unidades litoestratigráficas de rocas no expuestas

2.3.4 Geología estructural

Capítulo 3. Registros Geofísicos del campo

3.1 Conceptos básicos

3.2 Registros Geofísicos de pozo

3.2.1 Caliper

3.2.2 Potencial Espontáneo

3.2.3 Rayos Gamma

3.2.4 Gamma-Gamma (densidad)

3.2.5 Porosidad-Neutrón

3.2.6 Resistivos

Capítulo 4. Metodología

4.1 Etapa 1

4.1.1 Cargar los datos a una base

4.1.2 Visualización de las curvas para cada registro

4.1.3 Control de Calidad

4.2 Etapa 2

4.2.1 Gradiente de temperatura

4.2.2 Determinación de bases y cimas para cada formación geológica (Zonificación)

4.2.3 Gráficas cruzadas para la ayuda de la definición de las matrices

4.2.4 Volumen de Arcilla (V_{clay} , V_{sh} , V_{cl})

4.2.5 Resistividad del agua de formación (R_w)

4.2.6 Saturación de Agua

4.2.7 Litología

4.3 Etapa 3

4.3.1 Caracterización de cada modelo

4.3.2 Pruebas de cada modelo realizado

4.3.3 Modelo final

4.4 Etapa 4

4.4.1 Permeabilidad

4.4.2 Zonas de paga

Capítulo 5. Aplicación al campo

5.1 Aplicaciones particulares

5.1.1 Pozo Marshall "A" 35

5.1.2 Pozo Marshall "A" 34

5.1.3 Pozo Marshall "A" 36

5.1.4 Pozo Marshall "A" 33

5.1.5 Pozo Marshall "A" 42

5.1.6 Pozo Marshall "A" 44

5.1.7 Pozo Marshall "A" 45

5.1.8 Pozo Marshall "A" 29

5.1.9 Pozo Marshall "A" 06

5.1.10 Pozo Marshall "A" 39

5.2 Correlación estratigráfica

Capítulo 6. Interpretación de resultados

6.1 Calculo de las reservas de aceite

Conclusiones y Recomendaciones

Bibliografía

Anexo

RESUMEN

El proyecto aquí propuesto se desarrolla en un área correspondiente al campo con potencial petrolero Bemis-Shutts. Este campo se encuentra dentro del condado de Ellis en el estado de Kansas. De este extenso campo se extrajeron datos solamente de diez pozos que se ubican en la parte norte del condado.

Los datos de estos pozos poseen las curvas esenciales para el correcto procesamiento, de dichas curvas podemos enunciar la existencia de potencial natural, rayos gamma, caliper, densidad-porosidad, porosidad neutrón, densidad, resistivos tanto someros como medios y profundos. Solo en dos casos se tiene la presencia de PEF.

Para la evaluación petrofísica del campo antes mencionado contamos con una metodología dividida en 4 etapas de procesamiento de datos que mediante un seguimiento de pasos se generan valores para aquellos aspectos como son resistividad del agua de formación, tipos de matrices, saturaciones de fluidos como agua y aceite, entre otros. Todo esto se obtiene de yacimientos mayormente carbonatados en profundidades que superan los trescientos noventa metros de profundidad mientras que en las parte someras los yacimientos poseen minerales con tendencia más conductiva y salina.

Para el procesamiento de los datos, el software utilizado es aquel especializado en registros geofísicos de pozo, Interactive Petrophysics™. Esta es una herramienta que permite la manipulación de aquellas curvas de datos de registros geofísicos disponibles para un análisis petrofísico.

Finalmente el trabajo desemboca en la obtención de zonas de paga y el cálculo de reservas petroleras disponibles para cada pozo con una correlación litoestratigráfica para así comprender como se encuentra descrita la zona estudiada en función de la profundidad.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Para la industria petrolera los registros geofísicos son de vital importancia para poder tener una buena toma de decisiones. Estos registros están curiosamente ligados a términos petrofísicos, y viceversa; ya que siempre estarán relacionados, es decir, para poder dar significado a algún rasgo observable en cualquier registro siempre se debe tener en cuenta que la petrofísica es aquella herramienta que complementa, diversifica y da veracidad a la estimación de los diversos objetivos que se pueden tener en proyectos para estimación y/o exploración de reservas petrolíferas o simplemente temas ligados a geología.

Si bien en décadas anteriores a la nuestra la estimación y determinación de reservas naturales no renovables como los hidrocarburos era una determinación bajo tecnologías más rústicas que con el paso del tiempo fueron evolucionando hasta nuestros días donde el procesamiento de los datos se hace de una manera más eficaz gracias a los crecimientos en conocimientos de las ciencias exactas y ciencias aplicadas. Estas aplicaciones de las ciencias exactas no solamente han dado impulso a los algoritmos de procesamientos sino también han contribuido a una mejor expectativa respecto a la calidad de datos que se obtienen en los pozos ya que las crecientes contribuciones científicas nos regalan avances en aquellos rasgos que determinan y dan pauta para determinar reservas más exactas o simplemente lograr con el objetivo de estudio como la caracterización de algún yacimiento, alguna interpretación geológica o desarrollo de campos petroleros

Se destaca que el objeto de trabajo se desarrolla dentro del condado de Ellis, Kansas, donde se han realizado algunos estudios relacionados a las unidades geológicas que se encuentran expuestas pero respecto a las unidades existentes en profundidad solo hay en cuanto a geología regional, estos trabajos están dispuestos por parte de la división en investigación y servicio de la Universidad de Kansas mejor llamada como “Kansas Geological Survey” donde se tiene información destacable en los boletines y artículos geológicos ligados a temas de exploración de hidrocarburos donde se explican y se dan a conocer las unidades litoestratigráficas productoras de gas y aceite.

Así como datos de campos productores también se tienen lecturas de boletines meramente geológicos que muestran todas aquellas secuencias estructuras importantes que ocurrieron a lo largo de la historia geológica en el tiempo.

Estas lecturas hacen más eficiente la determinación de correlaciones litoestratigráficas y la inferencia de aquellas unidades que pueden o no resultar como productoras de algún hidrocarburo.

Lo antes mencionado es un perfecto complemento para la evaluación de algún campo.

De lo anterior expuesto; los objetivos son obtener una interpretación adecuada de las propiedades petrofísicas que hacen de este campo uno con potencial petrolero y su vez determinar la cantidad de hidrocarburos extraíbles, todo esto mediante el uso de interpretación simple e interpretación avanzada (mineralogía compleja) perteneciente a Interactive Petrophysics así como contribuir con un documento que aporte un conocimiento de cómo se pueden analizar los registros de pozo.

A lo largo del presente proyecto de tesis se desarrollaron cinco capítulos.

Capítulo 2. Señala la distribución espacial de los pozos estudiados tanto localización como descripción de los rasgos geológicos presentes como estratigrafía, litología y algunos rasgos de estructuras geológicas secundarias.

Capítulo 3. Descripción y desarrollo de temas conceptuales tanto petrofísicos como de registros geofísicos de pozo que son sumamente importantes para el entendimiento y desarrollo de un proyecto como este.

Capítulo 4. Metodología o descripción diseñada de los pasos a seguir a través de Interactive Petrophysics™ para la correcta determinación de valores que concluyen en la evaluación petrofísica del campo estudiado.

Capítulo 5. Aplicación al campo, es esa parte donde la metodología antes descrita se desarrolla como aplicación al campo de estudio, todo esto con las bases teóricas descritas en un principio. Así mismo se hace una correlación litoestratigráfica noroeste-sureste de los diferentes pozos que se encontraron a disposición y ahí se definen las principales unidades litológicas manifestantes en el subsuelo del área de estudio

Capítulo 6. Llegamos al punto donde desembocan todos los aspectos teóricos que cuantifican una zona de reserva, todo esto gracias a la correcta metodología que se lleva a cabo en el procesamiento de datos, así mismo se tienen las correlaciones que se hicieron gracias a la zonificación en profundidad para poder observar cómo se manifiestan las diversas unidades litoestratigráficas en las profundidades.

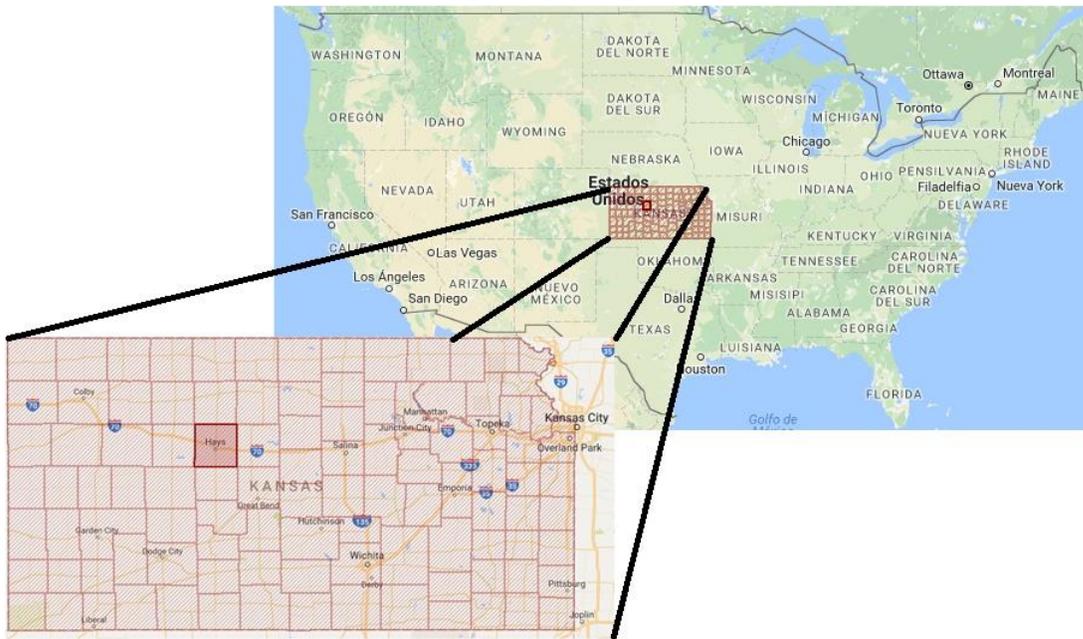
Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones que se fueron suscitando a lo largo de la elaboración del trabajo así como un anexo con las imágenes completas de los diferentes pozos petroleros en donde se pueden observar los rasgo distintivos que posee cada pozo así como el número de reservas totales de aceite representadas en cantidad de barriles.

CAPÍTULO 2. GEOLOGÍA DEL CAMPO

2.1 Ubicación geográfica de la zona de estudio.

El presente trabajo tiene como zona de estudio el condado de Ellis. La información aquí recabada, respecto a ubicación y geología está basado en el artículo: “Geologic Investigations in Western Kansas” escrito por Bass, N. W. El condado se localiza en la región noroeste del centro de Kansas en los Estados Unidos de América, siendo uno de los 105 condados del presente estado.

Cuenta con una extensión territorial de aproximadamente 2,331 km²



**Imagen 2.1. Ubicación geográfica del condado de Ellis, en el estado de Kansas. E.U.A. (Tomada y modificada de KS HomeTownLocator;
<http://kansas.hometownlocator.com/maps/countymap,cfips,051,c,ellis.cfm>)**

Haciendo énfasis en la localización de los pozos a estudiar, éstos están localizados en la parte noroeste del condado de Ellis, estado de Kansas. (Ver imagen 1.2) Disponemos de 10 pozos a estudiar que se encuentran en la zona UTM 14S.

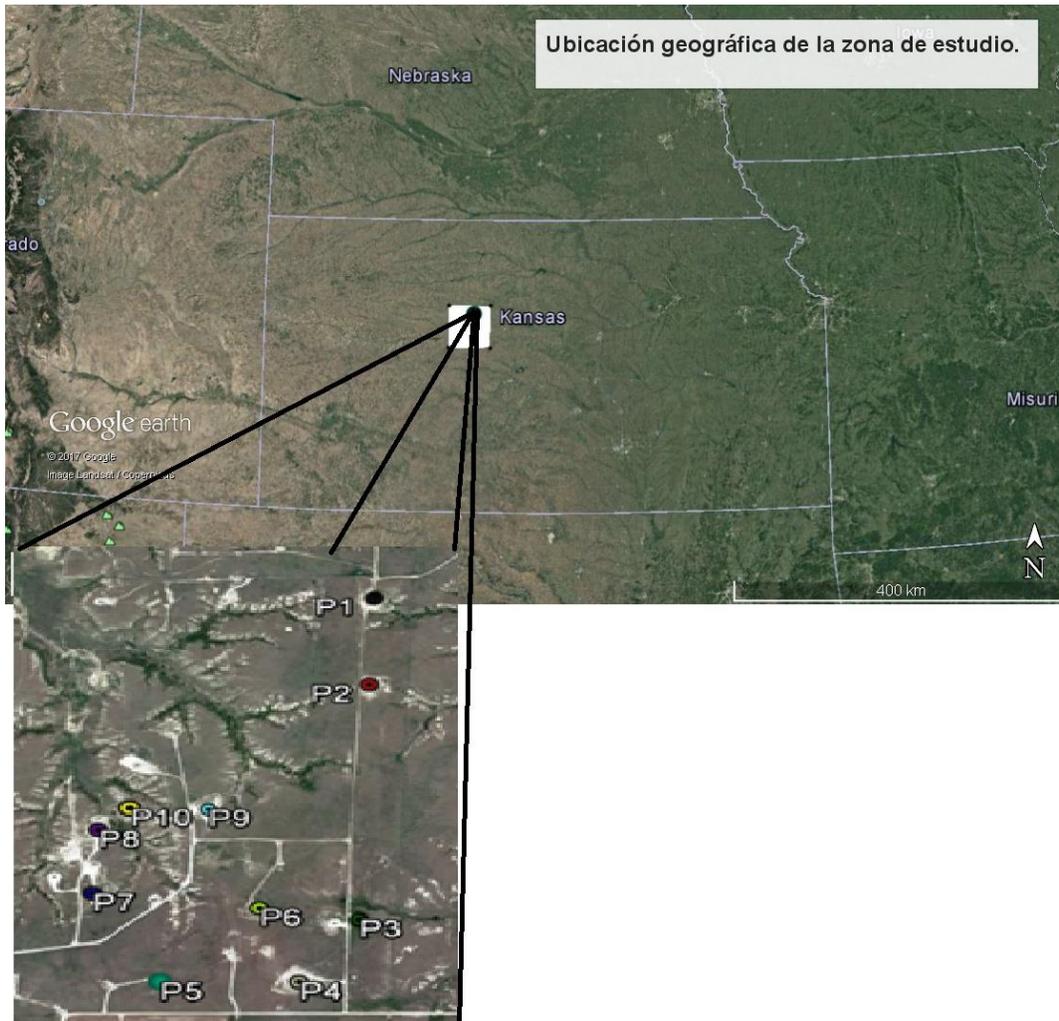


Imagen 2.2 Ubicación geográfica de los diez pozos a estudiar.

(Tomada y modificada de Google Earth)

2.2 Geología regional.

El estado de Kansas se formó mediante la alternación de periodos de deposición y erosión. Lo que ahora observamos en Kansas se divide en diferentes regiones (Ver Imagen 2.3), todo esto de acuerdo a la geología física (fisiografía). Cada región es diferente, esta diferencia se encuentra determinada mayormente por la geología, junto con otros factores no menos importantes como el clima y la vegetación.



Imagen 2.3. Mapa fisiográfico de Kansas, E.U.A. El condado de Ellis está se presenta en el cuadro en color naranja. (Tomada y modificada de: *Kansas Geological Survey, Physiographic map of Kansas, 1997, www.kgs.ku.edu*)

La meseta de Ozark en el extremo sureste de Kansas, solo es una pequeña porción territorial y se compone de rocas depositadas durante el periodo Misisipiano de la historia geológica, es decir, hace 350 millones de años.

Los relieves que se presentan en las tierras bajas de Cherokee y las colinas de Chautauqua tienen una antigüedad de 300 millones de años, esto quiere decir que pertenecen al periodo Pensilvánico del Carbonífero.

Por otro lado se tienen las colinas Flint al este del centro de Kansas y las colinas Red en el sur del centro del mismo estado. Ambas colinas tienen su origen en el periodo Pérmico, esto es aproximadamente hace 250 millones de años.

Finalmente se tienen rocas pertenecientes al Cretácico, depositadas con una antigüedad de 100 millones de años, justo en la división del Cretácico temprano y el Cretácico tardío, aparte de ser ésta la época de los dinosaurios. Estas rocas cretácicas forman el paisaje de las colinas Smoky.

Los altiplanos del oeste de Kansas se componen de las rocas erosionadas y a su vez depositadas provenientes de las montañas Rocallosas a lo largo de los últimos millones de años.

Las tierras bajas del río de Arkansas y de Wellington-McPherson son zonas de deposición reciente que a su vez bordean los ríos.

Finalmente el esquema que presenta el noreste de Kansas fue hecho gracias a los glaciares, estos se encuentran desde hace unos 750,000 años.

Altiplanos

En la orientación este-oeste del estado de Kansas se va aumentando la elevación gradualmente, esto es, que el punto más bajo es de 240 metros aproximadamente en el condado de Montgomery y el punto más alto es de 1230 metros en el condado de Wallace, este punto es llamado monte girasol y este monte está situado en los altiplanos de Kansas.

Esta es una región de extensas llanuras y algunas colinas circundantes. Esta zona fue cruzada alguna vez por muchos ríos, esto fue cuando las montañas Rocallosas se formaron. Los ríos de las Rocallosas cargaban consigo sedimentos como arenas y gravas. Las arenas y gravas sueltas fueron naturalmente litificadas y formaron rocas porosas y muy permeables llamadas mortarbed

Sin embargo en el subsuelo del oeste de Kansas no toda la arena y la grava fue compactada y cementada sino que se encuentran capas de arenas y gravas muy compactadas pero no cementadas.

Esta capa de arena y gravas porosas es conocida como la Formación Ogallala.

La formación Ogallala sirve como sustentación de agua en los altiplanos de Kansas ya que a través de ñas rocas porosas y permeables se filtra y almacena el agua.

La mayor parte de la formación Ogallala no aflora salvo en algunas zonas como la roca del elefante en el condado de Decatur o en el risco que se encuentra alrededor del lago Scott en el condado del mismo nombre.

Colinas Smoky.

Traducidas como las colinas humeantes, estas fueron originadas a partir de depósitos sedimentarios que se encontraron en o cerca de un fondo marino posteriores al periodo Cretácico. Estas están formadas por areniscas que se formaron a partir de sedimentos transportados por los ríos en los mares poco profundos desde el este.

La parte media de las colinas humeantes está constituida por calizas que se formaron partir de zonas arenosas poco profundas del mar Cretácico. Fósiles como conchas marinas o hasta dientes de tiburón se encuentran en esta área.

Tierras bajas del río de Arkansas.

Los ríos de Arkansas y Missouri son los únicos ríos en Kansas que nacen en las montañas Rocallosas y a su vez han hecho una tipo cavidad la zona por la que fluyen, es decir, han bajado de nivel la zona, es por esto que se hacen llamar tierras bajas. Por otra parte han depositado arena y otros sedimentos transportados desde las Rocallosas y otros puntos a lo largo de su camino.

En la zona de cauce también es posible observar dunas de arena creadas por el viento y el agua.

Colinas Rojas.

Estas se localizan en el centro-sur de Kansas y están compuestas de gruesas y rojas lutitas, toda esta región es roja dado que las lutitas contienen óxido de hierro en demasía.

A su vez, las colinas se pueden observar planas o pequeñas mesetas como las que se ven en el desierto de Arizona o Nuevo México.

Tierras bajas Wellington-McPherson

Los mares correspondientes al periodo Pérmico en el centro y oeste de Kansas dejaron gruesas capas de sal que fueron enterradas sepultadas por otros sedimentos, estas capas permanecieron ocultas por millones de años hasta que fue descubierto en 1887 por exploradores de hidrocarburos cerca de Hutchinson.

Esta capa de sal resultó ser parte de un gran estrato que subyace en gran parte del centro u oeste de Kansas. Actualmente la minería de sal es una industria importante de los condados de Reno, Rice y Ellsworth.

Colinas Flint.

Esta región está compuesta de calizas que cuando se erosiona queda aflorando pedernal.

Tras la erosión de la caliza por medio del viento y el agua que se transforma en arena el pedernal queda expuesto y este mediante una erosión más lenta se descompone en grava por lo que todo esto en conjunto hace un suelo rocoso.

Colinas Chautauqua

Estas colinas son conocidas por sus gruesos estratos de arenisca. Durante el periodo Pensilvanico y Pérmico ríos y arroyos fluyeron en el mar de esta área, así las arenas y demás sedimentos recogidos en las desembocaduras de los ríos formaron sistemas deltaicos. Cuando los mares se secaron, los sedimentos fueron sepultados y litificados formándose areniscas y lutitas. Posteriormente mediante fenómenos metamórficos transformaron las areniscas en esquistos y estos afloran en la superficie.

La deposición de areniscas durante el Pensilvanico, hace 300 millones de años, formó las colinas Hills en el condado de Chautauqua.

Acantilados Osage

Al norte de las tierras bajas de Cherokee se encuentra la región de los acantilados de Osage. Esta área fue una vez cubierta por mares someros. Durante el Pensilvanico y el Pérmico, es decir hace 230 a 319 millones de años, estas aguas someras aumentaban y disminuían de nivel debido al congelamiento y descongelamiento de los casquetes polares. Las rocas formadas a partir de sedimentos depositados por los mares fueron enterrados varios miles de metros pero la erosión y los factores geológicos han expuesto estas rocas que es lo que conocemos como acantilados de Osage.

Los acantilados de Osage se componen de varias capas alternas de areniscas, calizas y lutitas.

Tierras bajas de Cherokee.

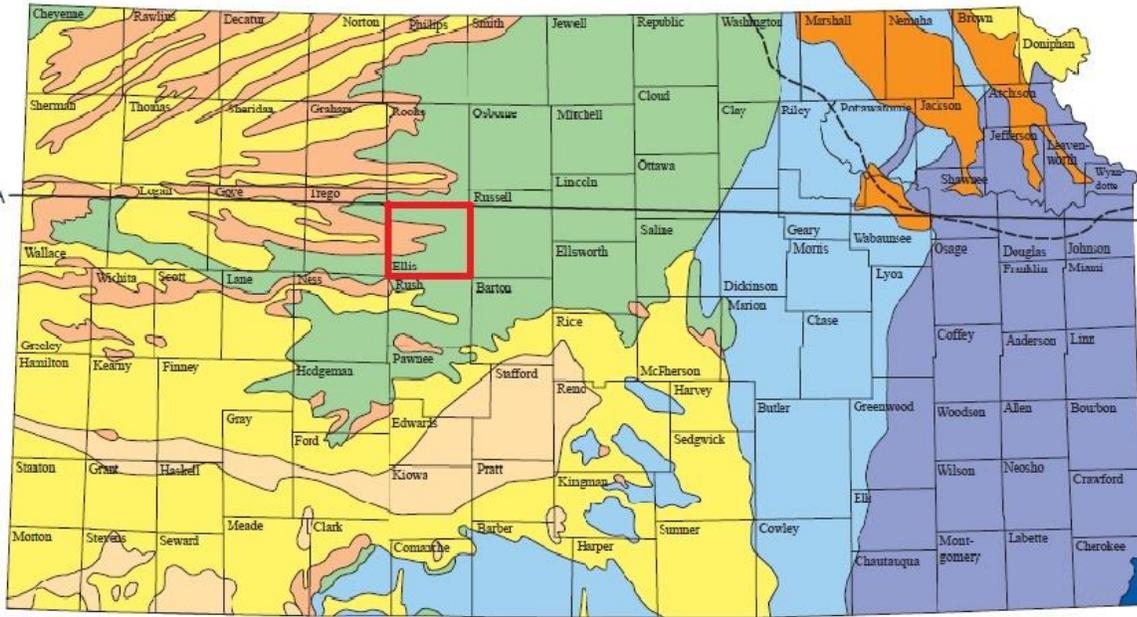
Estas zonas se caracterizaron principalmente por sus minas de zinc, piedra caliza y carbón, aunque en estos tiempos solo queda la extracción de carbón.

Meseta de Ozark

En la meseta de Ozark se tiene presencia de calizas y pedernal que fueron originados en el periodo Misisípico, hace 350 millones de años. Estas son las rocas superficiales más antiguas del estado de Kansas.

Región de Glaciares

Esta región solo comprende una parte del noreste de Kansas y comprende grandes masas de cuarcita que fueron transportadas varios kilómetros gracias al fuerte movimiento de los glaciares que venía de Minnesota, Iowa y Dakota del Sur. Estas rocas aún se pueden ver dispersas en toda la zona.



Mapa Geológico de Kansas

Imagen 2.4 Mapa geológico del estado de Kansas desde un punto de vista de la historia geológica del estado (Tomada y modificada de: *Kansas Geological Survey, Geologic Map of Kansas, 1996, www.kgs.ku.edu*)

2.3 Geología Local (Condado de Ellis)

2.3.1 Estratigrafía.

Las rocas expuestas en el condado de Ellis corresponden a los periodos del Cuaternario, Terciario y Cretácico aunque también se sabe que penetraron las rocas del Pérmico y Pensilvaniano.

Las rocas más bajas aparecen a lo largo del río Smoky Hill en la parte sureste del área. Los miembros gruesos de lutita del Cretácico aparecen expuestos en buena manera en la parte extrema del suroeste y a lo largo del río Salino en la parte norte. Los estratos más altos de la sección del Cretácico se observan mejor en la parte noroeste del condado, las rocas del Terciario se encuentran en el occidente y los depósitos cuaternarios ocupan las llanuras que suelen ser inundadas por los arroyos de la zona.

La siguiente tabla muestra las características sobresalientes de las formaciones expuestas.

PERIODO	FORMACIÓN	MIEMBRO	CARACTERÍSTICA LITOLÓGICA	ESPESOR [m]
Reciente			Aluvión en llanuras	0-13
Pleistoceno	Formación McPherson		Gravas a lo largo de los ríos Smoky Hills y Saline	0-6
Plioceno y Mioceno Tardío	Formación Ogalalla		Gravas, arenas, arcillas y "mortar beds"	0-22.86
Disconformidad				

Cretácico Superior	Formación Niobara	Miembro de creta Fort Hays	Lutita calcárea intercalada con creta masiva y frágil de color blanco puro, amarillo y naranja. Forma badlands	31
		Miembro de caliza Fort Hays	Caliza masiva del tipo creta color crema. Hace acantilados prominentes que bordean los arroyos	17
	Lutita Carlile	Miembro de lutita Blue Hill	Lutita arcillosa fisible con arenisca en la parte superior y varias capas de concreciones calcáreas	53-65
		Miembro de creta Jetmore	Lutita calcárea intercalada con finas capas de caliza que aumentan en número hacia el basamento	26-35
	Caliza Greenhorn	Miembro de lutita Pfeifer	Lutita calcárea intercalada con finas capas de calizas blandas	6
		Miembro de creta Jetmore	Alternación de estrados delgados entre calizas y lutitas. Parte superior media hay abundante material fosilífero	6
		Miembro de lutita Hartland	Lutita calcárea con finos estratos de calizas	11
		Miembro de caliza Lincoln	Lutita calcárea color amarillento con calizas finamente laminadas en la base y la cima	6
	Lutita Graneros		Lutita oscura con un estrato de arenisca cerca de la base y lentes calcáreas arenosas en la cima	10-12
	Arenisca Dakota		Arenisca blanca de grano fino. Basamento no expuesto	6+

Tabla 2.1 Tabla estratigráfica de rocas aflorantes en el condado de Ellis, Kansas.(Tomada y Modificada de: Geologic Investigations in Western Kansas with special reference to oil and gas possibilities ; www.kgs.ku.edu)

2.3.2 Unidades litoestratigráficas de rocas expuestas

En este apartado se mencionan las unidades litoestratigráficas que se componen y dan la geología correspondiente al condado de Ellis. Estas unidades serán presentadas de acuerdo a los sistemas que pertenecen, en este caso serán el sistema Cuaternario, sistema Terciario y Sistema Cretácico, dadas las características anteriores podemos asegurar que nuestra descripción se funda principalmente en el tiempo transcurrido a través de la historia geológica.

Así mismo, se describen algunos aspectos referentes a los aspectos físicos observables de cada sistema y sus formaciones geológicas.

Sistema Cuaternario

✓ Depósitos recientes

Las acumulaciones de aluvión de la edad reciente cubren una estrecha zona que constituye las terrazas aluviales bajas y el llano de los principales arroyos.

✓ Depósitos del Pleistoceno

En el lado sur del río Smoky Hill hay una terraza aluvial más alta que la anterior descrita y bastante distinta, de 24 a 37 metros por encima del nivel actual de las corriente en la parte suroeste del condado y se extiende hasta el oeste por ambos lados del río atravesando el condado de Trego que está adyacente al condado de Ellis en el oeste.

Esta terraza aluvial está cubierta de grava relativamente gruesa, de la cual gran parte consiste en fragmentos de creta, chert, que es una roca sedimentaria rica en sílice de grano fino, conchas Inoceramus y material derivado de la formación Ogalalla.

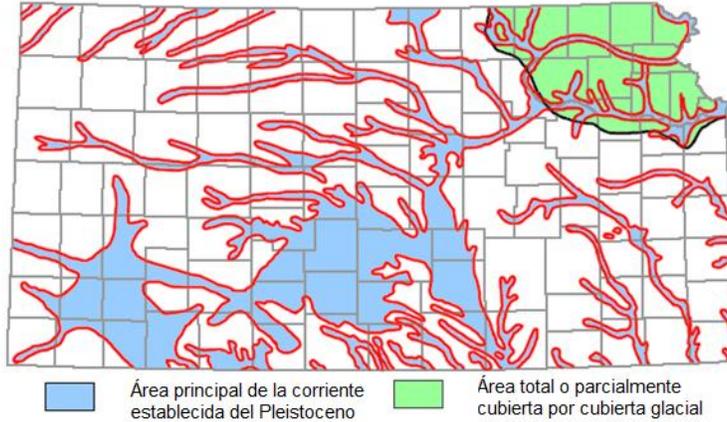


Imagen 2.5. Distribución de los depósitos eólicos del Pleistoceno en Kansas (Tomado y modificado de: *Kansas Geological Survey, The stratigraphic sucesion in Kansas, 2005, www.kgs.ku.edu*)

Sistema Terciario

Los depósitos del Terciario se distribuyen de manera extensa en el oeste y centro del estado de Kansas (ver Figura Imagen 2.6).

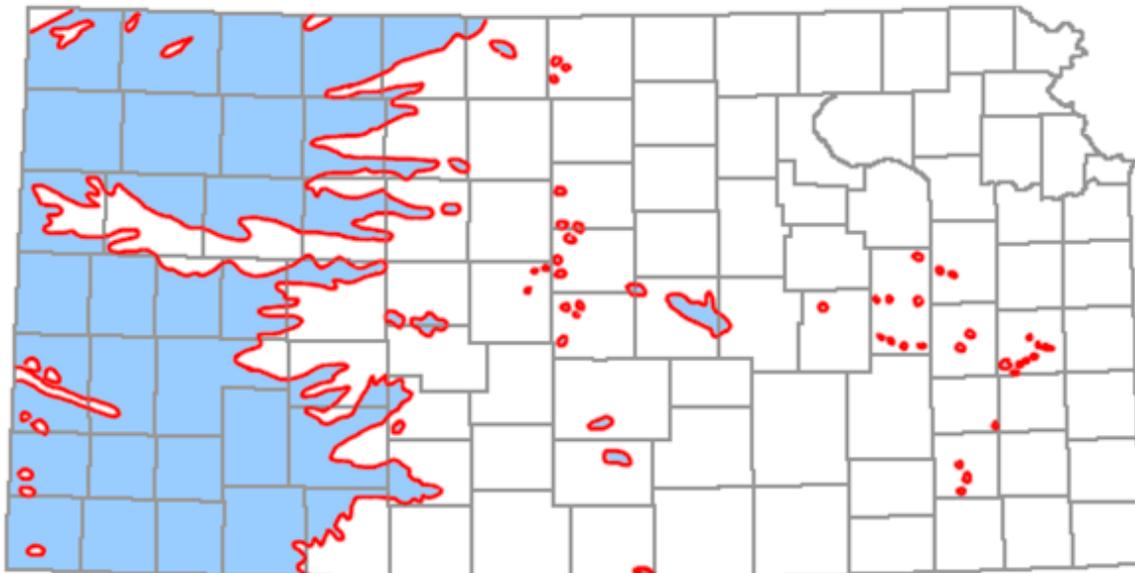


Imagen 2.6. La distribución de las rocas del Terciario en Kansas se muestran en azul (Tomado y adaptado por: Moore y otros, 1951; *State Geol. Survey Kansas, 1964*)

Formación Ogalalla

Largas lenguas de arena, grava y arcilla, en parte cementadas con carbonato de calcio, con un espesor de máximo de 23 metros, cubren las partes más altas en toda la mitad noroeste del condado y marcan el margen oriental de los altiplanos. Las características y relaciones fisiográficas de estos depósitos indican que pertenecen a la formación Ogalalla, siendo esta muy extensa ya que se encuentra en todo el oeste de Kansas Y Nebraska. Esta formación no conformada yace sobre el miembro de creta Smoky Hill de la formación Niobara en el condado de Ellis y en otras partes del oeste de Kansas se superpone a las rocas del Cretácico.

Debido a que la cementación de algunos estratos fue a causa del carbonato de calcio, estos estratos tomaron una forma de “mortero de material grueso”, estos a su vez fueron llamados como “mortar beds” (Hay, 1895, p.570)

Johnson (1901) discute en su tratado a cerca de los Altiplanos el origen de estos “mortar beds” y concluye que estos marcan viejos límites de la capa freática ya que las aguas del río transportaba pequeñas cantidades de carbonato de calcio, estas aguas, al entrar a lagos como el Grant Salt Lake, donde el agua es salada y concentrada depositaba o arrojaba gran parte del carbonato de calcio. Johnson pensaba que la formación Ogalalla en el momento de su deposición (mediante el secado de arroyos) contenía agua subterránea con cantidades apreciables de sales disueltas distintas al carbonato de calcio; compara esta agua subterránea con el agua de los lagos salados y las aguas superficiales cargadas con carbonato de calcio que se filtraban hacia abajo hacia las aguas fluviales. Bajo estas condiciones el carbonato de calcio se acumuló en las gravas, arenas y arcillas de los antiguos niveles de agua subterránea. Los mortar beds se pueden observar atravesando las gravas y arenas más gruesas ya que la circulación de agua y de carbonato de calcio fue de manera más libre y fácil.

Sistema Cretácico

Las rocas de la era del cretácico afloran a la superficie o debajo del centro y oeste del estado de Kansas (Ver Figura 2.7)



Impagen 2.7. Distribución de las rocas del Cretácico en Kansas (Tomado, modificado y adaptado de: Moore et al., 1951; *State Geol. Survey Kansas*, 1964)

Formación Niobrara

En el oeste y noroeste del condado de Ellis, aproximadamente 46 metros de la parte basal de la formación Niobrara se encuentra en lugares excelentemente expuestos como badlands y bare blufs, siendo estos últimos una ribera alta de un río.

En Kansas la formación se ha separado en dos miembros fácilmente reconocibles: la colina Smoky Hill en la parte superior y la piedra caliza en la parte inferior.

Miembro de cretas Smoky Hill: Alrededor de 31 metros de la parte basal del miembro de creta (chalk) de Smoky Hill se expone debajo de la formación Ogalalla que se superpone en el condado de Ellis. Se compone de capas de marga que se alternan con cretas y capas delgadas de arcillas. Este miembro ocupa un área relativamente amplia en la parte occidental del condado formando un suelo suavemente ondulado sobre el banco calizas de Fort Hays y debajo de la formación Ogalalla. Debido a la abundancia de la lutita calcárea y cretas blandas en la parte superior se descompone en laderas suaves y en las laderas orientadas al norte se pueden ver bandlands y bare blufs.

Dado que en las laderas, los estratos con mayor abundancia de carbonato de calcio se endurecen y forman tapas protectoras para las partes más suaves y deleznable dando origen a escarpados y riscos que varían en color de un blanco deslumbrante.

Una característica muy marcada de los estratos expuestos en Smoky Hills es la abundancia de concreciones limoníticas circulares. Estas concreciones poseen núcleos centrales de pirita que ocupan moldes de conchas *Inoceramus*.

Miembro de calizas Fort Hays: Las cretas y las calizas que forman el miembro calcáreo de Fort Hays en la formación Niobrara en el condado de Ellis tienen un espesor aproximado de 17 metros pero los estratos individuales de calizas varía con un espesor que va de los 15 centímetros a los 2 metros aproximadamente, estos estratos están separados por capas muy delgadas de lutita intercalada con arcilla calcárea.

En contraste con las cretas del miembro Smoky Hill, las rocas de Fort Hays aparecen más gruesas en textura y más duras. Por otro lado, los estratos individuales son más gruesos que los del miembro de Smoky Hill y las rocas expuestas e intemperizadas de los dos miembros muestran un contraste en las cantidades relativas de lutitas ya que el miembro Smoky Hill posee mayor cantidad de lutitas

El miembro Fort Hays posee conchas tipo *Inoceramus deformis* en sus partes más gruesas y duras.

Este miembro de la formación Niobrara es notablemente persistente y regular en su grosor en todo el oeste de Kansas. Se identifica fácilmente en la perforación, y es reconocible en los registros geofísicos de casi todos los pozos que la penetran.

Lutita Carlile

Las lutitas arcillosas de alrededor de 92 metros de espesor que contiene capas finas de cretas cerca de su base, numerosas zonas de concreciones de cal con nódulos de areniscas en la parte media superior y una unidad completa de arenisca de grano fino en la parte superior, constituye la lutita Carlile.

Las dos terceras partes superiores están compuestas principalmente por lutita arcillosa fisible de color gris negruzca, y la tercera parte que corresponde a la zona inferior se compone de lutita calcárea con estratos delgados de calizas muy carbonatadas.

En el condado de Ellis la lutita Carlile se puede separar en dos miembros, ya sea en el miembro superior de la lutita Blue Hill y el miembro inferior de la lutita calcárea Fairport. (Rubey and Bass, 1925, p.33)

El miembro de la lutita Blue Hill se compone de arcillas negras azuladas no calcáreas. Contiene zonas de grandes concreciones de septarias (concreciones calcáreas variables) en la parte alta y una zona arenosa en la parte superior. La zona arenosa ha sido nombrada como los estratos de Codell por Bass (1928, p. 28).

El miembro Blue Hill y la parte superior de Fairport forman una cañada entre las calizas de Fort Hays y la parte subyacente inferior de Fairport y las calizas superiores Greenhorn. La parte superior del miembro Blue Hill forma un escalón de la pendiente en la cara norte de las colinas, que al ser combinada con la Colina Azul de arcilla y la filtración de agua desde el estrato de areniscas Codell ha sido originado por pequeñas deslaves en numerosos lugares. Los deslizamientos forman montículos en los que crecen árboles pequeños. La parte superior del miembro Blue Hill es habitualmente marcado por una hilera de arbustos que crecen ahí por el agua en el estrato de arenisca Codell. La parte inferior del miembro forma suaves pendientes, en donde se presentan exposiciones las cuales son parcialmente cubiertas por cristales de selenita (yeso).

El miembro Fairport tiene una profundidad aproximada de 26 a 35 metros con una orientación noreste-suroeste, este miembro de lutita calcárea ocupa una amplia área de relieve bajo en el sureste y este del condado de Ellis.

Está constituido en su totalidad de por lutitas calcáreas, incluidos estratos delgados de caliza, éstos se encuentran en mayor abundancia hacia la base del miembro. En los afloramientos frescos presenta un coloramiento azulado pero en superficie erosionada e intemperizada se observa un color naranja.

Calizas Greenhorn

Las calizas Greenhorn están constituidas por cuatro miembros, y tienen un espesor de 31 metros, ocupan más del quince por ciento de la superficie del condado Ellis, en gran parte debido a la pendiente de sus laderas. Está ampliamente expuesto en las partes sur y sureste del condado y se extiende a pocos kilómetros por el río Saline en la parte noreste.

Miembro de lutita Pfeifer. El miembro superior, aquí llamado miembro Pfeifer gracias a sus exposiciones cerca del poblado de Pfeifer, en el condado Ellis, está cubierto por la capa de "caliza fencepost" que traducida sería caliza para postes de cercas, y es llamada así ya que esta roca la usan para hacer postes de cercas en toda la región de su afloramiento. Este miembro tiene un espesor de 6 a 7 metros y consiste en capas alternas de lutita calcárea y calizas. En la exposición fresca de la roca presenta un color azul, pero ya intemperizada se convierte en un color crema o bronce ténue.

Miembro de cretas Jetmore. Por debajo del miembro Pfeifer hay 6 metros de lutitas calcáreas intercaladas con calizas, esta intercalación es llamada como el miembro de cretas Jetmore (Rubey and Bass, 1925, p.46). Los estratos de calizas con cretas de este miembro son más duros que lo del miembro de Pfeifer que los recubre.

La base del miembro no está claramente definida en los condados de Ellis y Russell. Mientras que los estratos de calizas se vuelven más delgados y menos numerosos en la parte inferior del miembro Jetmore.

Miembro de lutitas Hartland. Debajo del miembro Jetmore hay una serie de unos 10 metros de espesor, de lutitas calcáreas que contienen unos estratos delgados de calizas y arcillas bentónicas.

Miembro de calizas Lincoln. Este es el miembro basal de la unidad Grenhorn y consiste en unos 6 metros de lutita calcárea con capas delgadas de calizas color gris claro y de calizas cristalinas oscuras. Las capas de calizas cristalinas son más abundantes en la base y la parte superior del miembro, contienen abundante material fosilífero y cuando se rompen emiten un olor fuerte a bitumen. Este miembro posee un color más amarillento que otros miembros de la unidad Greenhorn.

Lutita Graneros

Una estrecha franja en la parte sureste del condado Ellis a lo largo del río Smoky Hill está ocupada por la lutita de Graneros. Está compuesta predominantemente de lutita arcillosa no calcárea y fisible de color azul a negro. Numerosas lentes delgadas de lutitas arenosas, areniscas, calizas arenosas y concreciones de hierro están intercaladas con la lutita. Los cristales de selenita comúnmente se esparcen sobre la superficie.

Arenisca Dakota

Solo la parte superior (5-6 metros) de la arenisca de Dakota está expuesta en el condado de Ellis y en un área de solo unas pocas hectáreas. Se eleva desde debajo del nivel del río Smoky Hill y sobre el anticlinal de Pfeifer.

En esta exposición, la arenisca de Dakota consiste, de arriba hacia abajo, de 2 metros de arenisca gris claro, de grano fino y macizo, que contiene un abundante número de fragmentos de plantas carbonizadas; otra zona de 30 centímetros de espesor que contiene concreciones de pirita incrustada en arenisca, y 3 metros de arenisca masiva de grano fino.

Las rocas entre la base de la arenisca y el lecho del río están ocultas por el aluvión.

2.3.3 Unidades litoestratigráficas de rocas no expuestas

A continuación se enunciarán las unidades que forman parte del subsuelo del condado, pero sobre todo se presentan solo aquellas que se encuentran presentes en las zonas donde se hará la evaluación de los pozos mediante registros geofísicos.

Se irán enunciando las características primordiales de cada unidad, así mismo se hará desde la unidad litoestratigráfica más vieja a la unidad más joven respecto a la escala del tiempo geológico.

Para poder diferenciar cada formación, se hizo una correlación conceptual entre tiempo geológico, unidades de tiempo estratigráficas y unidades de roca estratigráficas.

Tiempo Geológico	Unidad de tiempo estratigráfico	Unidad de roca estratigráfica
Eón		
Era		
Periodo	Sistema	
Época	Serie	
Edad	Etapa	
Época	Series	
		Grupo
		Formación
		Miembro
		Estrato

Las rocas que se formaron durante los periodos del tiempo geológico se llaman sistemas y estos, a su vez, llevan los mismos nombres de los periodos. Se dice que las rocas que se colocan dentro de una división principal de un sistema constituyen una serie, que se puede llamar como inferior, medio o superior o que pueden tener un nombre geográfico. En partes de la sección geológica parece aconsejable asignar estratos a divisiones más pequeñas y por lo tanto las etapas se usan como divisiones más pequeñas y usualmente más locales dentro de una serie.

Por otra parte, una unidad estratigráfica de roca es una subdivisión de rocas que se delimita por la base de las características litológicas (American Comm. Strat. Nomenclature, 1961).

Las unidades estratigráficas de roca se dividen en grupos, formaciones, miembros y estratos. Una formación es la unidad más fundamental y útil en esta división. Un grupo es la siguiente unidad de clasificación más alta y puede incluir dos o más formaciones. Un miembro es una subdivisión de la formación y un estrato es la subdivisión más pequeña en la clasificación aquí mencionada.

Grupo Arbuckle

El grupo Arbuckle pertenece a la era Paleozoica del Sistema Cámbrico Superior y Ordovícico Inferior.

Este grupo incluye a la Dolomita Eminence, la Dolomita Gasconade, la Formación Roubidux, la Dolomita Jefferson City y la Dolomita Cotter.

En este caso la Dolomita Eminence pertenece al Cámbrico tardío mientras las demás formaciones se encuentran en el Ordovícico temprano.

“Arbuckle se usa alguna vez para todas las rocas que están entre la cima de la Arenisca Lamotte y la base del Grupo Simpson.

Según Merriam (1963) el grupo Arbuckle consiste principalmente de dolomita cristalina blanca, beige, gris clara, crema y marrón con algunas concreciones de cretas en la parte superior. El espesor agregado excede los 500 metros. Donde la arenisca Lamotte está ausente, la Dolomita Bonneterre y las rocas Arbuckle comúnmente se superponen al Precámbrico.

El grupo Arbuckle se hace más espeso hacia Oklahoma y Missouri.

El grupo Arbuckle es la zona de pago más importante en el sinclinal del centro de Kansas. Varios cientos de campos son productivos a partir de rocas de Arbuckle. La mayoría de estos campos son trampas estructurales y estratigráficas-estructurales que producen petróleo y gas.

La porosidad es buena gracias a la solución e intemperización en la parte superior, donde se desarrolla bajo la discordancia sub-Pensilvaniana y a su vez la dolomitización también mejora la porosidad

Grupo Simpson

El Grupo Simpson se encuentra en la Era Paleozoica del Sistema Ordovícico medio. Probablemente las rocas del grupo Simpson estuvieron presentes en todo el este y centro de Kansas, pero la erosión del Devónico las eliminó del arco de Chautauqua, y la erosión del Misissipiano y Pensilvaniano temprano las removió de áreas de la parte norte del anticlinal Nemaha.

El grupo Simpson está representado en Kansas predominantemente por una secuencia de arenas y lutitas con pequeñas cantidades de rocas carbonatadas.

Las principales rocas de reserva son areniscas ricas en cuarzo a veces llamadas areniscas Wilcox.

Las lutitas del grupo Simpson se consideran como rocas madre.

Las acumulaciones de aceite en el Grupo Simpson se dan gracias a trampas estratigráficas y estructurales-estratigráficas que se dan a lo largo de la periferia del levantamiento del centro de Kansas y como parte de una cuenca sedimentaria

Grupo Kansas City y Lansing

Estos dos grupos pertenecen a la era Paleozoica del Sistema Pensilvaniano Superior de las series del Missouriano.

El Grupo Lansing se divide en tres formaciones: caliza de Stanton, lutita Vilas y caliza Plattsburg. Las formaciones se subdividen en miembros, pero estos miembros no se pueden identificar fácilmente.

La caliza es de color gris blanco a gris azulado, de grano fino. La lutita suele tener tonos verdes y negros con texturas arcillosas y arenosas.

El grupo Kansas City, que está detrás del grupo Lansing, consiste principalmente de calizas, lutitas y algo de areniscas.

Estos grupos son una secuencia de calizas y lutitas alternadas, comúnmente combinadas y llamadas como Lansing-Kansas City y el petróleo producido en cualquiera de estos grupos generalmente se informa con el nombre anteriormente dicho.

Estos grupos son los más productores del Missouriano en Kansas, uno u otro grupo puede servir como una unidad de depósito que varía según los atributos de las calizas.

Miembro de Calizas Toronto

Este miembro consiste en calizas de color gris pardo y de calizas masivas color marrón oscuro.

El miembro Toronto generalmente se desarrolla del centro al norte de Kansas, pero se va haciendo más delgado hacia el sureste del mismo estado.

Fusilínidos, corales y pequeños braquiópodos son los fósiles más comunes.

Pertenece al grupo Shawnee del Pensilvaniano Superior.

Miembro de lutitas Heebner

En su mayoría, este miembro consta de cuatro unidades de lutitas distintas que son, en orden ascendente: un lecho delgado de lutita gris o amarilla, lutita negra, lutita gris azulada y lutita calcárea. La lutita negra es casi en todos los casos la unidad más gruesa.

Es un marcador perfectamente distribuido e identificado en los registros de radioactividad por su intensa emisión de rayos gamma.

Formación de calizas Topeka

Forma parte del grupo Shawnee perteneciente al Pensilvaniano Superior. Este grupo es bastante grueso en la parte central y este del estado de Kansas. Esta formación está conformada solamente por calizas del tipo wackstone con abundante material fosilífero.

Formación Stone Corral

Forma parte del grupo Shawnee perteneciente al Sistema Pérmico Inferior. Esta formación está compuesta por areniscas, anhidrita, yeso y sal y en algunas ocasiones se tiene presencia de dolomita. En algunos casos la dolomita contiene numerosas cavidades llenas de calcita o yeso.

Solo en algunas exposiciones, la formación es lutita roja en la cima y dolomitas en la base.

2.3.4 Geología estructural.

La característica estructural más pronunciada del condado de Ellis es un pliegue con una orientación noreste que cruza la esquina sureste del condado y se extiende hasta el condado de Russell. Este pliegue, llamado anticlinal Pfeifer, parece estar alineado con el anticlinal Fairport-Natoma de los condados de Russell y Osborne. Sin embargo no puede ser una continuación directa de ese anticlinal, sino más bien estar un tanto en el mismo nivel.

En general se podemos encontrar gran variedad de anticlinales, que corresponden a las calizas Greenhorn. (Ver imagen 2.8)

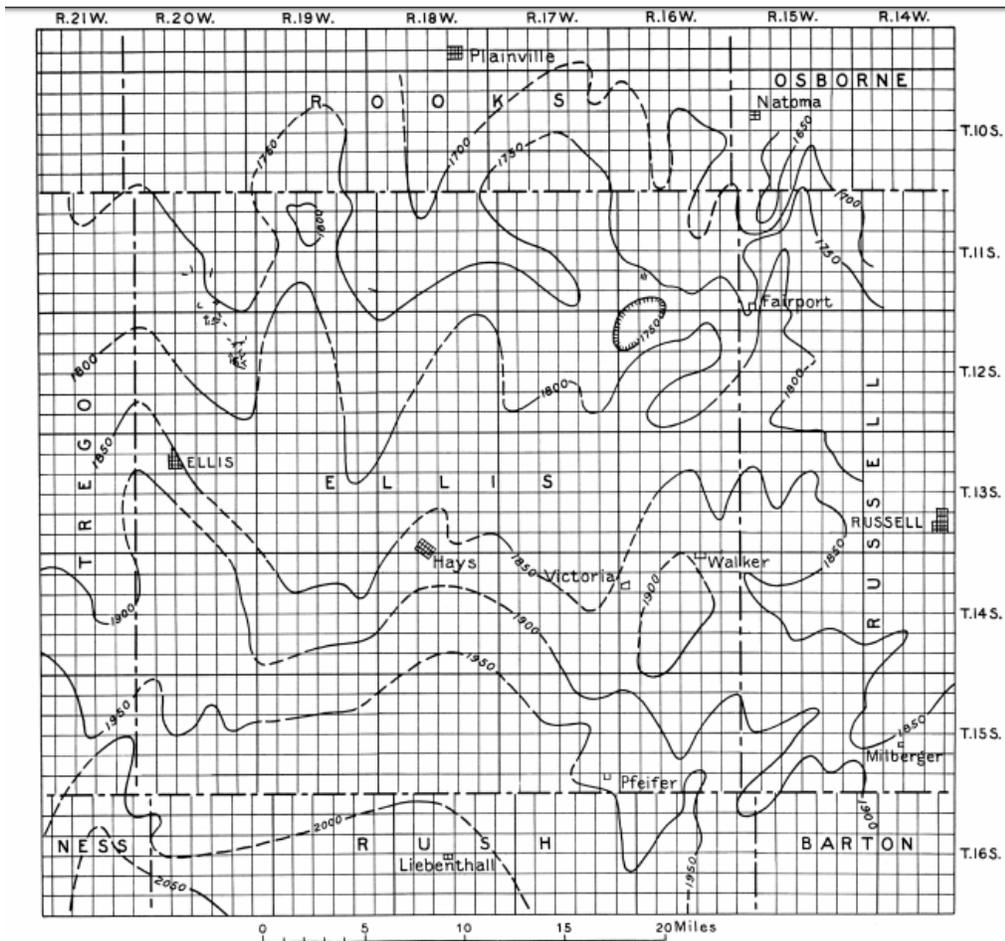


Imagen 2.8. Mapa estructural en donde se muestran los anticlinales en el condado de Ellis (Tomado y modificado de: Kansas Geological Survey, Geologic Investigations in Western Kansas with special reference to oil and gas possibilities; www.kgs.ku.edu)

Las rocas que se encuentran debajo del periodo Cretácico tienen una inclinación regional ligeramente al norte de los condados de Ellis y Trego. La tasa promedio de pendiente es de 3 metros por milla. Los estratos rojos o “red beds” fueron sometidos a erosión antes de la deposición de las rocas del Cretácico, y se removieron aproximadamente 120 metros más en el condado Ellis que en el condado Trego. Por lo tanto, los registros de pozo muestran un engrosamiento de “red beds” hacia el oeste.

Por otro lado Partes del levantamiento del centro de Kansas fueron reconocidas ya en la década de 1920, pero Morgan (1932) la nombró formalmente y reconoció su importancia regional.

El levantamiento del centro de Kansas es más simétrico que el levantamiento de Nemaha. Tiene una tendencia noroeste-sureste y es el lugar de la mayoría de los principales yacimientos petrolíferos del estado. La cuenca que se extiende entre la elevación del centro de Kansas y la elevación de Nemaha fue reconocida formalmente y bautizada con el nombre de cuenca Salina por Barwick (1928).

La mayoría de las principales características estructurales actuales en Kansas, incluidos los levantamientos de Nemaha y Kansas Central, fueron en gran parte creadas por la deformación geológica en el tiempo del Mississippiano tardío al Pensilvaniano temprano (Merriam, 1963). Antes de que se formaran estas características del Paleozoico tardío, un alto estructural de tendencia noroeste-sudeste amplio dominaba la geología del estado en el tiempo del Ordovícico y del Devónico (figura 3). Esta característica se llama el arco central de Kansas en el centro sur de Kansas; sus extensiones noroeste y sureste son respectivamente llamadas el levantamiento ancestral del centro de Kansas y el arco de Chautauqua (Merriam, 1963).

Fallas geológicas.

En el mapeo de fallas geológicas no ha sido posible detectarlas todas. Sin embargo se relevó un total de 76 fallas. El miembro Smoky Hill de la formación Niobrara ocupa aproximadamente el 80% del área que contiene rocas cretácicas en la superficie y en ella se encuentra el 97% de las fallas observadas.

Las fallas no muestran una dirección de tendencia predominante. De las cuarenta y cuatro en las que se determinó la cantidad de desplazamiento, veintisiete tienen una componente de desplazamiento vertical (throw) de un metro y medio o menos, siete se encuentran entre 3 y 1.5 metros, cinco tienen un desplazamiento vertical entre 3 y 7.6 metros y solo uno tiene un desplazamiento de 25 metros.

Alrededor de dos quintos de estas cuarenta y cuatro fallas tienen un salto de falla hacia el sur, dos quintas hacia el oeste, suroeste o noroeste, y aproximadamente una hacia el este, sureste y noreste.

Los planos de falla echan en ángulos pronunciados y comúnmente tienen marcas dinámicas como vetas de calcita

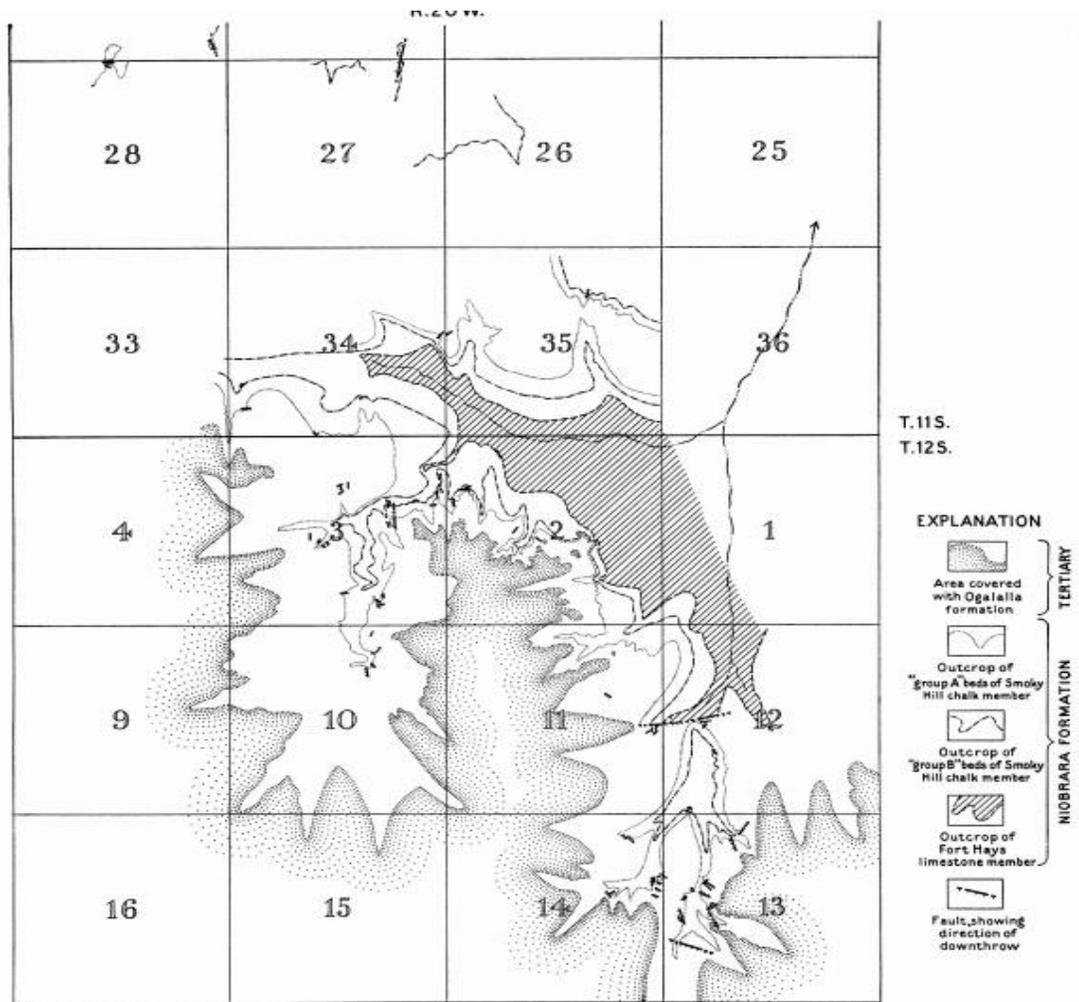


PLATE IV. Map of a faulted area in northwestern Ellis county.

Imagen 2.9. Mapa estructural en donde se muestran las fallas geológicas en el oeste del condado de Ellis (Tomado y modificado de: Kansas Geological Survey, Geologic Investigations in Western Kansas with special reference to oil and gas possibilities; www.kgs.ku.edu)

De las ochenta y un fallas observadas en el condado, se vieron setenta y cuatro en el miembro de creta Smoky Hill de la formación Niobrara, tres en el miembro de caliza Fort Hays y cuatro en el miembro de Fairport, la evidencia indica que la mayor cantidad de fallas se encuentra en el miembro de Smoky Hill.

Se ha estudiado las causas de las fallas en la formación Niobrara como el fallamiento en conjunción con el movimiento estructural regional y la caída superficial en las laderas los actuales valles o por hundimiento en cavidades.

CAPÍTULO 3. REGISTROS GEOFÍSICOS DEL CAMPO

Para determinar las características físicas de los elementos o materiales que se encuentran y conforman el subsuelo, es necesario el uso de herramientas que nos permiten determinar de manera cuantitativa y cualitativa (solo en algunos casos) la forma de distribución y la composición de las rocas presentes en el subsuelo de la zona de estudio. Antes bien, y de igual manera, se debe tener un conocimiento previo de petrofísica y propiedades físicas de las rocas, para así posteriormente adentrarnos a los fundamentos del funcionamiento de estas herramientas que nos permiten saber cómo se manifiesta el subsuelo bajo ciertas condiciones y su relación directa con el instrumento de medición. A todos estos instrumentos o herramientas necesarias se les llaman Registros Geofísicos de Pozo (RGP) o sus homónimos en inglés Well-Log y “wireline logs”

Antes de comenzar a estudiar los diferentes tipos de registros geofísicos de pozos, se verán los conceptos básicos relacionados a la petrofísica usada en la industria petrolera.

3.1 Conceptos básicos.

Zonas de un pozo

En un proceso de perforación, el pozo puede tender a erosionarse o a colapsar originando diámetros menores o mayores que el diámetro de la barrena, aparte en las formaciones permeables es común que sean lavadas por los fluidos de perforación generando un enjarre en la pared del pozo.

El proceso de lavado o también llamado invasión solo ocurre cuando la el conjunto rocoso es permeable y esta originado por la presión hidrostática del lodo al ser mayor que el de la formación.

Es por esto que se describen las zonas que se manifiestan por el efecto de la perforación.

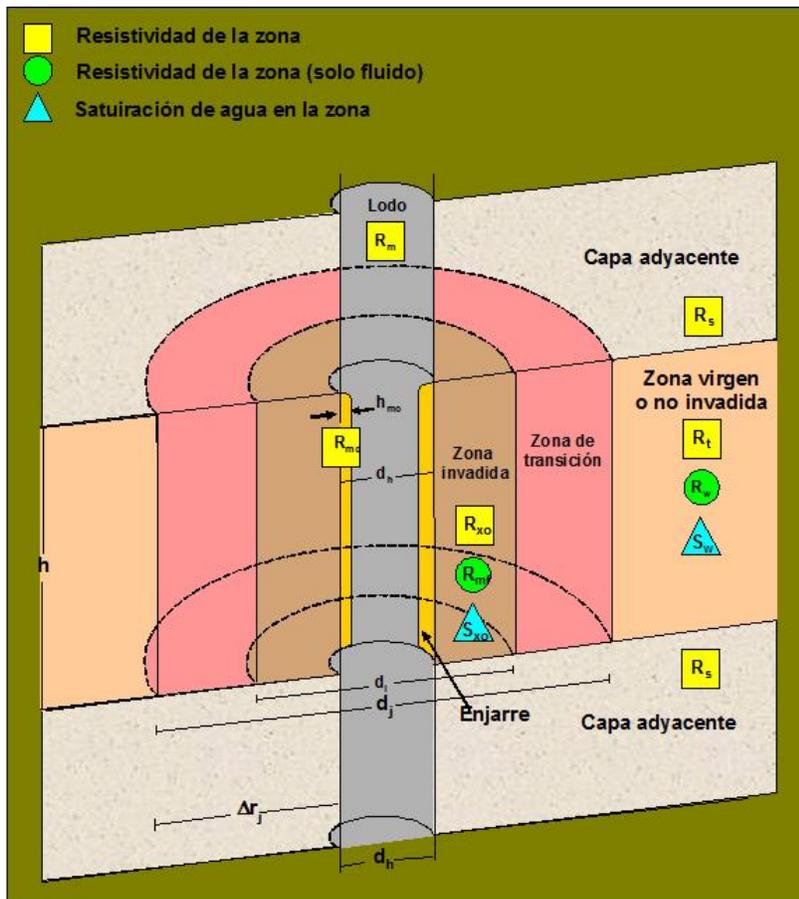


Imagen 3.1 Zonas y características de pozo (Tomado y modificado de Asquith and Gibson, 1982)

Zona de enjarre.

Es aquí donde se presenta la invasión del lodo de perforación o mud-cake, en la pared del pozo. Esto pasa cuando la barrena corta la formación permeable.

Al ser erosionada y fracturada la formación rocosa el mud-cake tiende a depositarse en la pared del agujero y es ahí donde se forma el enjarre de lodo el cual comúnmente tiene permeabilidad baja.

Zona invadida (lavada)

Es la zona de pozo adyacente al enjarre y contiene el fluido de perforación. Este fluido se extiende desde la pared del pozo hasta adentro de la formación a una distancia tal que no encontramos con una zona virgen o no invadida.

Zona de transición

Esta es la zona inmediata a la zona lavada y en ella tenemos una invasión parcial del filtrado de lodo.

Zona no invadida (virgen)

Representa la zona donde la roca no ha sido tocada o invadida por el fluido de perforación y presenta las características originales de la roca.

Dejando atrás las zonas de pozo, la interpretación de los registros de pozos revelará tanto la mineralogía como las proporciones de los componentes sólidos de las rocas (granos, matriz_s y cementante), la naturaleza y proporciones (porosidad, saturación) de los fluidos intersticiales.

Quien analiza los registros de pozo distingue solo de categorías de componentes sólidos en una roca: matriz y lutita.

Esta clasificación se basa en los efectos contrastantes que tienen, no solo en los registros, sino también sobre las propiedades petrofísicas de las rocas (v.g. permeabilidad, saturación)

La lutita es, en ciertos casos, tratada en términos de dos constituyentes: arcilla y limo.

Matriz

La matriz abarca todos los componentes sólidos de la roca (granos, matriz_s, cementante), excluyendo la lutita. Una litología de matriz simple consiste en un solo mineral (calcita o cuarzo, por ejemplo). Una litología compleja contiene una mezcla de minerales, por ejemplo, un cemento diferente de naturaleza diferente a los granos como una arena de cuarzo con calcita fungiendo como cementante.

A partir de la matriz se dice que una formación limpia es una que no contiene una cantidad apreciable de arcilla o lutita.

Lutita

La lutita es una roca de grano fino que contiene una fracción considerable de minerales de arcilla y limo. Se caracteriza por una estructura finamente estratificada (láminas de 0.1-0.4 mm de grosor) y/o fisible.

Normalmente contiene al menos 50% de limo con, típicamente, 35% de arcilla o mica fina y 15% de minerales químicos autigénicos⁷

Limo

Es un fragmento de roca o una partícula detritica⁸ que tiene un diámetro en el rango de 1/256 mm a 1/16 mm.

Tiene comúnmente un alto contenido de minerales de arcilla asociados con cuarzo, feldespato y minerales pesados como mica, zirconio, apatito o turmalina

Arcilla

Una arcilla es un sedimento natural de grano extremadamente fino que consiste en partículas más pequeñas que 1/256 mm de diámetro. Contiene silicatos hidratados (esencialmente de aluminio y algunas veces de magnesio y hierro) y cantidades menores de cuarzo finamente dividido, feldespatos descompuestos, carbonatos, óxidos de hierro y otras impurezas tales como materia orgánica

Fluidos

La disposición de los grano generalmente deja espacios (poros) que se llenan de fluidos como agua, aire, gas o aceite. La cantidad de fluido que contiene una roca depende del espacio o porosidad disponible. Con la excepción del agua, estos fluidos tienen una propiedad importante con la mayoría de minerales de matriz: son muy resistivos. El agua, por el contrario es un gran conductor.

Las propiedades eléctricas de las rocas están fuertemente influenciadas por el agua que contienen. La cantidad de agua en la roca es una función de la porosidad. Esto explica por qué la resistividad de una formación es una medida de registro importante.

Porosidad.

Esta denotada por Φ y es la fracción del volumen de una roca, ocupado por algún fluido:

$$\text{Porosidad } (\Phi) = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen total de roca}} \quad (\text{Ec.1})$$

O bien se puede escribir como:

$$\Phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_s} \quad (\text{Ec.2})$$

Donde:

$\Phi_t = \text{porosidad total}$

$V_t = \text{volumen total de la roca}$

$V_s = \text{volumen ocupado por los elementos sólidos}$

$V_p = \text{volumen de espacios vacíos}$

Al hablar de espacios vacíos, generalmente se habla de los espacios ocupados por los fluidos: agua, gas o aceite.

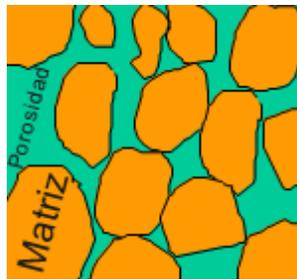


Figura 2.2 Esquematización de la porosidad (Petróleos Mexicanos, 2006)

La porosidad total también puede calcularse de las siguientes maneras:

$$\Phi_{total} = \Phi_{efectiva} + \Phi_{inefectiva} \quad (\text{Ec.3})$$

$$\Phi_{total} = \Phi_{primaria} + \Phi_{secundaria} \quad (\text{Ec.4})$$

Para entender lo anterior tenemos que:

Porosidad efectiva Φ_e : Es la porosidad accesible a los fluidos libres, excluye por lo tanto a la porosidad no conectada y al volumen ocupado por el agua ligada a las partículas de arcilla.

Porosidad inefectiva (no conectada) Φ_{ine} : Los poros que la componen no están conectados entre sí o la conectividad es tan pobre que no permite que pasen los fluidos contenidos en la misma.

Porosidad primaria Φ_1 : Es la porosidad que se generó al momento de la deposición de la roca. Esta puede ser intertriangular o intercrystalina. Depende de la forma, tamaño y acomodamiento de los sólidos, es el tipo de porosidad que se encuentra más comúnmente en las rocas clásticas.

Porosidad secundarias Φ_2 : Porosidad generada o alterada posterior a la deposición, está constituida por la porosidad vugular a causa de la disolución de la matriz y por las fisuras o fracturas causadas por fuerzas mecánicas.

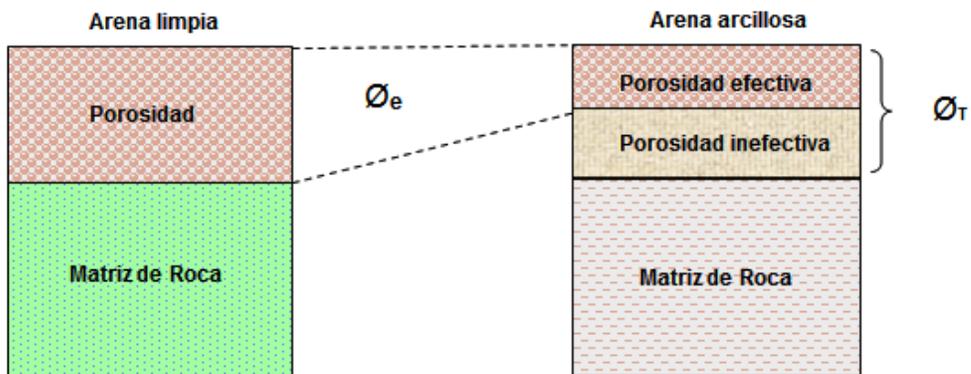


Imagen 2.3 Porosidades en una roca (Del Ángel, 2009)

Permeabilidad

Es la medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Es una característica física de la roca que depende del arreglo de los granos, partículas, cementante y arcilla. Es difícil cuantificarla a partir de registros, ya que estos solo proporcionan indicios. La unidad de medida es el milidarcy.

Se puede dividir en absoluta, cuando solo hay un fluido en los poros, efectiva cuando hay más de un fluido en los poros y relativa que es la relación entre permeabilidad efectiva con un fluido específico y la permeabilidad absoluta.

Una estimación partir de registros para rocas granulares es:

$$K = \frac{0.136 \phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad (\text{Ec.5})$$

Donde S_{wi} es la saturación de agua irreductible

Saturación

La saturación de un fluido en una formación es la relación del volumen ocupado por el fluido en el volumen total de poro. Es decir, es la fracción de la porosidad ocupada por un fluido particular. Si el fluido es agua de formación, entonces su saturación es:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (\text{Ec.6})$$

Donde:

$S_w =$ Saturación de agua, en fracción de 0 a 1

$V_w =$ Volumen del espacio del poro que contiene agua

$V_p =$ Volumen del espacio del poro ocupado por algún fluido

Si no hay algún otro fluido presente, entonces $V_w=V_p$, y $S_w=1.0$. Si algún hidrocarburo (V_{hy}) está presente, entonces $V_{hy}=V_p-V_w$, y ahora:

$$S_w = \frac{V_p - V_{hy}}{V_p} = \frac{V_w}{V_p} \quad (\text{Ec.7})$$

La saturación es una cantidad adimensional, siendo una relación es expresado como un decimal ($0 < S_w < 1.0$) o como un porcentaje ($0\% < S_w < 100\%$): $S_w (\%) = 100 V_w/V_p$.

La magnitud de la saturación de agua contenida en un yacimiento, se encuentra controlada por la estructura porosa de la roca, la densidad de los fluidos.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a * R_w}{\phi^{m * R_t}}} \quad (\text{Ec.8})$$

n= exponente de saturación

a= coeficiente de Archie (factor de ajuste)

m= exponente de cementación

Φ = porosidad

R_w = resistividad del agua de formación

R_t = resistividad de la formación

Saturación de hidrocarburos

Esta es la porción o porcentaje que tenemos de aceite o gas que contiene el volumen poroso de la roca. Este se ve representado por:

$$S_w + S_{hy} = 1 \quad (\text{Ec.8})$$

Donde

S_w : Saturación de agua Y S_{hy} : Saturación de hidrocarburo

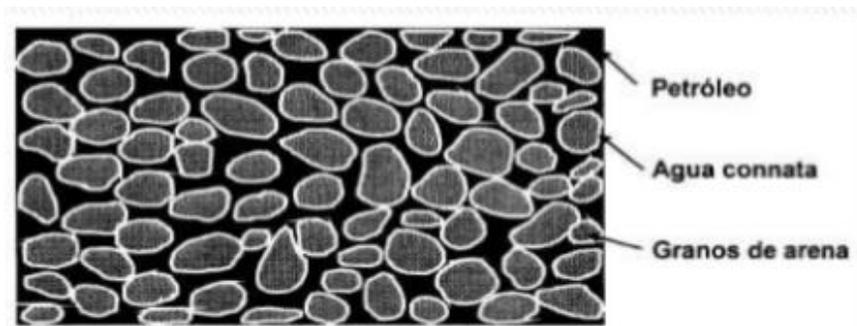


Imagen 2.4 Saturación de hidrocarburos y agua (Green y Willhit)

Resistividad

Es la capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma. En los registros la unidad empleada es el Ohm-metro.

La resistividad es el inverso de la conductividad, por lo tanto.

$$Resistividad = \frac{1}{conductividad} \quad (Ec.9)$$

Los experimentos de G. E. Archie mostraron que la resistividad de una formación llena de agua (R_o), llenado de agua que tiene una resistividad de R_w , se puede relacionar por medio de un factor de formación (F):

$$R_o = F * R_w \quad (Ec.10)$$

Donde el factor de la formación (F) es igual a la resistividad de la formación 100% saturada de agua (R_o) dividida por la resistividad del agua de formación (R_w).

Los experimentos de Archie además revelaron que el factor de formación puede relacionarse con la porosidad mediante la siguiente fórmula:

$$F = \frac{1.0}{\phi^m} \quad (Ec.11)$$

Donde m es el exponente de cementación cuyo valor depende del tamaño de grano, de la distribución del tamaño de grano, y de la complejidad de los caminos entre poros (tortuosidad). Cuanto mayor es el valor de la tortuosidad, mayor es el valor del exponente de cementación (m).

3.2 Registros geofísicos de pozo

Cuando hablamos de un registro de pozo en la industria petrolera nos referimos a una representación gráfica de las propiedades físicas de la formación rocosa en función de la profundidad.

Los registros de pozo se obtienen mediante sondas que se atraviesan a lo largo del pozo frente a la formación rocosa con un movimiento lento vertical.

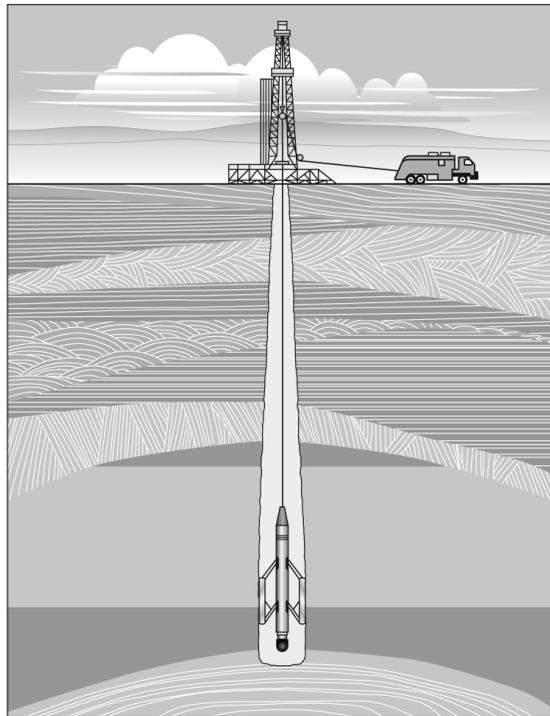
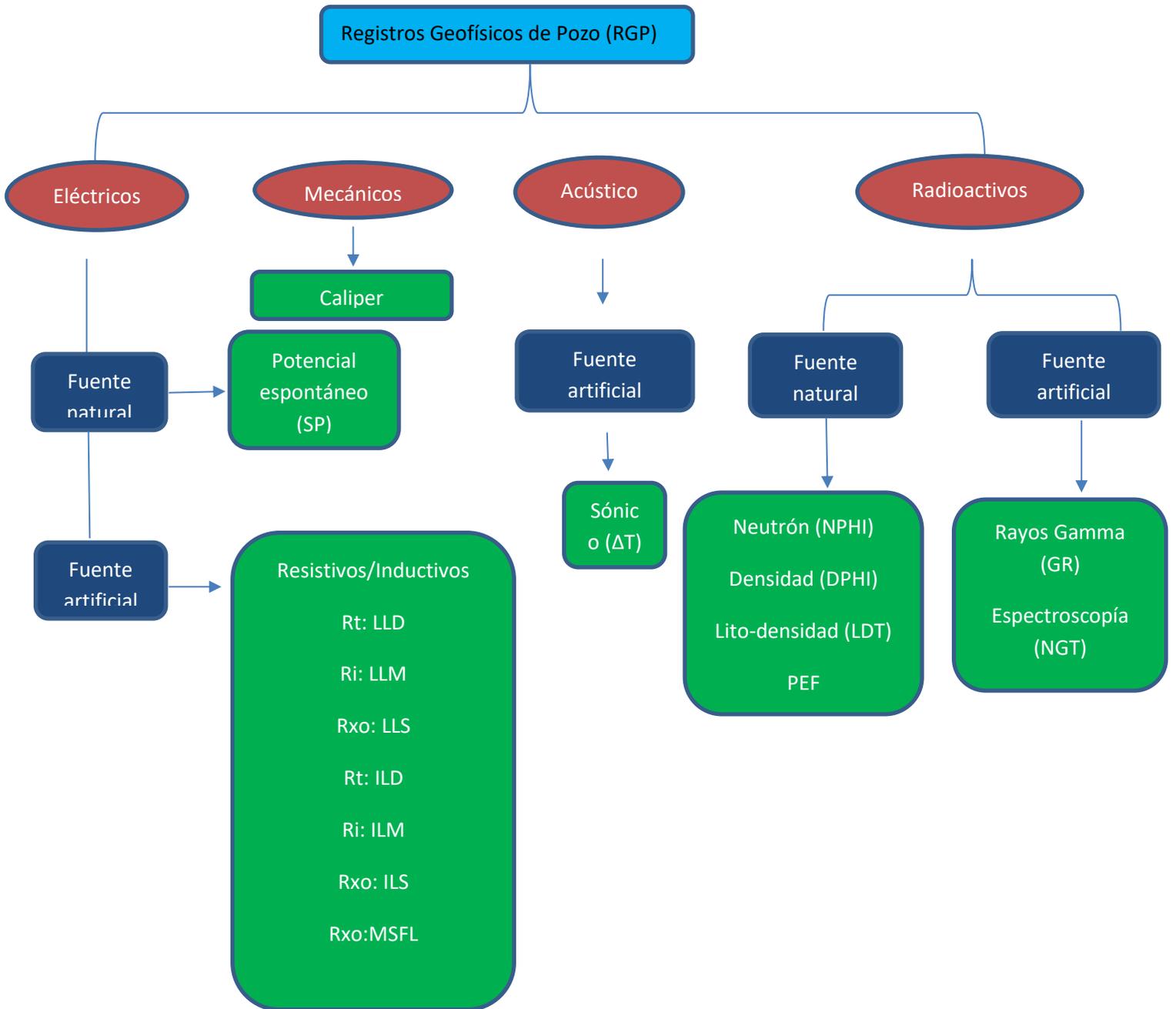


Imagen 3.4 Ejemplo de la forma en que se obtiene un registro de pozo en campo (Ellis & Singer, 2008)

A continuación se menciona la clasificación de acuerdo al tipo de herramientas según el principio físico que se valga cada uno de los Registros Geofísicos de Pozo (RGP) y a su vez, en su mayoría, utilizados en el proyecto de este trabajo.



Esquema 3.1 Diferentes tipos de registros geofísicos de pozo

3.2.1 Caliper

Principio y descripción de la herramienta

La medida del diámetro de pozo se hace mediante dos o más brazos mecánicos simétricamente colocados a cada lado de una herramienta de registro. Los brazos están vinculados al cursor de un potenciómetro.

Las variaciones en el diámetro del pozo son dadas gracias al abrir y cerrar de los brazos mecánicos y el movimiento se refleja en los cambios de resistencia del potenciómetro. Esta herramienta no cuenta con un principio físico exclusivo ya que es definido como un dispositivo mecánico que se encarga de medir el diámetro y determinar la geometría del pozo.

Este registro se mide en pies en un rango común de 8 a 18.

Aplicaciones

Dentro de las industria petrolera, las aplicaciones más importantes de esta herramienta son identificar y diferenciar zonas permeables de las no permeables, sabiendo reconocer en el registro la formación del enjarre característico.

Identifica zonas con intervalos bien consolidados y compactos en las formaciones.

Identifica derrumbes o concavidades en las formaciones.

Establece la geometría y diámetro del pozo

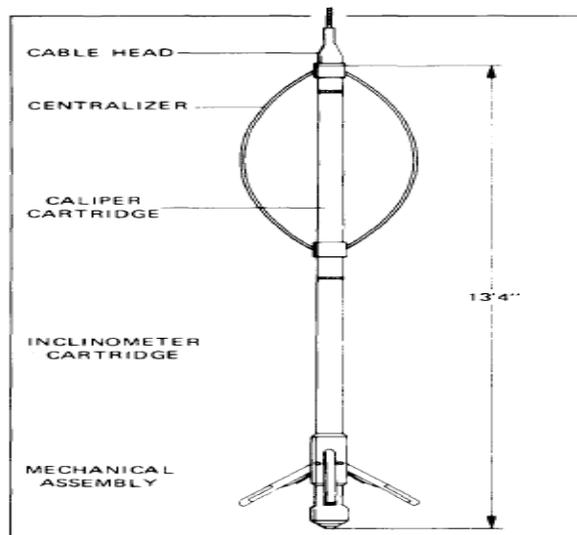


Imagen 2.5 Herramienta caliper encargada de medir el diámetro de pozo (Serra Oberto, 1984)

3.2.2 Potencial Espontáneo (SP)

Principio

Dentro de los pozos se dan a cabo potenciales naturales o espontáneos, que es lo mismo, que se miden a partir de un electrodo que va recorriendo las paredes del pozo y otro colocado en la presa del lodo, en la superficie. La diferencia de potencial entre los electrodos se registra en función de la profundidad.

El potencial que se desarrolla dentro del pozo es el resultado de la diferencia de salinidad entre el fluido de perforación y el agua de formación

Las deflexiones que presenta un registro de potencial espontáneo se debe a las corrientes eléctricas que fluyen en el lodo del pozo; una deflexión negativa indica permeabilidad en la roca y que la salinidad del agua de formación es mayor a la de lodo filtrado, en caso contrario la deflexión será positiva. Al realizar la medición se determina la diferencia de potencial ocasionada cuando el lodo filtrado con cierta salinidad invade la formación con agua de diferente salinidad.

Aplicaciones

Límites de capas

Determina espesores

Establece una permeabilidad de forma cualitativa

Permite correlacionar estratos

Se puede determinar R_w (resistividad de agua de formación) y V_{sh} (volumen de arcillas)

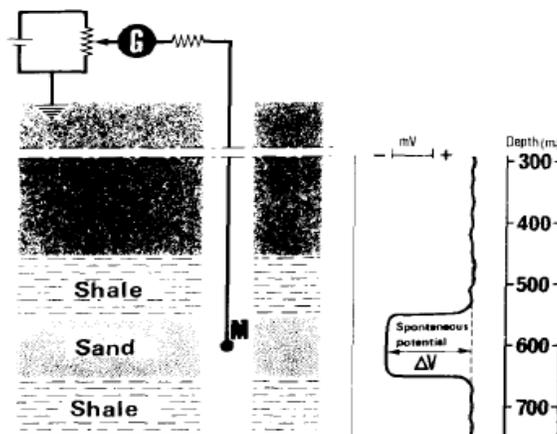


Imagen 2.5 Principio de medición de un registro SP

3.2.3 Rayos Gamma

Los registros de rayos gamma miden la radioactividad natural de las formaciones y debido a esta medida este registro se puede usar para identificar litologías y correlacionar zonas.

Las lutitas o arcillas contienen un alto contenido de potasio, dado que el potasio posee valores muy altos de rayos gamma, podremos leer valores altos de radioactividad, por el contrario las areniscas libres de arcillas y carbonatos tienen una baja concentración de material radioactivo y esto nos da una baja lectura de rayos gamma.

Los dispositivos de Rayos Gamma (GR) se encargan de medir la fuerza de la radioactividad natural total presente en la formación; en la naturaleza ocurre un proceso de decaimiento radioactivo en los minerales de la roca, que como efecto generan los rayos gamma. Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía emitidos de manera espontánea por algunos elementos radioactivos.

Los rayos gamma que pasan a través de la formación y a su vez colisionan, experimentan el efecto Compton, que provoca la disminución de energía de rayos gamma aunque algunos de estos serán absorbidos por átomos de la formación, conocido como efecto fotoeléctrico, la cantidad de absorción dependerá de la densidad de la formación.

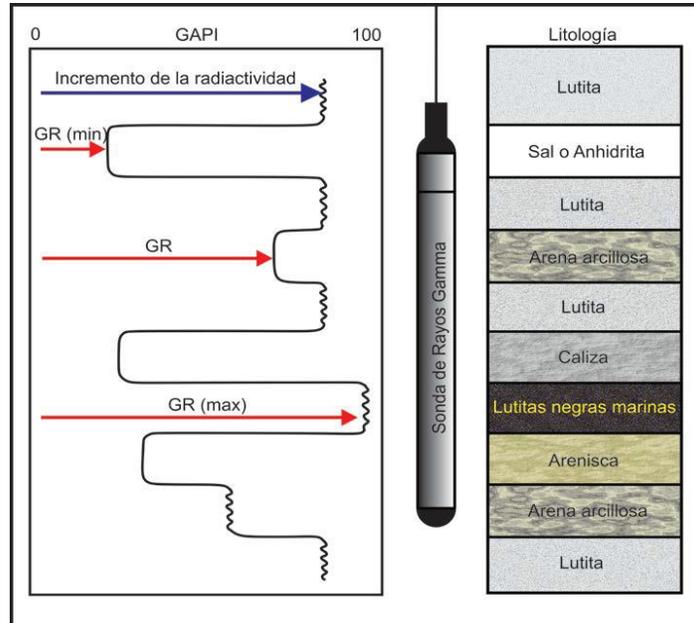


Imagen 2.6 Se muestra la respuesta del registro de rayos gamma en presencia de distintas litologías de las formaciones (Modificado de Bassiouni, 1994).

3.2.4 Registro de Densidad (Gamma-Gamma)

La herramienta de densidad que permite inferir la porosidad de las formaciones mediante el fenómeno físico de dispersión y absorción de rayos gamma se le llama FDL (Formation Density Log) o herramienta de porosidad densidad y en ocasiones también llamada herramienta gamma-gamma. Esta herramienta es un registro radioactivo que depende directamente de la porosidad de la formación, pudiendo obtener densidad total de la roca.

El principio de medición se basa en la emisión de rayos gamma a las formaciones utilizando una fuente radioactiva emisora y dos o más detectores montados a diferentes distancias de la fuente de radiación.

Los rayos gamma también llamados fotones son considerados como impulsos de ondas electromagnéticas de altas velocidades emitidas por las fuentes, que colisionan con los electrones del material de la formación a través del cual tratan de atravesar; por lo que en cada choque con la formación los rayos gamma ceden parte de su energía y cambian de dirección por efecto Compton.

El efecto Compton permite realizar la medición de la densidad total, la cual es función de la densidad del material que constituye la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que se encuentran contenidos en las rocas. Los rayos gamma dispersos por efecto Compton regresan a la herramienta en donde son contados mediante los detectores; y ya que el conteo obtenido es función del número de electrones por unidad de volumen de roca en cm^3 , este puede ser relacionado directamente con la densidad real del material (ρ_b) existente entre la fuente y los detectores.

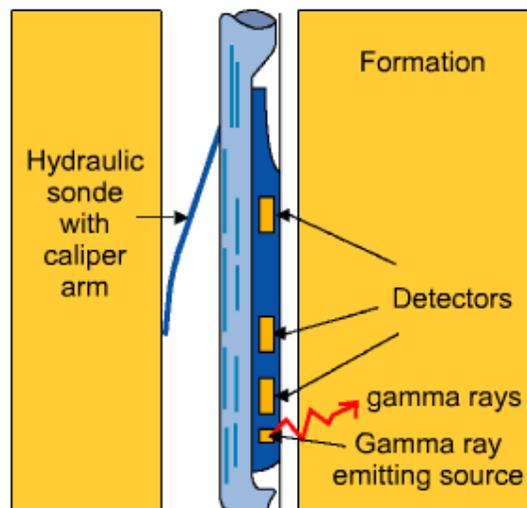


Imagen 2.7 Herramienta de registro de densidad con dos detectores cercanos, uno lejano y fuente de rayos gamma que además incluye la herramienta de caliper

3.2.4 Factor fotoeléctrico (PEF)

Básicamente es un registro de las propiedades de absorción fotoeléctrica. Es decir, este registro mide el factor de absorción fotoeléctrica (índice de densidad de electrones) P_e , que se define como $2 \frac{Z}{A} \rho b$, donde $\frac{Z}{A}$ es la relación entre número atómico y masa atómica de la formación y ρb es la densidad de la formación. P_e no posee unidades, pero por ser proporcional a una sección transversal fotoeléctrica por electrón, suele expresarse en Barns/electrón. Como los fluidos tienen números atómicos muy bajos, su influencia es demasiado escasa, de modo que P_e es una medida de las propiedades de la matriz de una roca

Dadas las especificaciones anteriores, tenemos que las areniscas tienen un P_e bajo, en tanto que las dolomías y las calizas poseen un P_e alto, es por esto que el registro es de gran utilidad para la determinación de mineralogía.

La profundidad de investigación es del orden de una pulgada, esta profundidad corresponde a la zona lavada. El PEF puede ser afectado por minerales pesados, tales como la barita que la podemos encontrar en el filtrado de lodo.

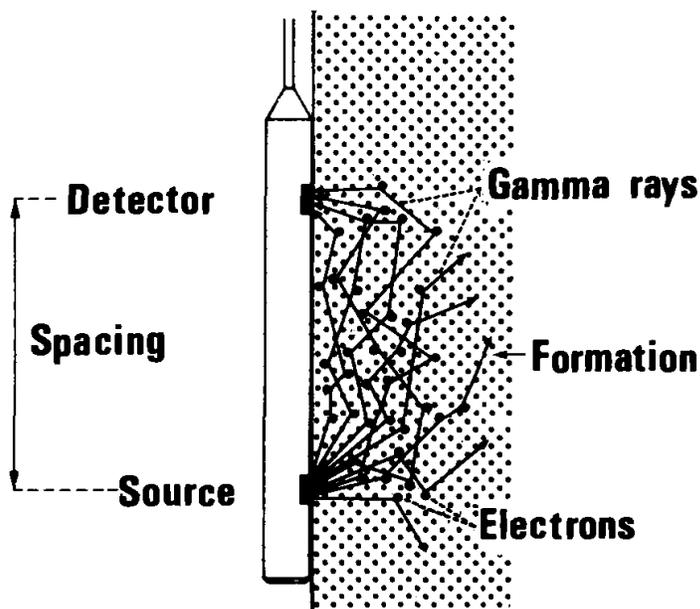


Imagen 2.8 Herramienta del registro de factor fotoeléctrico, donde se muestra la fuente y el detector así como la densidad de electrones que se da mediante la fuente de rayos gamma

3.2.5 Registro de Porosidad-Neutrón

El registro de neutrones es un registro de tipo radioactivo que basa su principio en la emisión continua de neutrones de alta energía por medio de una fuente radioactiva. Así, los neutrones emitidos interactúan con el hidrógeno presente en los fluidos que pueden estar contenidos en las formaciones, relacionando con ello las lecturas obtenidas directamente a la porosidad contenida en la formación, es decir, este registro responde a la cantidad de hidrógeno que está presente en las rocas de la formación, esto en geología se relaciona a la riqueza de hidrógeno contenido en los fluidos de los poros de las rocas. A lo anteriormente descrito se le llama Índice de Hidrógeno.

El índice de hidrógeno se determina al emitir neutrones de alta energía, que al chocar con núcleos de partículas de roca se produce el efecto Compton, y alguno de los neutrones dispersos son capturados por los núcleos emitiendo rayos gamma de alta energía, los cuales son capturados por un detector.

Cualitativamente este registro es un excelente discriminador de aceite y gas en combinación con los registros de densidad, determina la porosidad total, determina formaciones y tipos de fluidos.

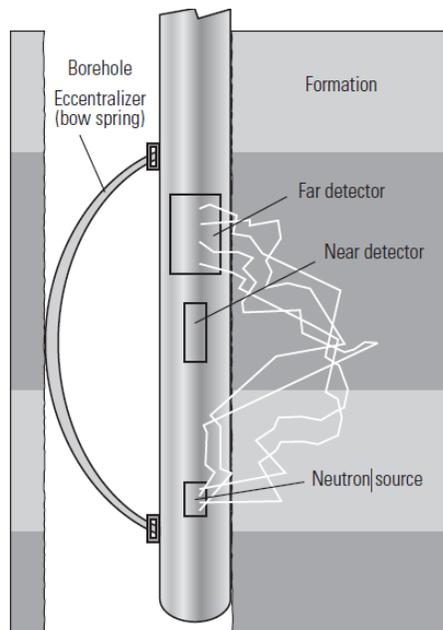


Imagen 2.9 Herramienta de neutrón donde se muestra el funcionamiento de la misma con su respectiva fuente de emisión y dos detectores.

3.2.6 Registros Resistivos.

La medición de la resistividad de la formación y las partes que la conforman es de suma importancia para la evaluación de la saturación de hidrocarburos. Existen diferentes técnicas de medición de la resistividad, todas estas dependen de la zona del pozo (enjarre, zona lavada, zona de transición, zona virgen o verdadera) que se quiera medir o estudiar y del tipo de lodo que se usó para la perforación, es decir, un lodo base agua que se usa para los pozos conductivos y un lodo base aceite que se usa para los pozos de inducción.

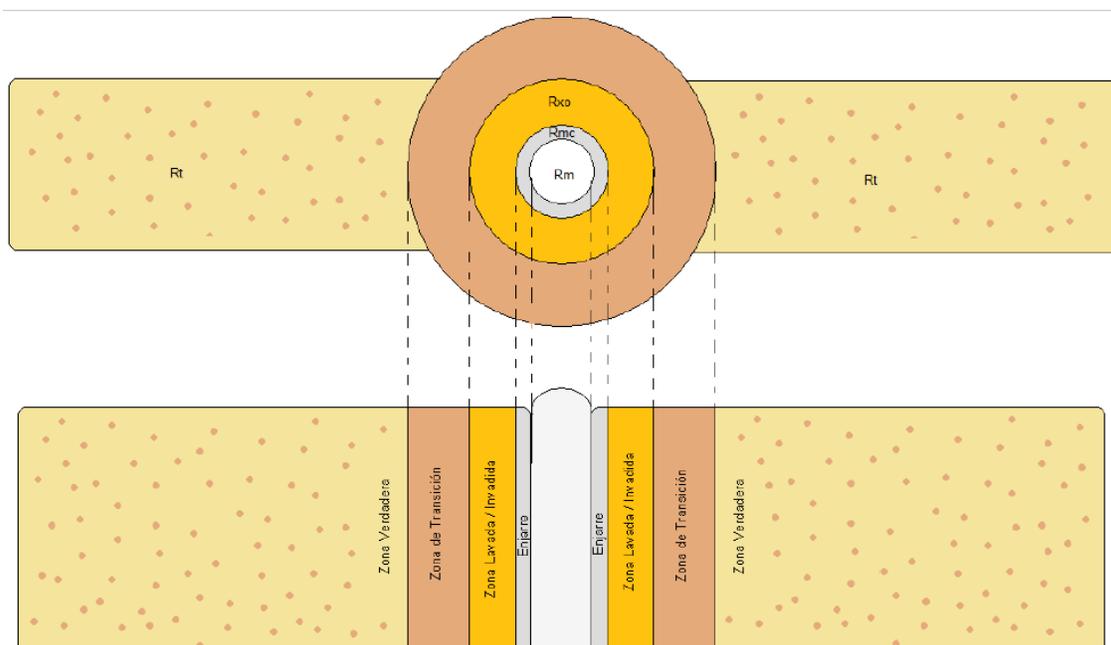


Imagen 2.10 Esquema donde se muestran las zonas de medición en un pozo. Vista de planta y de perfil

Para las herramientas de resistividad conductiva el principio de medición se basa en la inyección de corrientes eléctricas hacia la formación mediante los electrodos de corriente y de potencial para así medir la diferencia de potencial y obtener la lectura de las resistividades de las diferentes profundidades del pozo.

Este principio es una analogía de lo que se hace en técnicas eléctricas geofísicas de superficie y de igual manera, para obtener un mayor profundidad de investigación se hace un espaciamiento en el arreglo eléctrico.

Estas herramientas utilizan corrientes de frecuencias bajas.

Por otro lado, las herramientas de inducción están compuestas por bobinas transmisoras y receptoras, las cuales tiene la finalidad de enfocar la corriente para mejorar la respuesta del registro confinado a la investigación.

La bobina transmisora es alimentada por una corriente de alta frecuencia (20,000 Hz) y de intensidad constante que a su vez se genera un campo magnético para inducir corrientes eléctricas en dirección de la formación. Para lograr diferentes resoluciones laterales, las bobinas se colocan a diferentes distancias y así lograr tener una resolución somera, media y profunda.

Entre los usos de las herramientas resistividad conductiva y de inducción podemos enunciar los siguientes:

Determinar zonas saturadas

Límites de contactos litológicos

Identificación de zonas permeables

Determinación de R_{xo} , R_i , y R_t según la profundidad de la herramienta

Identificar zonas de ricas en aceite

Finalmente tenemos un dispositivo llamado microesférico enfocado, y como su nombre supone, se encarga de medir la resistividad en la zona lavada, su profundidad de investigación varía solo algunos centímetros (8 cm aprox.) y utiliza corrientes de bajas frecuencias.

Algunos usos de esta herramienta pueden ser:

Medir la resistividad de la zona invadida (R_{xo})

Estimar la saturación de agua de la zona lavada

Indicar el hidrocarburo móvil

Determinar capas delgadas

Tipo de Herramienta	Zona del pozo	Dispositivo
Resistiva	Zona Lavada/Invadida	MSFL/LLS
	Zona de Transición	LLM
	Zona Virgen/Verdadera	LLD
Inducción	Zona Lavada/Invadida	ILS
	Zona d Transición	ILM
	Zona Virgen/Verdadera	ILD

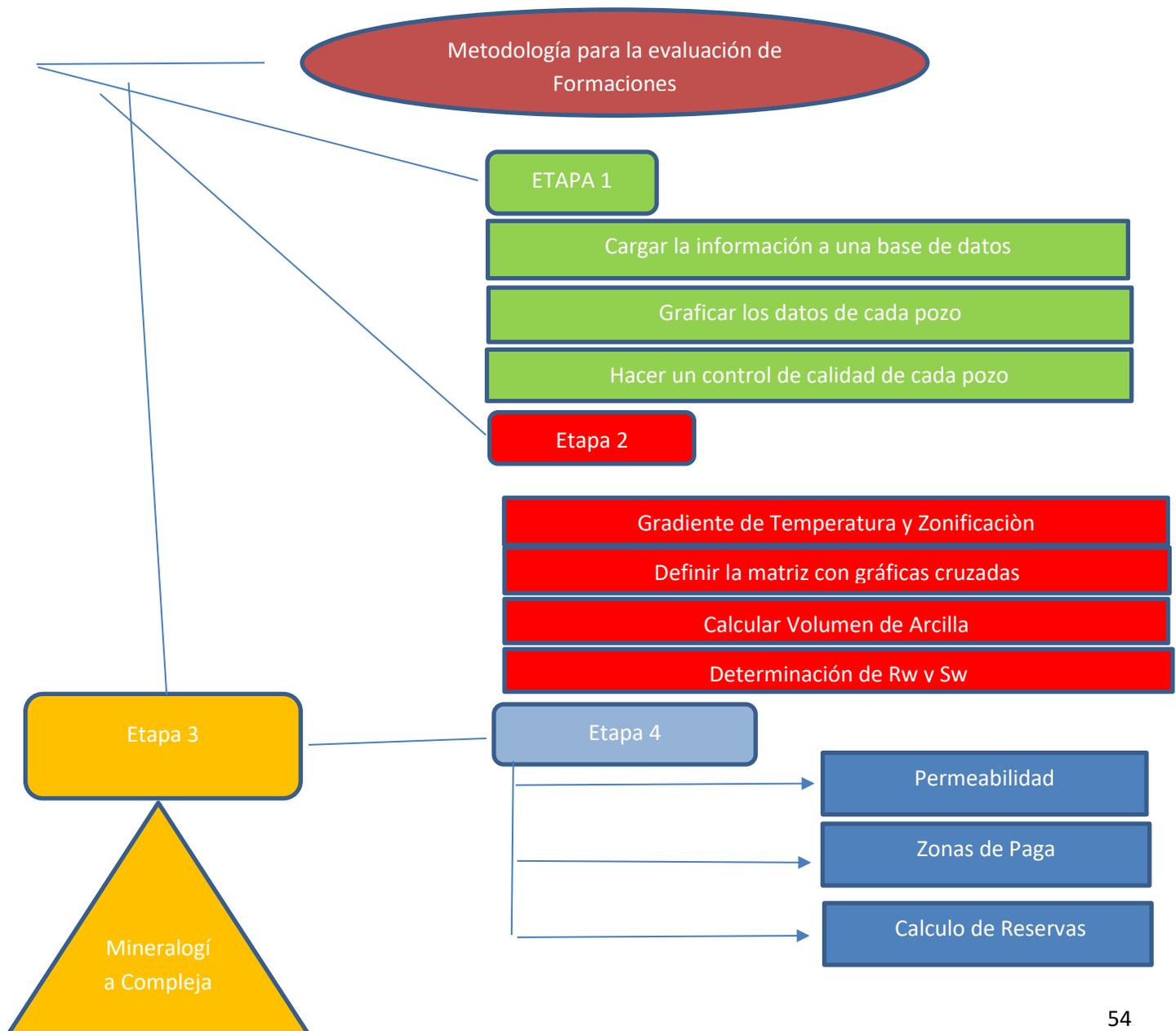
Cuadro 3.2 Clasificación de las herramientas de resistividad de acuerdo a su zona de estudio

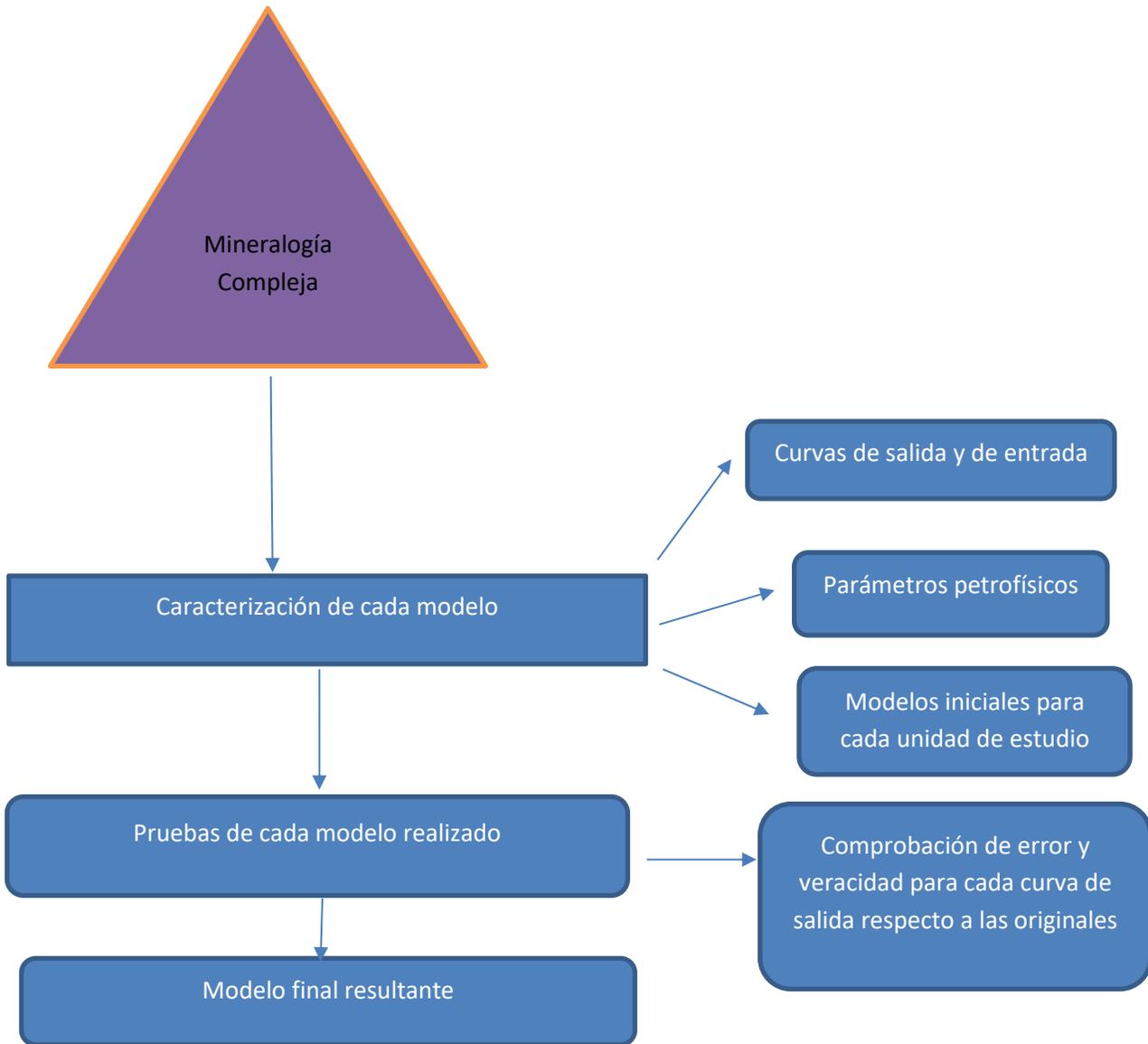
CAPITULO 4. METODOLOGÍA DE PARA EL PROCESAMIENTO DE LOS DATOS

Este capítulo comprende de manera cronológica las partes y fundamentos correspondientes al procesamiento de los datos.

El procesamiento está dividido en cuatro diferentes etapas, cada una de ellas llevando un régimen ordenado de instrucciones o sub-etapas que si no se lleva el orden ahí especificado los resultados no serán los óptimos.

A continuación se podrá ver en el diagrama de flujo el seguimiento de la metodología.





Esquema 4.1 Se muestra el seguimiento y las diferentes etapas que se llevan a cabo en el procesamiento de datos.

Este módulo llamado “Mineral Solver” o mejor llamado como Mineralogía compleja es aquel que nos da como resultados los volúmenes exactos de las matrices litológicas que se tienen en cada unidad litoestratigráfica, así como las saturaciones, porosidades y volúmenes volumétricos correspondientes a cada unidad ligada con su respectiva matriz mineral. Es por esto que los resultados serán tomados de esta etapa gracias a su buena confiabilidad y determinación de características matriciales que puede llegar a contener cada unidad de estudio.

4.1 Etapa 1

La etapa 1 se refiere a todos aquellos pasos básicos que servirán de fundamento para que al iniciar el procesamiento y aplicaciones teóricas el proyecto esté bien sustentado y no tenga susceptibilidades a cambios en la raíces bases de cada trabajo de pozo.

4.1.1 Cargar los datos a una base

Los datos de los registros geofísicos de pozo correspondientes a este proyecto pertenecen a la categoría de archivos de datos con extensión .LAS

Una vez teniendo los datos bien organizados por cada pozo a estudiar, se procede a tener una base en el software.

1. En este caso se hace una búsqueda y a su vez se crea una carpeta en el disco local C con el nombre del proyecto que se va a estudiar. Este es el nombre de la base de datos que tendremos durante todo el proyecto

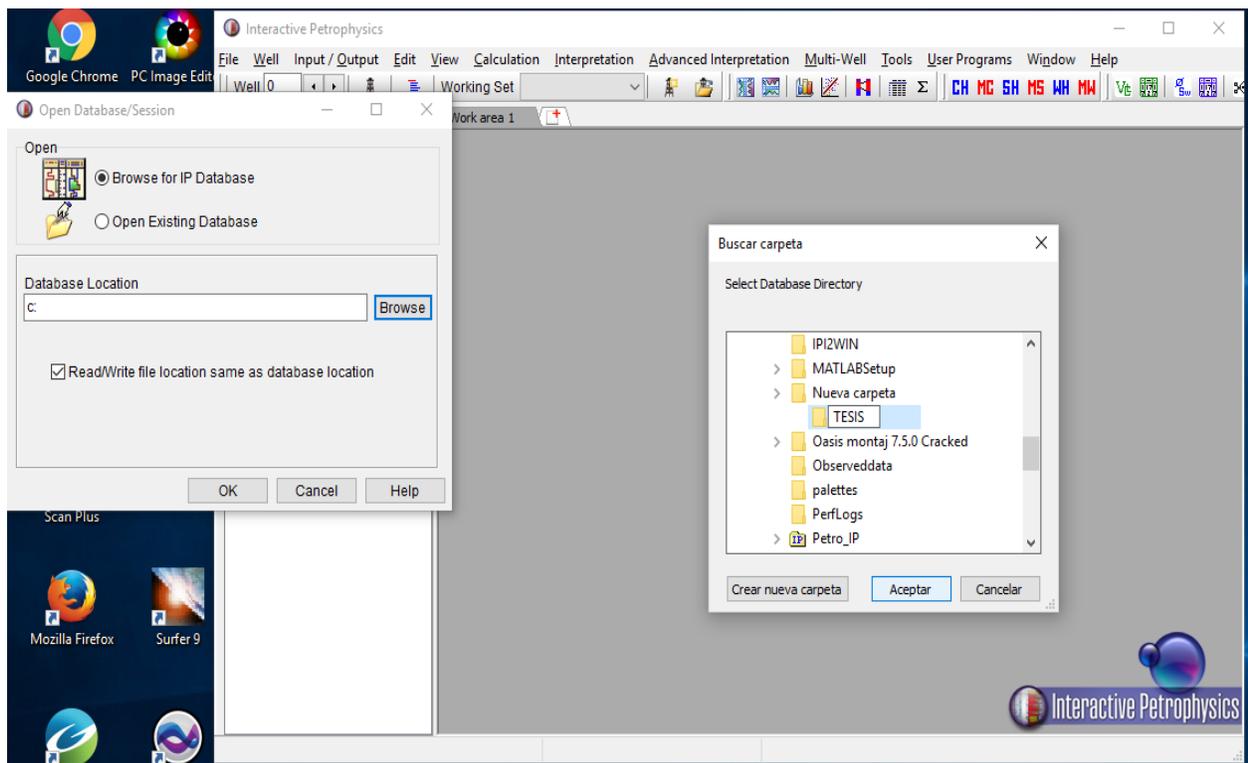


Imagen 3.1 Primer paso para la creación de una base de datos

2. Una vez creada la carpeta destino de la base de datos se cargan los archivos con la extensión .LAS para así tener agregados cada uno de los pozos en nuestra base.

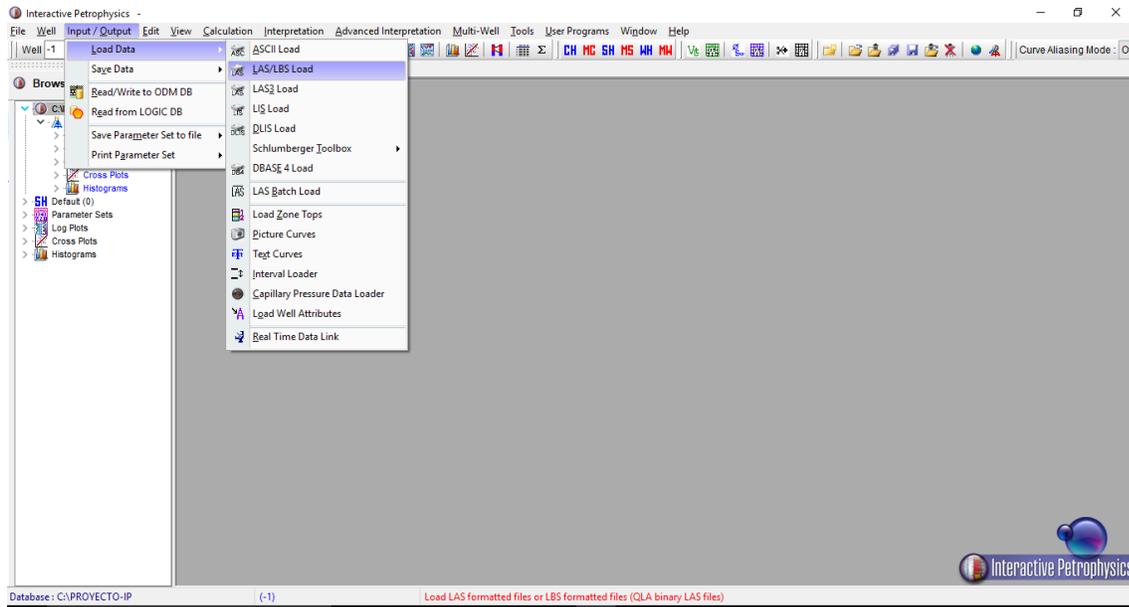


Imagen 4.2. Segundo paso para tener en una base de datos los archivos .las

3. Finalmente se muestra un recuadro donde aparecen las características de cada una de las curvas de los diferentes registros presentes en cada pozo. Al seleccionar "load" automáticamente estarán los pozos cargados en la base y en el lado izquierdo, en el recuadro blanco aparecerán todas las curvas que contiene cada pozo. Es entonces cuando este recuadro se convierte en el área de resultados y el cuadro gris es nuestra área de trabajo

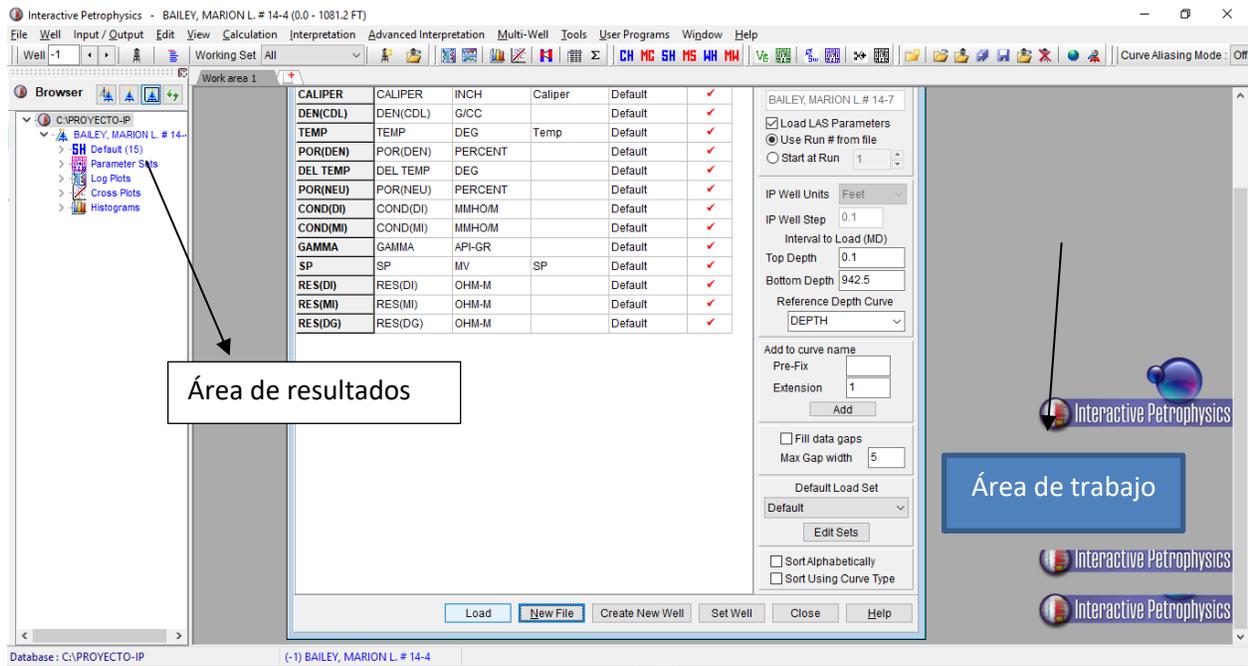


Imagen 4.3. Curvas de cada registro de pozo con sus características y las zonas de trabajo

4.1.2 Visualización de las curvas para cada registro geofísico de pozo.

Como se mostró en la imagen anterior, en el recuadro o área de resultados aparecen todas aquellas acciones que se van haciendo conforme se procede con el procesamiento de los datos y es en esa área donde de igual manera se encuentran las curvas de cada uno de los registros presentes para cada pozo.

Se hace la visualización de las curvas de registros mediante la opción de log plots y triple combo.

Esta opción llamada triple combo nos muestra los principales registros que usaremos para tener un buen resultado en cada pozo.

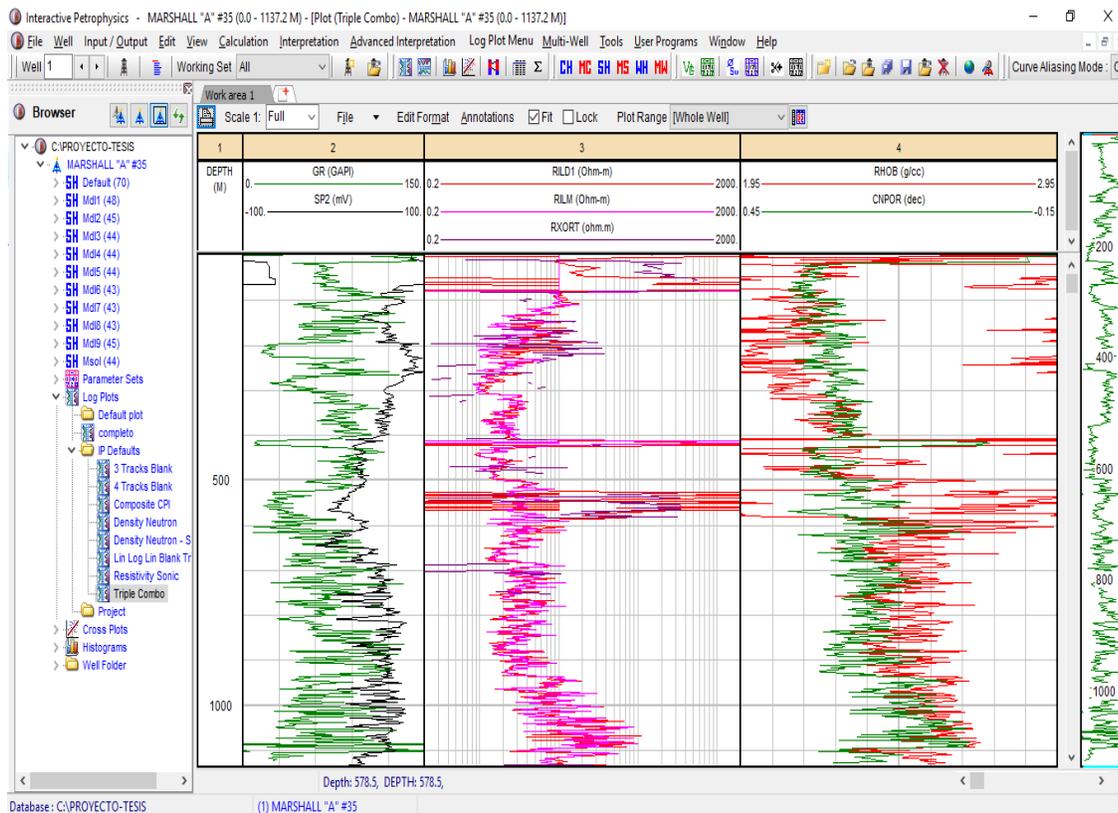


Imagen 4.4 Visualización de las curvas de rayos gamma, SP, resistivos, densidad y porosidad con neutron.

4.1.3 Control de calidad

El control de calidad son los ajustes que se aplican a cada una de las curvas de cada registro, esto quiere decir, ajustes en las escala de valores, cambios de unidades o de valores en las unidades (la curva de profundidad se puede cambiar de pies a metros o viceversa, así como las porosidades o densidades se pueden cambiar de porcentajes a decimales), se pueden ajustar valores que no sean confiables en alguna curva haciendo una edición de una nueva curva corregida o ajustes sencillos como el tamaño y grosor de la curva, el color para la óptima visualización de las curvas en cada carril y hasta la permutación de carriles para seguir un orden de importancia en cada proceso y resultado. Es aquí donde también se pueden añadir carriles y aunarlos más curvas de registros.

Este paso es de suma importancia ya que de aquí dependerá que nuestros resultados sean claros y concisos para una buena interpretación.

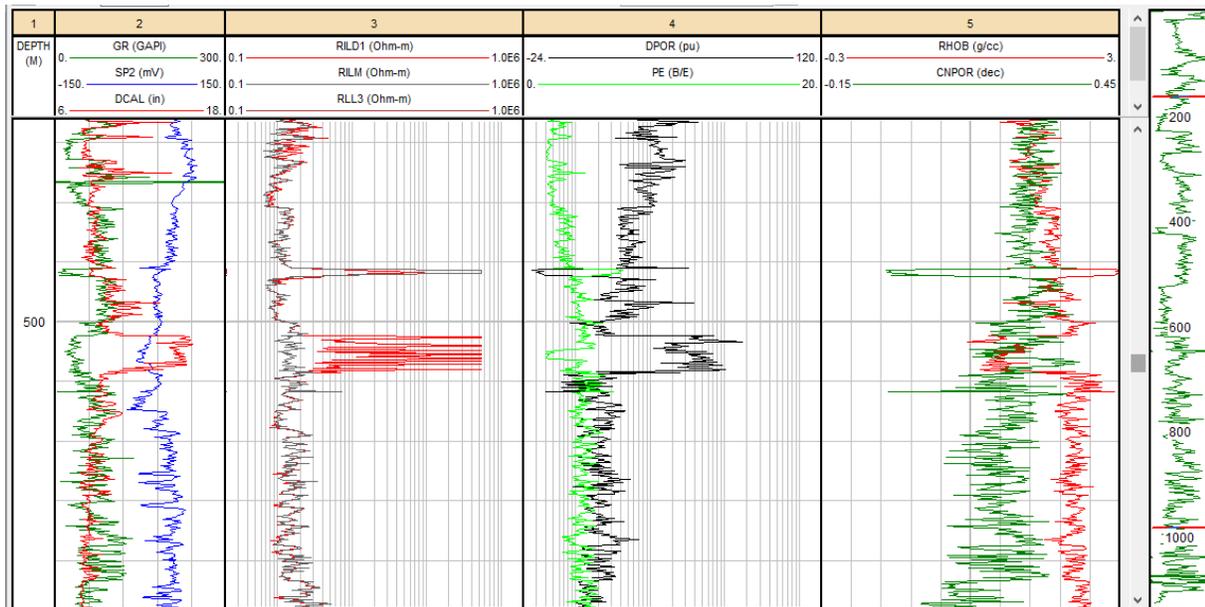


Imagen 4.5 Mediante un control de calidad el templete debe quedar ordenado y sin valores en las escalas o en las mismas curvas que no sean servibles para una óptima visualización y óptimo procesamiento de los datos.

Etapa 2

La fase dos comprende aquellos procesos que darán el resultado de las reservas.

Es esta etapa la más importante dado que aquí entran todos aquellos conceptos teóricos como resistividad del agua, saturación de agua y Gradiente de temperatura, por mencionar algunos, que serán los ápices de los resultados finales ya que si alguno de ellos esta equivoco tendremos una secuencia de errores que nos arrojarán una mala interpretación.

4.2.1 Gradiente de temperatura

Dado de conforme aumenta la profundidad aumenta la temperatura, es de vital importancia calcular el gradiente de temperatura ya que el pozo a diferentes profundidades se manifiesta de manera distinta y con temperatura distinta

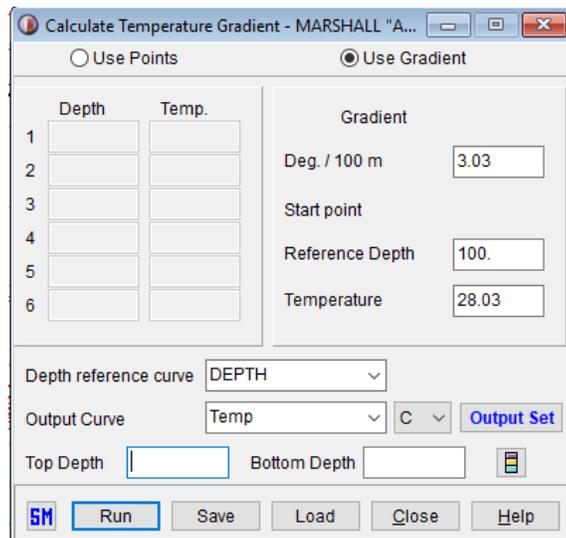


Imagen 4.6 Calculo del gradiente de temperatura

Este recuadro dice que por cada cien metros va a aumentar la temperatura 3.03 grados centígrados. Teniendo como referencia cien metros tomamos.

Y la temperatura calculada viene de la temperatura de superficie (25° C) más los 3.03 grados que incrementamos cada 100 metros.

Se debe poner la profundidad base y de cima para tener un gradiente completo en todo el pozo.

4.2.2 Determinación de bases y cimas para cada formación geológica (Zonificación)

Este paso consiste en delimitar las diferentes zonas de las formaciones geológicas presentes en el pozo. Coloquialmente a este paso se le llama zonificación.

Se puede zonificar de acuerdo a los diferentes tipos de registros que nos ayudan a diferenciar capas como rayos gamma, potencial espontáneo o neutrón, para hacer esto únicamente con registros es un proceso arduo y detallista ya que necesitamos datos de excelente calidad, es por esto que la zonificación es un proceso que debe ir de la mano con la Geología ya que es esta la que nos ayuda a entender y poder visualizar de mejor manera en que profundidad hay un cambio de litologías o un cambio en las formaciones.

Tener un estudio previo de las diferentes formaciones geológicas presentes en los pozos nos acorta el trabajo de delimitar las diferentes zonas ya sean productoras o no y así obtener un buen resultado final.

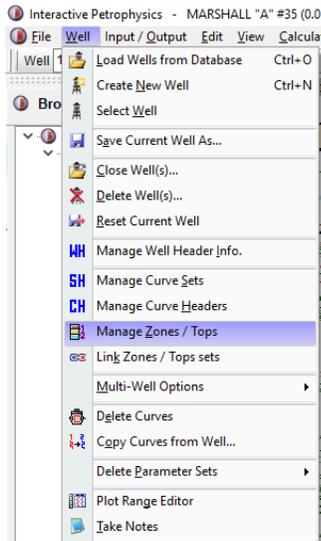


Imagen 4.7 Primer paso para delimitar las diferentes zonas presentes en el pozo de estudio

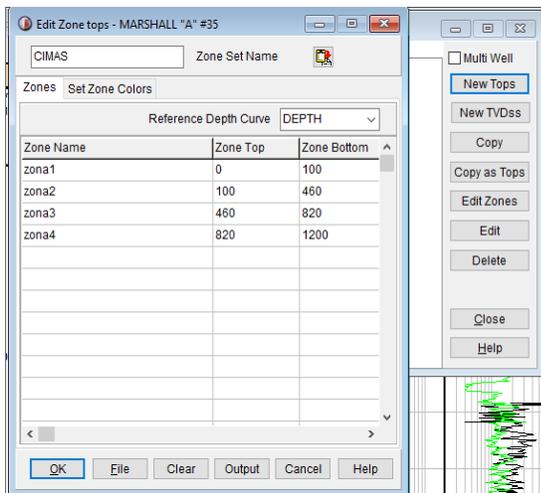


Imagen 4.8 Paso último donde se muestra cómo deben de ordenarse los datos de cimasy bases de las diferentes zonas, así como el nombre que llevará el archivo de zonificación

4.2.3 Gràfiques cruzadas para la ayuda de la definició de la matriz.

El uso de gràfiques cruzadas o también llamadas cross plots hace que el reconocimiento de la matriz dominante en cada una de las formaciones litológicas sea mas facil de conocer.

Estos cross plots estan integrados por dos variables que pueden ser: neutron-densidad, sónico-densidad, sónico-Neutròn

Y que a su vez pueden tener una tercera variable de rayos gamma que sirve como guía en un rango de valores.

Los cross-plots tienen como matrices de identificación a las areniscas, las calizas y las dolomitas. Estas matrices se reconocen mediante tres líneas.

La primer línea corresponde a las areniscas SS (valores bajos en densidad)

La segunda línea hace referencia las calizas LS (valores medios en densidad)

Y la tercer línea pertenece a las dolomitas DOL (valores bajos respecto a las dos anteriores de densidad)

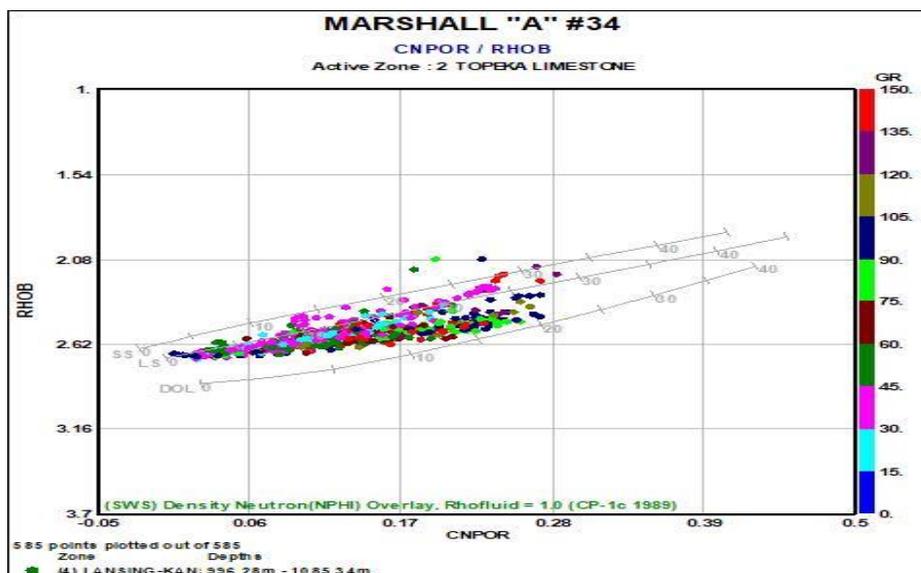


Imagen 4.9 Cross plot Neutròn-Densidad en donde se puede visualizar que la mayor población de los datos esta concentrada en la línea de las calizas, esta población corresponde a una formación con calizas predominantes.

4.2.4 Volumen de Arcilla (V_{clay} , V_{sh} , V_{cl})

En el cálculo del volumen de arcilla para cada formación es necesario hacer las correcciones pertinentes que comúnmente afectan los resultados de los registros.

Estos ajustes son simplemente delimitar las líneas de zonas sucias (línea de lutitas) y zonas limpias (línea de arenas) para cada formación.

El cálculo del volumen de arcilla se puede hacer mediante registro de rayos gamma, potencial espontáneo, resistividad o neutrón.

Para potencial espontáneo la ecuación es la siguiente:

$$V_{sh} = \frac{SP - SP_{cl}}{SP_{sh} - SP_{cl}} \quad \text{Ec.4.2}$$

Donde:

Sp = valor de lectura en el registro

SP_{cl} = valor de la línea de arenas

SP_{sh} = valor de la línea de lutitas

Para rayos gamma la ecuación queda de la siguiente manera:

$$\text{Arenas consolidadas} \quad V_{sh} = 0.33(2^{2+I_{sh}} - 1) \quad \text{Ec. 4.3}$$

$$\text{Arenas no consolidadas} \quad V_{sh} = 0.83(2^{3.7+I_{sh}} - 1) \quad \text{Ec. 4.4}$$

$$\text{Y el Índice de arcilla es: } I_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \text{Ec. 4.5}$$

GR_{log} = valor de rayos gamma del registro

GR_{min} = valor mínimo de rayos gamma

GR_{max} = valor máximo de rayos gamma

De tal modo que al calcular el valor del volumen de arcillas queda de la siguiente manera:

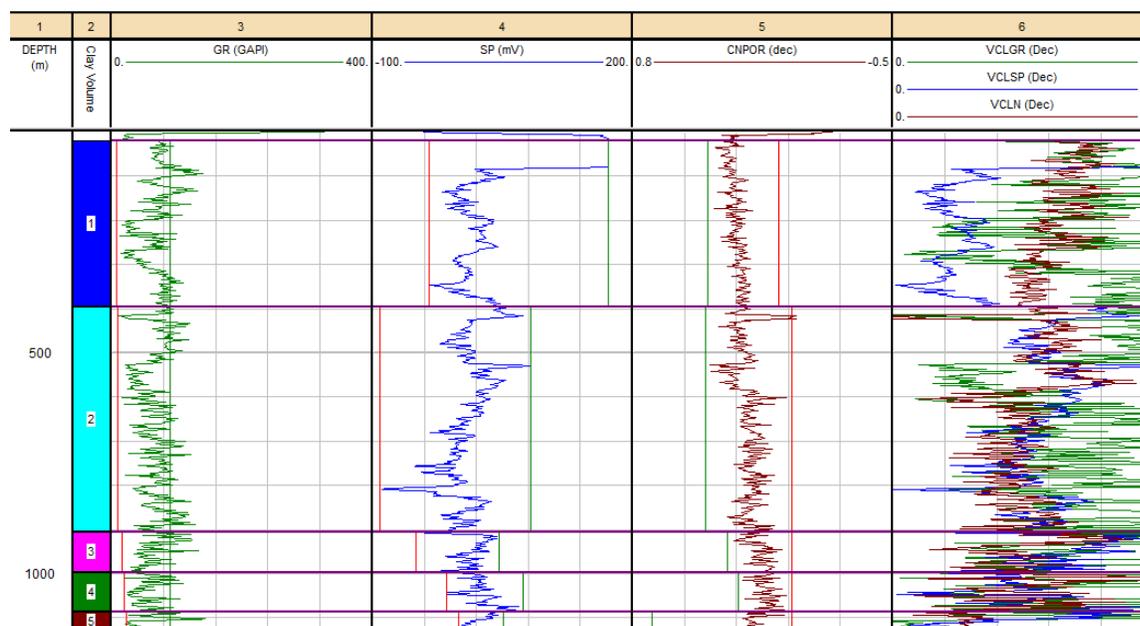


Imagen 4.10 Template donde se muestran las líneas de arenas y de lutitas para la determinación del volumen de arcilla mediante rayos gamma, potencial natural y neutrón.

4.2.5 Resistividad del agua de formación (R_w)

Como ya se vio anteriormente, el agua de formación es aquella que no ha estado en contacto con el lodo de perforación y se encuentra en la zona virgen. Este parámetro es de vital importancia para el cálculo de las saturaciones.

Para determinar esta resistividad podemos hacer uso de dos métodos:

- Ecuación
- Grafica cruzada de Pickett

La ecuación depende de la información que poseemos del pozo y sobre todo que esta ecuación solo aplica en pozos perforados con lodo base agua. La ecuación es la siguiente:

$$R_w = \frac{R_{mf}}{10^{-\left(\frac{SP}{K}\right)}} \quad \text{Ec. 4.6}$$

Donde:

Rmf = resistividad del lodo de formación, SP = potencial natural

K = constante de temperatura

Por otro lado Pickett es un cross plot que necesita de las curvas Neutrón Porosidad y de Resistividad o Inducción de tal manera que a través de los valores de cada variable se va ajustando una recta que se encuentra en función de R_w , m (exponente de cementación) y n que viene siendo el factor de saturación.

De acuerdo con la dispersión de los datos esta curva se debe ajustar de tal manera que tenga una pendiente entre los 30° y los 45° y su punto extremo izquierdo se localice en el cuarto cuadrante del cross plot.

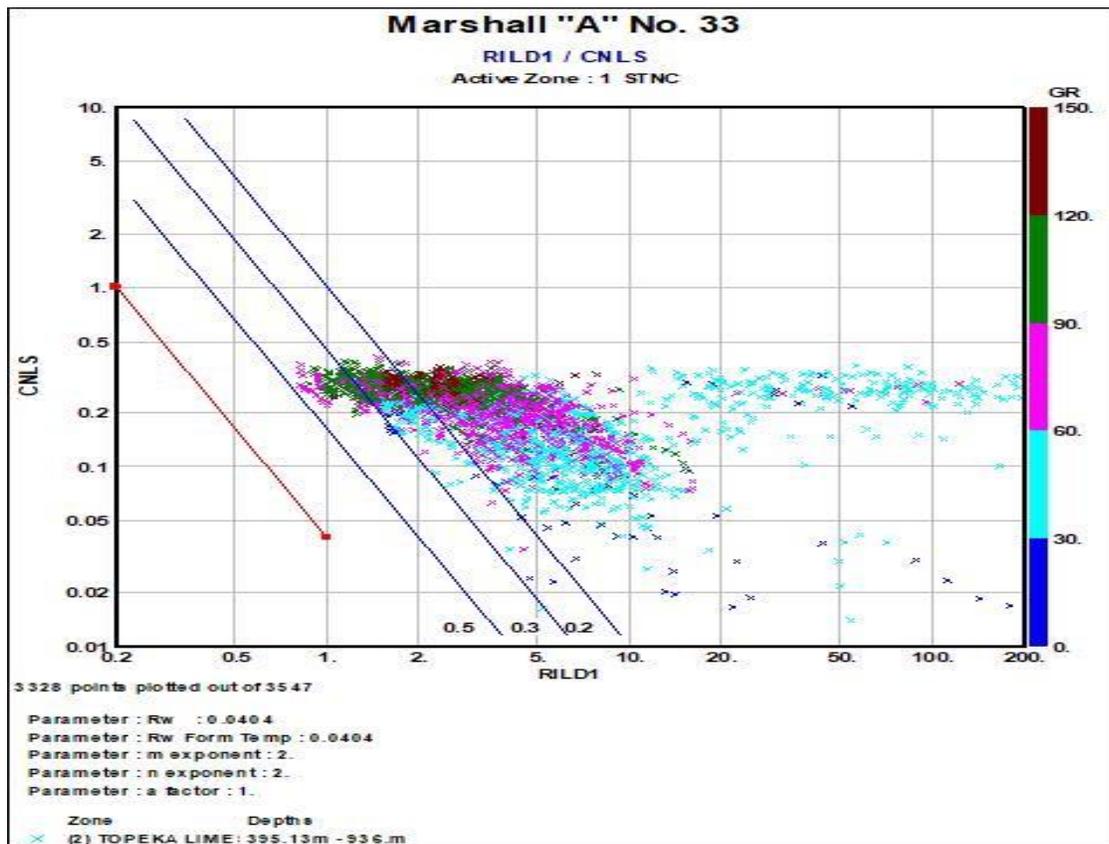


Imagen 4.11 Cross plot "Pickett"

5.2.6 Saturación de agua

La saturación de agua es un parámetro de suma importancia ya que enmarca todos los procesos que se ha hecho con anterioridad y depende en gran medida de las resistividades, esto quiere decir que a mayor resistividad menor saturación de agua tendremos y viceversa.

Por otro lado, la saturación es una determinante que va de la mano con la porosidad efectiva y total y éstas a su vez van ligadas a la interpretación. Una interpretación representada mediante zonas de paga y zonas de interés.

Para calcular la saturación de agua se usó el método de doble agua⁷, ya que este funciona bien para formaciones sucias como las que se tienen en el proyecto.

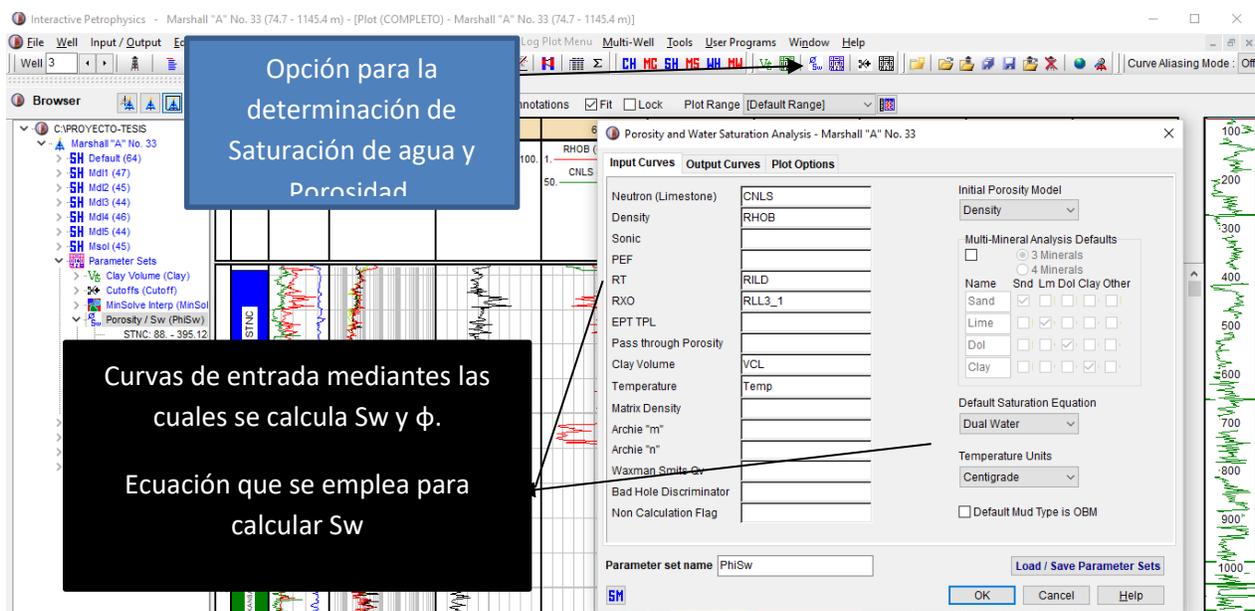


Imagen 4.12 Muestra los módulos para calcular las saturaciones y porosidades

4.2.7 Litología

Mediante el módulo de cálculo de saturación de agua y porosidades, la presentación de las litologías se muestra como anexo a lo antes calculado.

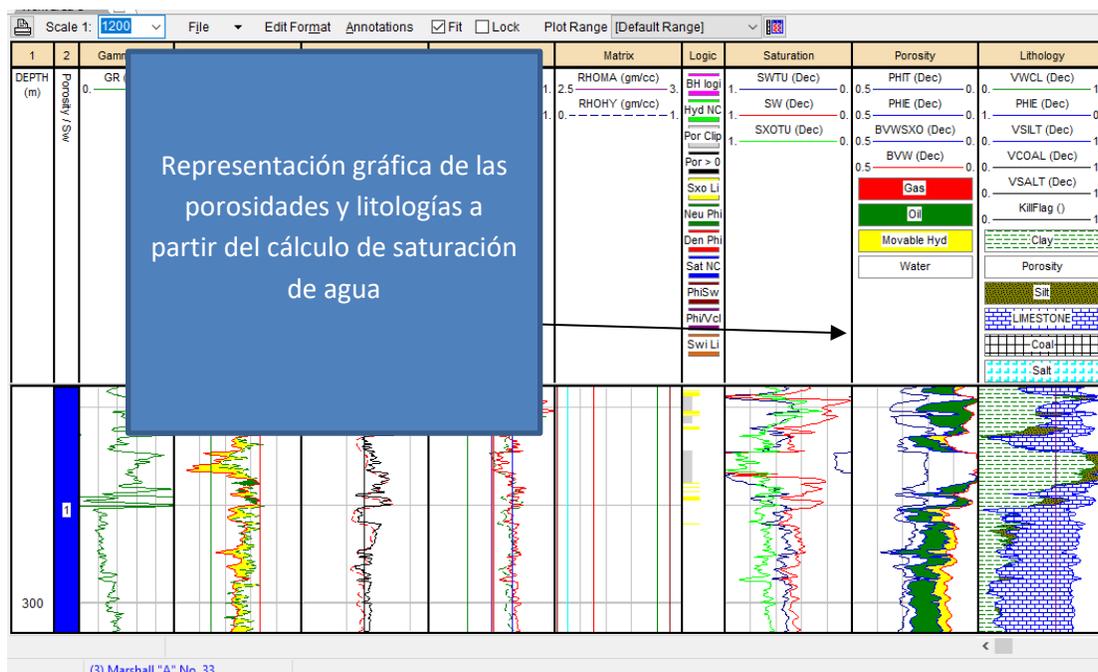


Imagen 4.13 En el penúltimo y último carril se observan las diferentes curvas de porosidades y litologías

Sin embargo hasta este paso, los resultados obtenidos no serán los presentados, solo servirán como guía para reconocer errores fatales o alguna característica que pueda llegar a faltar. La etapa confiable será la que se haga mediante “Mineral Solver” que a continuación se describirá.

ETAPA 3

Es esta etapa crucial, dado que aquí los resultados serán los que finalmente se establezcan en el trabajo. Esta etapa se debe hacer con minucioso cuidado y esmero para lograr resultados de excelente calidad.

4.3.1 Caracterización de cada modelo

Se refiere a que en esta parte se ponen aquellos parámetros que harán posible la interpretación de los resultados.

Esta caracterización conlleva la entrada y salida de curvas que es donde se requiere la curva de temperatura, la de resistividad profunda y la resistividad somera para así obtener todas aquellas importantes como las saturaciones de agua las porosidades. Por otro lado están los parámetros petrofísicos que es donde se asientan los valores para R_w , R_{mf} , el método que se usará para estimar la salutación de agua entre otros.

The screenshot shows a software interface with two main sections: 'Input Curves' and 'Output Curves'. The 'Input Curves' section includes fields for Temperature (Temp), Rt (RILD1), Rxo (RLL3), and a 'No Calculation flag'. The 'Output Curves' section lists various curves such as Phi total curve (PhiT), Phi effective curve (Phie), Volume Clay (VCL), Sw curve (Sw), Sw unlimited (Swu), Sw total (SwT), Sw total unlimited (SwTu), Sxo (Sxo), Sxo unlimited (Sxou), Sxo total (SxoT), Sxo total unlimited (SxoTu), Bulk volume water (BVW), BVW flushed zone (BVWxso), Bound water saturation (Swb), Porosity logic flag (PhiFig), 'm' from ept or m* W&S (mVar), BVW irreducible (BVWirr), Rmf equivalent (RmfEq), Rw apparent (Rwapp), Rmf apparent (Rmfapp), and Normalized Qv (Juhasz) (NormQv).

Below the interface, there are two tables. The first table is titled 'Zones / Mixings' and has columns for Zone, Rw, Temp, Rmf, bound, Temp, bound, Temp, Res, Clay, Rxo, Clay, and PhiT. The second table is also titled 'Zones / Mixings' and has columns for Zone, m, n, a, m, n, min, max, m plus, B fact, B fact, Qv, Qv 'a', Qv 'b', and Cm*.

Zone	Rw	Temp	Rmf	bound	Temp	bound	Temp	Res	Clay	Rxo	Clay	PhiT
1	0.1	60.	0.1	60.	0.1	60.	0.1	60.	1.	1.	1.	0.15
2	0.04	60.	0.1	60.	0.1	60.	0.1	60.	1.	1.	1.	0.15

Zone	m	n	a	m	n	min	max	m plus	B fact	B fact	Qv	Qv 'a'	Qv 'b'	Cm*
#	source	source	factor	exponent	exponent	m value	m value	value	Juhasz	W&S		Const	Const	
1	Param	Param	1.	2.	2.	1.5	3.	0.	1.			0.5	-3.	1.
2	Param	Param	1.	2.	2.	1.5	3.	0.	1.			0.5	-3.	1.

Imagen 4.14. Manera en que se presentan los diferentes partes de la caracterización para cada modelo

Lo que se refiere a los modelos iniciales para cada unidad de estudio a aquel modelo donde tenemos los valores conocidos de las curvas de densidad, netron porosidad, volumen de arcilla y una curva unitaria, así como los valores en densidad para cada matriz. Es apartir de aquí donde se calculan los volúmenes existentes en cada unidad de estudio.

Es importante nombrar cada modelo por cada unidad, guardarlo y salvarlo para poder hacer cualquier corrección a futuro.

Equation	Eq. Mode	Use	Confidence	Inv. Fact.	Result	VLimes	VDolo	VSand	Vclay	VwaterSw	Vwater	Salt	VGypsum	VAnhydrite
Unity	Model	✓	0.01	.8		1.	1.	1.	1.	1.	1.	1.	1.	1.
Density	Model	✓	0.02	1.0		2.71	2.85	2.65	2.3	Auto	Auto	2.04	2.35	2.98
Neutron	Model	✓	0.02	1.0		Auto	Auto	Auto	0.35	Auto	Auto	-0.03	0.54	-0.02
Linear	Model	✓	0.01	1.0		0.	0.	0.	1.	0.	0.	0.	0.	0.

Sxo equation will be automatically added Sw equation will be automatically added Enter true downhole hydrocarbon densities Auto calculate allowed
 Top Depth 30.6324 Bottom Depth 409.

Imagen 4.15 Se muestra la manera correcta de cómo hacer un modelo que servirá para la obtención de los valores de volúmenes y saturaciones

4.3.2 Pruebas de cada modelo realizado

Se deben hacer diversas pruebas donde se acomodan lo mejor posible los resultados a las curvas originales de neutrón-porosidad, densidad y volumen de arcilla para así tener el menor error posible y finalmente conjuntar todos los modelos de cada unidad para tener uno solo que sea la respuesta a todos aquellos anteriores.

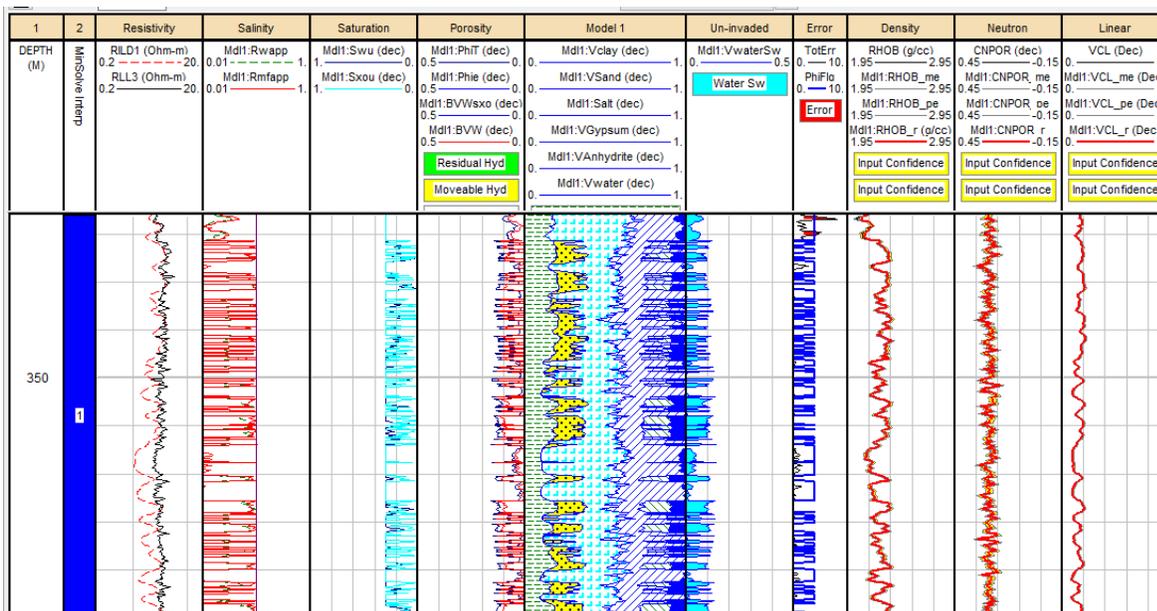


Imagen 4.16. Se muestra como finalmente obtenemos un modelo correcto para la primera unidad de estudio, donde aparecen los volúmenes de cada matriz, la cantidad de agua presente y como no se tiene ningún error en cuanto respecta a la conjunción de las curvas originales con las de salida referente al modelo nuevo.

4.3.3 Modelo Final

Finalmente se hacen las pruebas para cada unidad a estudiar y para cada pozo, en este caso el modelo final no puede hacerse mediante mineralogía compleja únicamente porque la licencia usada arrastraba errores en los valores de los volúmenes de matrices por lo que se optó por hacer una importación de datos por cada modelo y por cada pozo, los datos fueron importados en un formato .ASCII.

Mediante el uso de Excel se hizo un nuevo archivo de texto .txt donde se acomodaron los diferentes valores de cada unidad en un solo archivo de texto para cada pozo.

Gracias a esto, los datos fueron exportados nuevamente al software y solo así se pudo obtener un modelo final donde observamos cómo se presentan las diferentes matrices existentes a las diferentes profundidades y correspondientes a cada unidad litoestratigráfica.

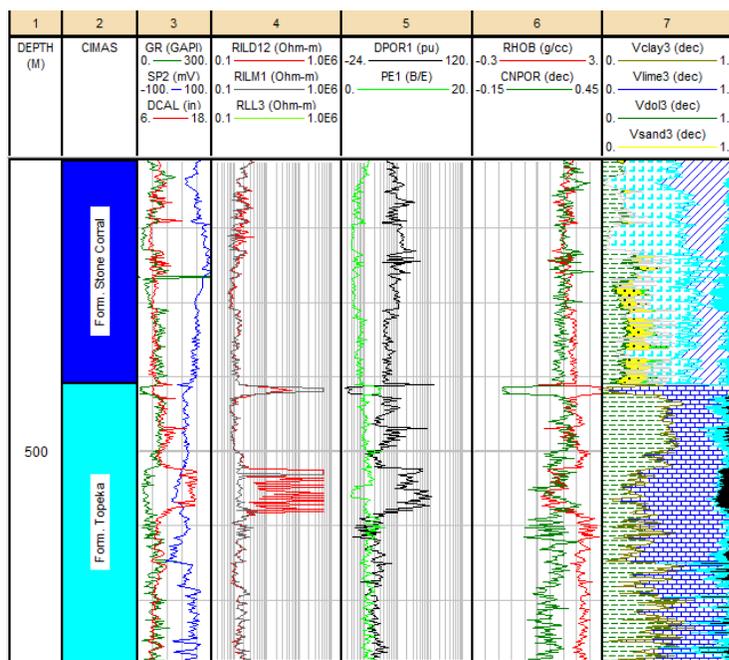


Imagen 4.17. Se puede observar como el modelo final arroja las verdaderas matrices con sus respectivos

Etapa 4

La etapa cuatro comprende los últimos pasos del proyecto los cuales forman parte ya de los resultados finales mediante los cuales se hace una interpretación puntual y calificada acerca de las zonas de reserva y las zonas de paga que se deben presentar como conclusión.

Así mismo, en esta etapa se observa si los pasos anteriores tuvieron congruencia y arrojaron resultados confiables.

4.4.1 Permeabilidad

Este parámetro está definido por una constante K que permite poder definir de qué manera los fluidos se desplazan a través de la formación; es por esto que el mencionar la permeabilidad representa una conexión entre poros y una buena relación intergranular.

La relación de permeabilidad usada es la llamada Timur en el software de interpretación

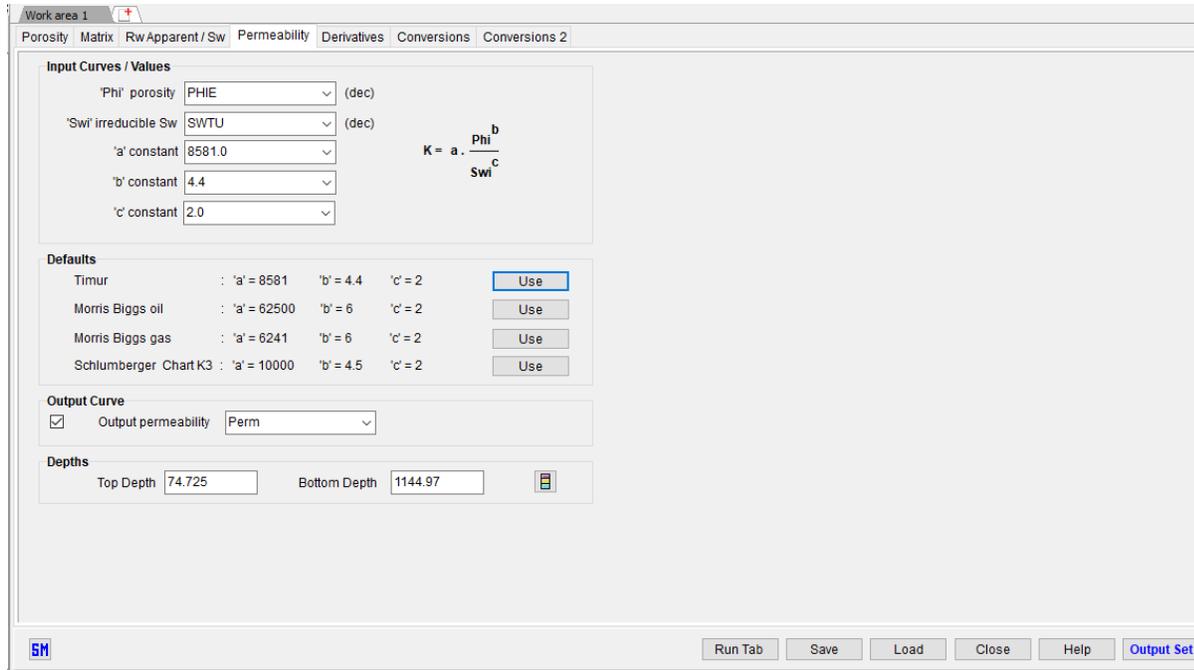


Imagen 4.14. Cálculo de la permeabilidad

4.4.2 Zonas de Paga

Las zonas de paga son aquellas que poseen un gran valor económico respecto a hidrocarburos. Estas zonas siempre van ligadas a las zonas de reserva salvo que las zonas de paga se diferencian de las otras porque es estas donde existe o hay la mayor posibilidad de perforar y contar con fluidos extraíbles de manera óptima.

Para tener perfectas zonas de paga se deben cumplir con las siguientes tres condiciones:

1. Que la zona de reserva posea una saturación de agua menor o igual al cincuenta por ciento, es decir, $SW \leq 50\%$
2. Que la zona de reserva tenga un contenido de volumen de arcilla menor al cincuenta por ciento, es decir, $V_{cl} \leq 50\%$
3. Que la porosidad efectiva de la zona de reserva sea mayor o igual al diez por ciento, es decir, $\phi_e \geq 10\%$

	Cutoff	Use	Short	Curve	Input	Cutoff	Average	Result	Output
	Name		Name	Type	Curve	Type	Method	Precision	Cum CrvH
1	Porosity	✓	Phi	Phi	PHI1	>=	Arithmetic	3	✓
2	Water Saturation	✓	Sw	Sw	SW1	<=	Arithmetic	3	✓
3	Clay Volume	✓	Vcl	Vcl	Vclay1	<=	Arithmetic	3	✓
4						>=	Arithmetic	3	
5						>=	Arithmetic	3	
6						>=	Arithmetic	3	
7						>=	Arithmetic	3	
8						>=	Arithmetic	3	
9						>=	Arithmetic	3	
10						>=	Arithmetic	3	

Imagen 4.15 Se observa la forma en que se deben llenar las opciones para así obtener zonas de paga

CAPÍTULO 5. APLICACIÓN AL CAMPO

En el presente capítulo se habla acerca de todas aquellas características y rasgos que se presentaron en el procesamiento de los datos, desde el comportamiento de cada registro presente en cada pozo hasta los parámetros petrofísicos que se usaron para poder presentar un modelo adecuado, es decir la aplicación de la metodología antes propuesta en el campo de estudio.

Esta aplicación es el alma del trabajo ya que a partir de esto y en conjunto con la interpretación de los resultados se hace la toma de decisiones respecto a un play petrolero o simplemente se toman como verosímiles cada uno de los resultados como un proyecto a futuro o simplemente como divulgación científica.

Para hacer una correcta aplicación se tiene en cuenta que detrás de la parte de los registros geofísicos de pozo (RGP) hubo una investigación acerca de la geología del lugar, hablamos de geología en términos de las formaciones geológicas que se encuentran presentes, las matrices o litologías mediante las cuales se encuentran constituidas tales formaciones como dolomita, arenisca o anhidrita; solo por mencionar algunas. De igual manera se tiene un conocimiento de la edad de estas formaciones y algunos aspectos de estructuras secundarias geológicas. Gracias a estos elementos podemos hacer una inferencia y una correlación para pensar en los resultados probables, es decir, esta investigación previa es nuestra guía para saber si la toma de decisiones va yendo por un buen camino. El conocer las litologías probablemente presentes es una ventaja considerable ya que no se entra en un método de prueba y error para determinar las matrices litológicas, hablamos de esto ya que así podría ser el flujo de trabajo con Interactive Petrophysics™ si no se conoce la litología o parte de la geología presente, siguiendo las premisas anteriores, los volúmenes de matrices tienen una mejor calidad de verosimilitud cuando tenemos un correcto cuidado en el manejo de cada registro y su correlación con la geología presente. Ya en mejores términos, hacer una interpretación profesional acerca los resultados arrojados es el objetivo primordial en la sección siguiente.

Se usará la siguiente nomenclatura para definir cada matriz y/o aspecto que esté presente en los pozos estudiados:

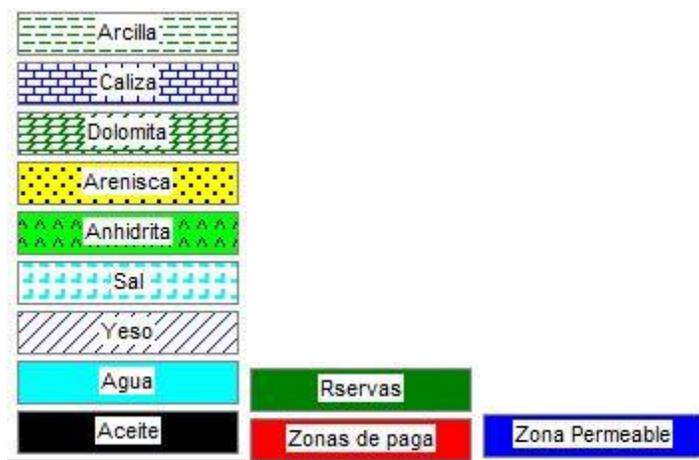


Figura 5.1. Nomenclatura que define las características presentes en los pozos estudiados

Se presentan diez zonas de estudio que se ordenaron desde el Sistema Pérmico hasta el sistema Paleozoico y que geográficamente están dispuestos de la siguiente manera:

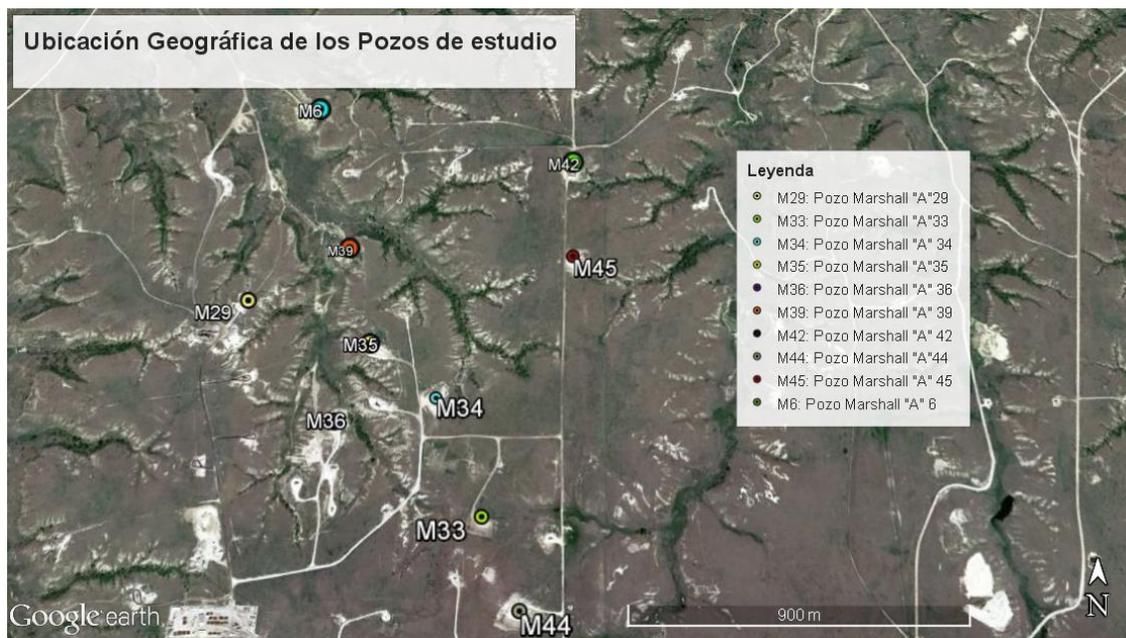


Imagen 5.2 Disposición geográfica de los pozos que se estudiaron.

5.1 Aplicaciones particulares

5.1.1 Pozo Marshall "A" 35

Formación Stone Corral (80-409 metros)

Se observan valores constantes de potencial espontaneo entre los 30 y 50 mV y solo un intervalo con valores que varían entre los 65 y 95 mV, tenemos valores de rayos gamma bajos dado a la poca acumulación de lutitas o materiales altamente radioactivos, los valores presentes se encuentran entre los 13 y 97 API. Las resistividades presentes igualmente son bajas tanto para resistividades someras, medias y profundas. Estas resistividades estas asociadas a una alta conductividad presente en la formación gracias a la presencia de sales y minerales conductivos. Por otro lado tenemos lecturas en densidad y porosidad neutrón entre 1.9 -2.7 g/cm³ y 0.2-0.3 μ p.

Finalmente se encontraron matrices volúmenes de sal intercalada con anhidrita, yeso, poca arenisca y lutitas en muy baja presencia, toda esta formación está altamente saturada en agua de hasta el cien por ciento con volúmenes volumétricos y porosidades efectivas bajas máximas de diez por ciento. (Ver imagen 5.3)

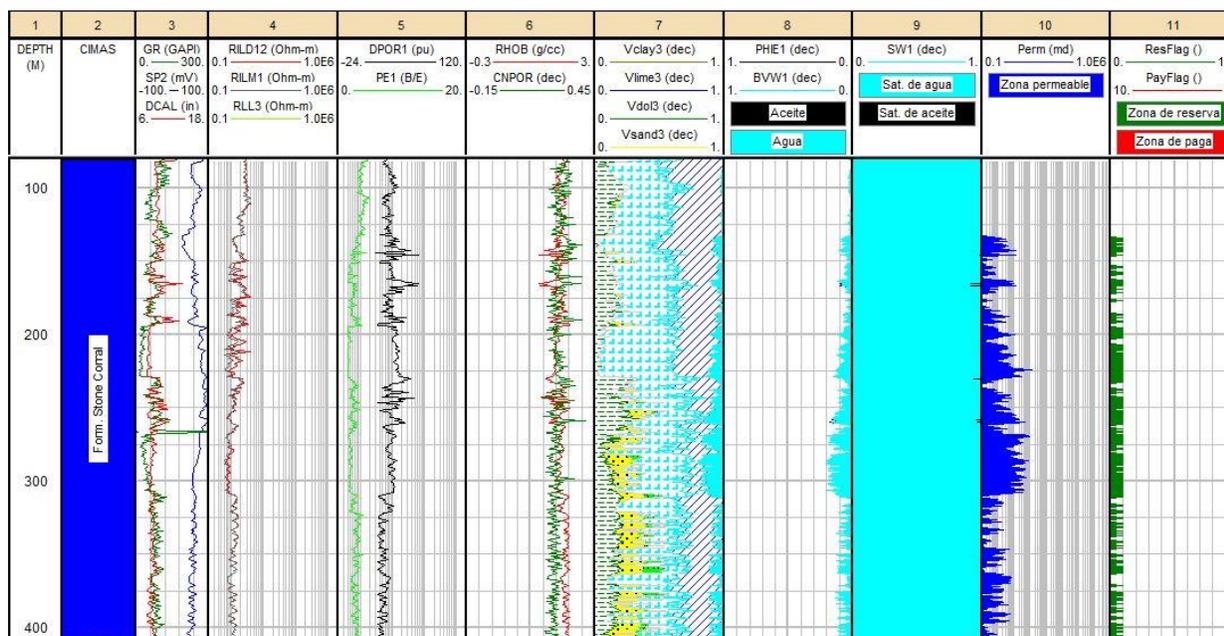


Imagen 5.3 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formación Stone Corral para el pozo Marshall "A" 35

Formación de caliza Topeka (409-930 metros)

Esta formación pertenece al grupo productor de hidrocarburos Shawnee. Encontramos valores más altos en rayos gamma ligados a un mayor contenido de arcillas, valores en PEF de 3.9 a 4.5 y densidades con porosidad variables donde podemos inferir que hay una mayor porosidad efectiva en la formación.

Es en esta formación donde encontramos presencia de aceite en un intervalo que va de los 525 a los 587 metros, aunque se siguen las porosidades efectivas relativamente bajas con valores máximos de hasta 18% las saturaciones en aceite son altas, 97-98 %, y volúmenes volumétricos de aceite contenido en la porosidad efectiva de buena calidad.

Toda la formación presentó buenas zonas de reserva, pero porosidades efectivas bastante bajas y saturaciones en agua mayores a la de aceite a excepción de la zona de hidrocarburo antes descrita. (Ver imagen 5.4)

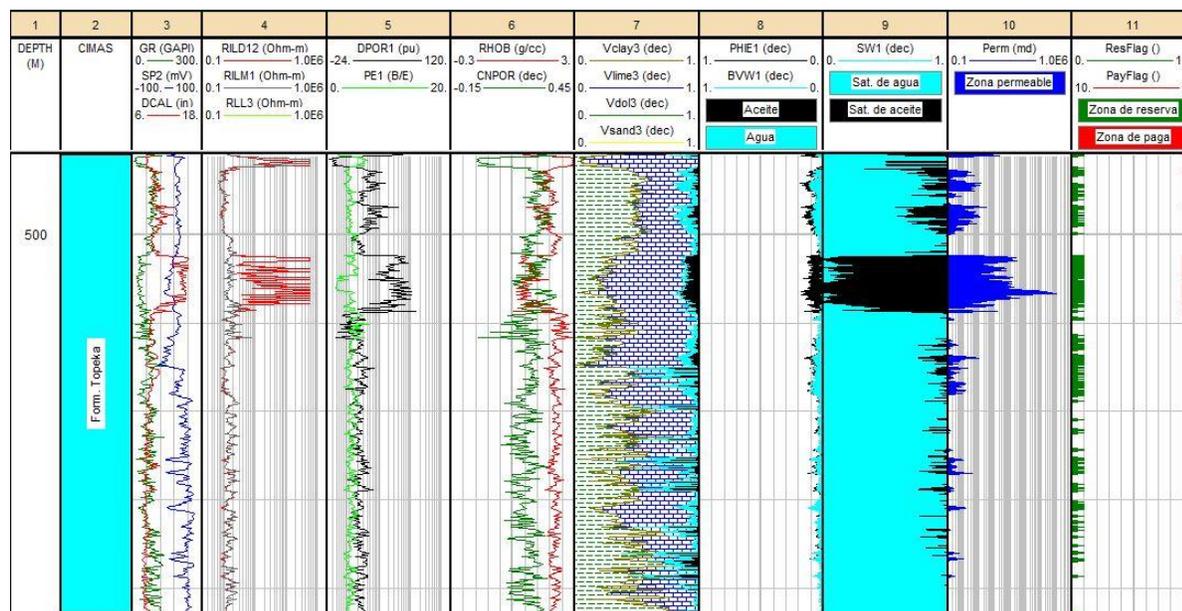


Imagen 5.4 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 35.

Miembros de lutita y caliza Heebner & Toronto (930-1010 metros)

En estos dos miembros pertenecientes aún al grupo productor Shawnee tiene una intercalación de lutitas y calizas y ya podemos comenzar encontrando algo de dolomita.

Los registros presentes arrojan datos variables en rayos gamma y potencial espontaneo que indican cambios la curva de arcillas, teniendo partes con una mayor presencia de carbonatos (dolomita y caliza), lecturas en porosidades de neutrón que no van más allá de las 0.13 unidades de porosidad, valores en PEF de 4-5 barns/electrón y densidad de 2.4 a 2.7, asociados a los carbonatos.

Las saturaciones son del 100 por ciento de agua con porosidades efectivas muy bajas conteniendo volúmenes volumétricos en agua solamente y una permeabilidad casi nula. (Ver imagen 5.5)

Grupo Lansing (1010-1084 metros)

Este grupo solo aparece en un cantidad muy mínima, presentando valores de registros relacionados a carbonatos pobres en lutitas con saturaciones altas de agua y algunas muy pocas en aceite, pero dado a que seguimos presentando una porosidad efectiva muy baja no tenemos presencia de volúmenes contenidos aquí.

Se observa que hay una mínima zona de paga, con porosidades efectivas y permeabilidades que cumplen con el criterio para zona de paga, las saturaciones son mayoritarias en agua y volúmenes de aceite mínimos contenidos en las porosidades efectivas

Por otro lado la parte de la lutita se ve perfectamente combinada con calizas y saturadas de aceite y agua, es por esto que se tiene otra pequeña zona de paga con solo una pequeña zona permeable. (Ver imagen 5.5)

Formación Arbuckle

La formación Arbuckle, es la formación productora por excelencia pero dado que la perforación llegó solamente a solo un muy mínimo fragmento de esta formación no se podrá ver la cantidad de hidrocarburo presente, solo observamos los datos de PEF altos correspondientes a las dolomitas y/o carbonatos igual que los valores en densidad, pero de igual manera seguimos con valores bajos en las porosidades, tanto en la de neutrón como en la porosidad con densidad.

Alcanzamos a tener volúmenes de aceite contenidos en la porosidad efectiva pero desgraciadamente se presenta el obstáculo de la inexistente permeabilidad y alta saturación de agua en la formación. (Ver imagen 5.5)

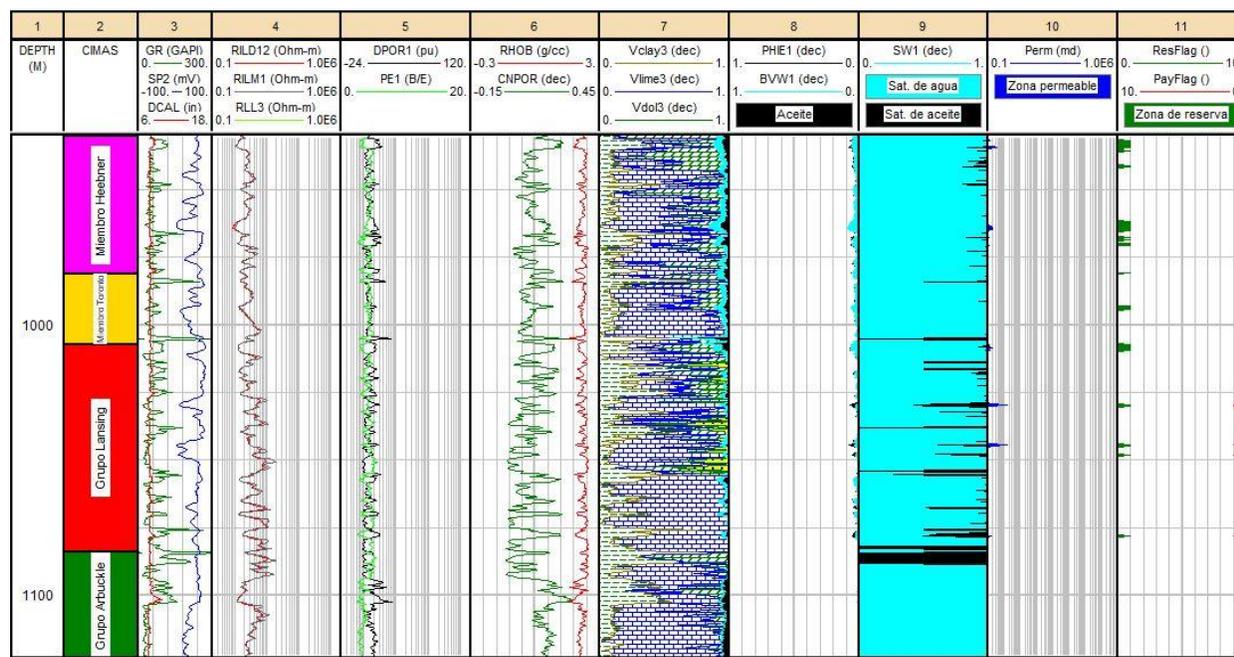


Imagen 5.5 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formaciones y Miembros restantes subsecuentes a la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 35.

5.1.2 Pozo Marshall "A" 34

Formación Stone Corral (77-412 metros)

Formación en la cual observamos que no existen cambios mediáticos en cada registro salvo el lapso que va de los 135 a los 190 metros, donde los valores de SP, Caliper y Densidad-Porosidad aumentaron y en el registro de densidad estos valores bajaron, mientras que el PEF mantuvo cambios de valores, esto lo podemos asociar a la presencia de areniscas. Las resistividades presentes igualmente son bajas tanto para resistividades someras, medias y profundas. Estas resistividades estas asociadas a una alta conductividad presente en la formación gracias a la presencia de sales y a la alta saturación de agua. Finalmente se encontraron volúmenes de matrices de sal intercalada con anhidrita, yeso, poca arenisca y lutitas en muy baja presencia, toda esta formación está altamente saturada en agua de hasta el cien por ciento con volúmenes volumétricos de agua de contenidos en las porosidades efectivas de hasta un 18 %.

De igual manera tenemos que es una formación con zonas permeables y que a su vez posee zonas numerosas zonas de reserva pero sin saturación en aceite dado que la saturación de agua es mucho mayor al 50%. (Ver imagen 5.6)

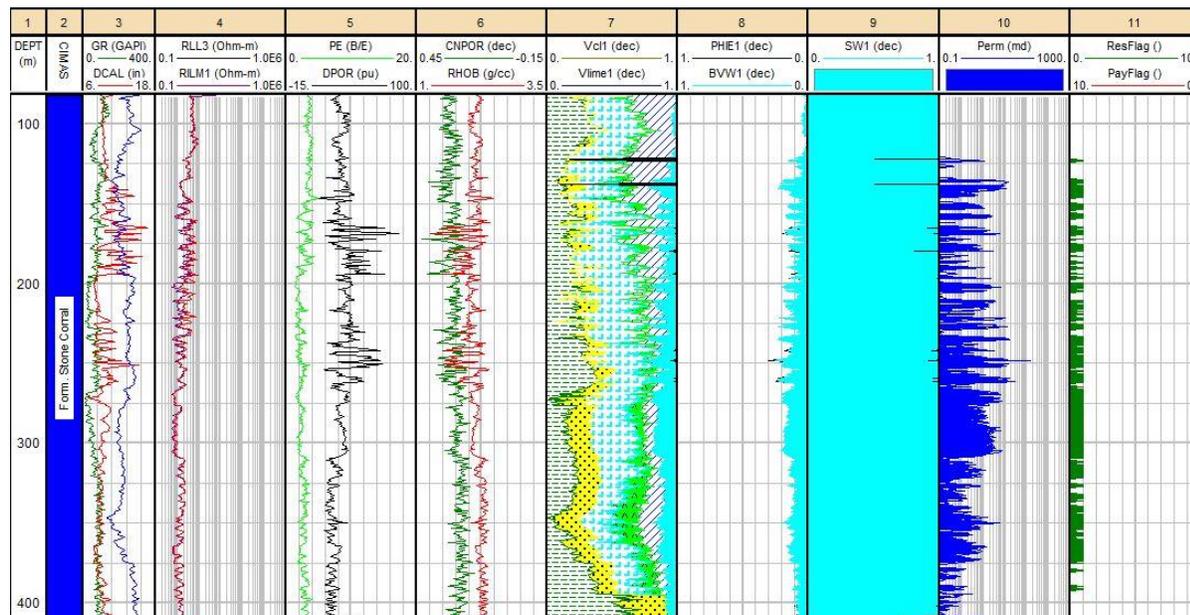


Imagen 5.6 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formación Stone Corral para el pozo Marshall "A" 34

Formación Topeka (412-904 metros)

Claramente vemos como existe ese cambio drástico de litologías, es decir, de arenas intercaladas con lutitas a calizas, esto se ve en el cambio de todos los valores en todos los registros como en rayos gamma, donde hay un decaimiento, la densidad-porosidad baja mucho mientras el PEF se incrementa así como el neutrón porosidad y la densidad aumentan dándonos a entender que entramos en una zona altamente carbonatada, salvo alguno lapsos donde las areniscas aparecen pero en muy pequeñas cantidades.

Tenemos una zona de hidrocarburo latente que se encuentra situado entre los 521 y los 583 metros de profundidad que se manifiesta con valores altos en Caliper, SP, resistividad profunda, densidad-porosidad, porosidad neutrón y una baja considerable en el registro de densidad.

La zona de hidrocarburos presenta saturaciones de aceite de hasta el 99% pero con porosidades efectivas de máximo 25% que contienen un buen y considerable volumen volumétrico de aceite no como en las otras formaciones en las que la porosidad efectiva solo contiene volúmenes de agua.

El resto de la formación son calizas con unas pocas presencias de arenas saturadas solamente en agua pero con `porosidades efectivas casi inexistentes que solo contienen agua. (Ver imagen 5.7)

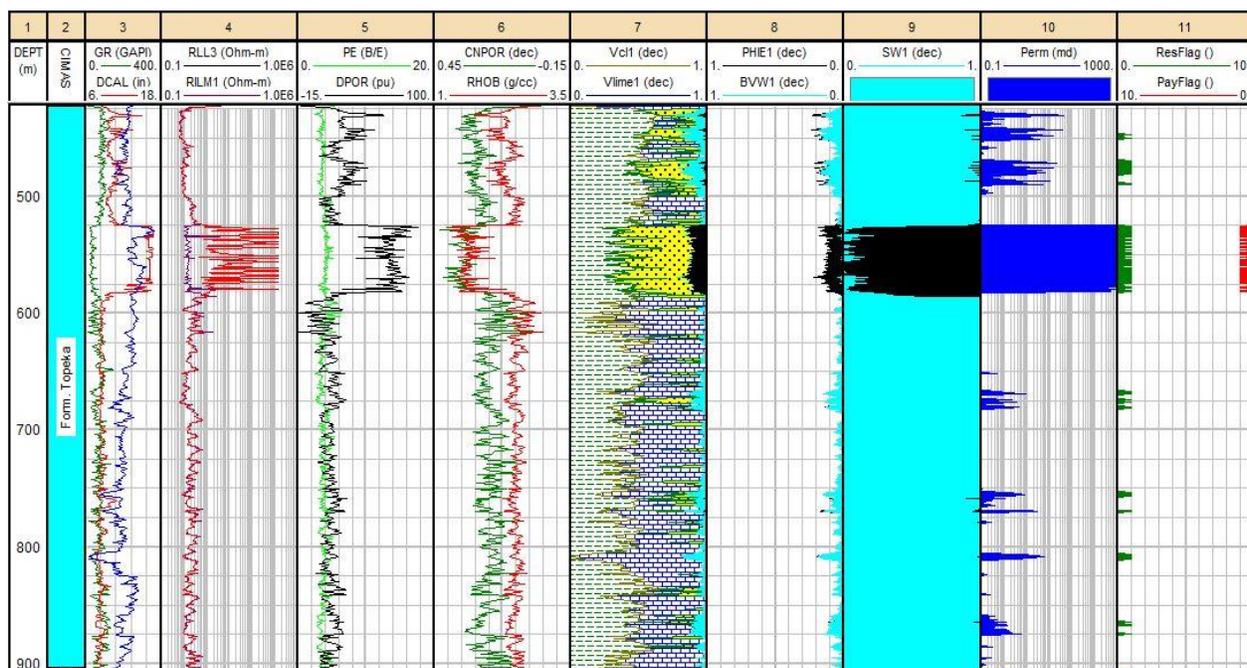


Imagen 5.7 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 34

Miembro de Lutitas Heebner (904-996 metros)

Es un miembro con presencia de lutitas considerables y consolidado de calizas intercaladas con algunos pequeños estratos de arenas saturadas al 100% en agua pero bajo porosidades efectivas demasiado bajas como para contener algún fluido, de igual manera vemos una permeabilidad que no se percibe dado a que nuestra litología es solamente de carbonatos. (Ver imagen 5.8)

Grupo Kansas City (996-1085 metros)

En este miembro observamos en algunos lapsos incrementos en rayos gamma lo que nos arroja una mayor presencia de arcillas y que estas van acompañadas con carbonatos, mayormente calizas y un poco de dolomitas que comienzan a presentarse. La lectura de registros y el procesamiento de los mismos nos arrojaron que seguimos teniendo porosidades efectivas demasiado bajas con volúmenes de aceite y agua en pequeña cantidad, así como saturaciones mayoritarias en agua del 100% y solo espacios muy breves saturados en aceite que no son accesibles para tener zonas de paga considerables. (Ver imagen 5.8)

Grupo Arbuckle (1085-1126 metros)

Los valores en los registros se mantienen casi constantes, solo bajo algunos incrementos o decrementos que influyen en la porosidad y la saturación de la formación, así como en la cantidad de lutitas presentes.

Grupo conformado por dolomitas y bajo contenido de arcillas, en donde poseemos saturaciones de agua principalmente y saturaciones en aceite de hasta un 60% pero en lapsos de profundidad muy delgados.

Existe una permeabilidad apenas visible y porosidades efectivas bajas máximas de 11%, igualmente en lapsos bastante delgados, con volúmenes volumétricos de agua y aceite apenas visibles y apenas necesarios para tener una muy pequeña zona de paga. (Ver imagen 5.8)

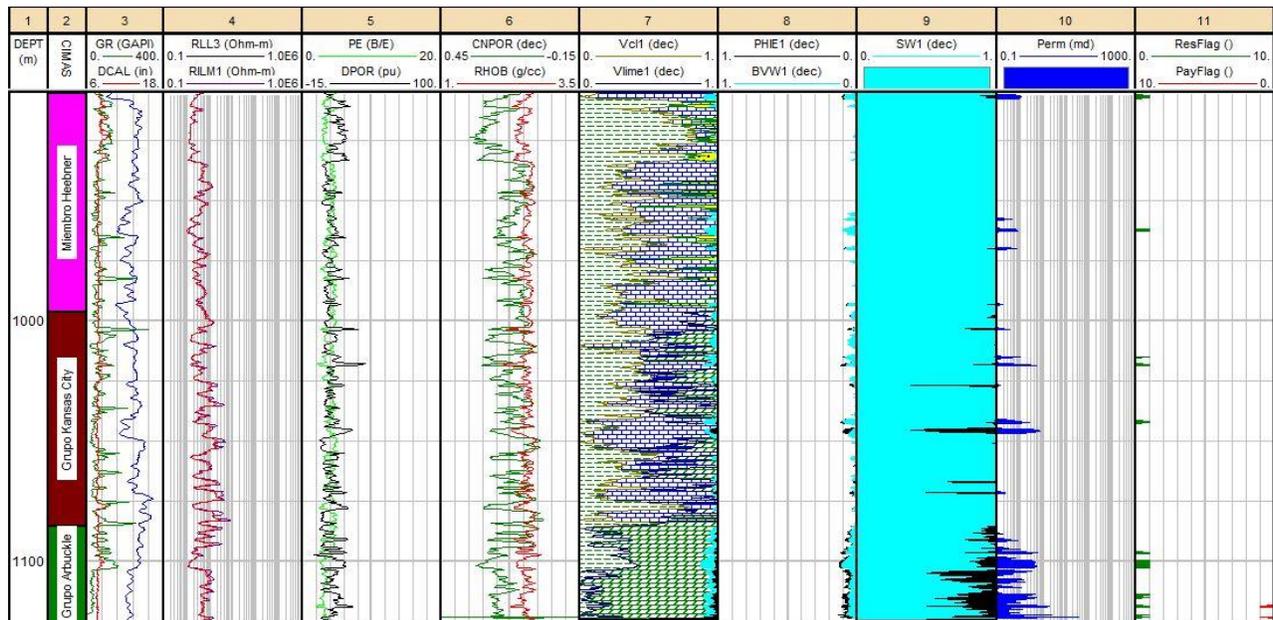


Imagen 5.8 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formaciones y Miembros restantes subsecuentes a la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 34.

Pozo Marshall "A" 36

Formación Stone Corral (82-392 metros)

El registro de rayos gamma nos da un buen indicio de la presencia de lutitas que presenta la formación ya que al indicio estos valores son demasiado bajos y por consiguiente tenemos arenas limpias con intercalaciones de sal, yeso, areniscas y anhídrita en menor medida.

Las porosidades de neutrón y densidad se ligan tanto a las matrices de roca como a las porosidades efectivas y saturaciones. El registro resistivo es constante dado a que no hay cambios repentinos en las matrices en los móviles que contienen estas matrices rocosas.

Se tienen saturaciones al 100% en agua con porosidades efectivas de hasta 22% que contienen solamente volúmenes volumétricos de agua.

Estas saturaciones solamente en agua las relacionamos a la resistividad de la formación que fue de $0.1 \Omega \cdot m$ dado que se poseen minerales altamente conductivos con la presencia de la sal. (Ver imagen 5.9)

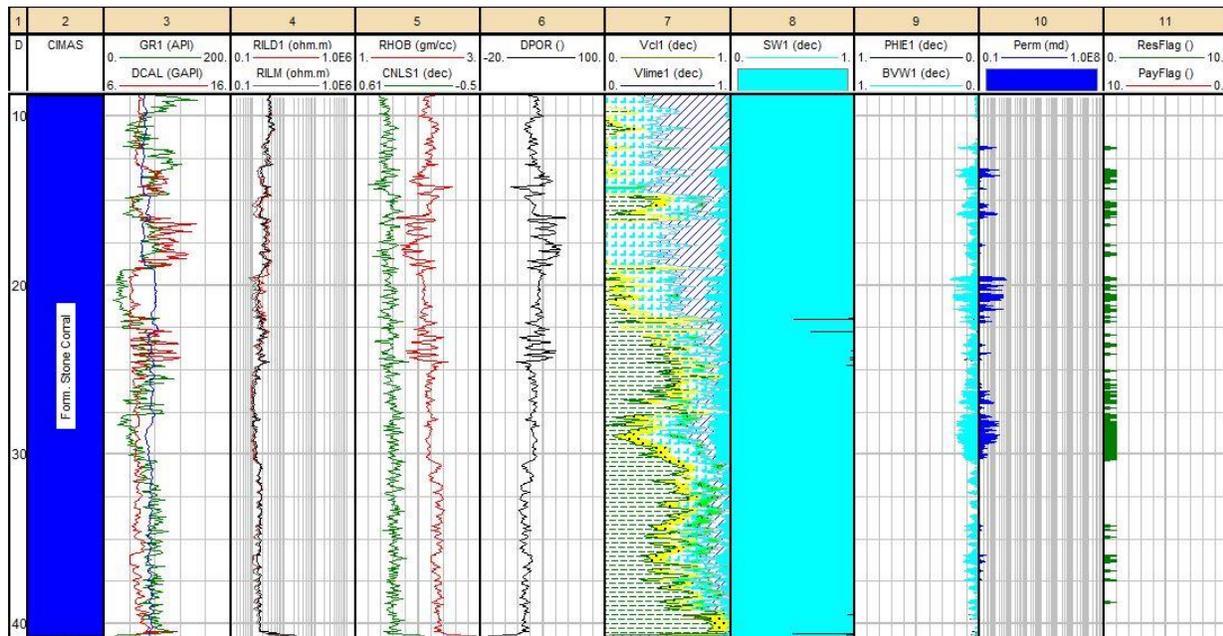


Imagen 5.9 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Stone Corral para el pozo Marshall "A" 36

Formación Topeka (392-926 metros)

Volvemos a ver claramente el en cambio en la litología gracias a las lecturas arrojadas por los diversos registros.

Aquí ya hay presencia de una mayor cantidad de arcillas, es decir, hay una zona sucia, las lecturas de porosidad y densidad siguen la misma tendencia de valores salvo la nueva zona de hidrocarburos que está en los 516 y los 583 metros de profundidad, donde se ve un alza significativa en los valores de resistividad profunda, caliper, porosidad-densidad y una baja en el registro de densidad.

En esta zona existen saturación en aceite de hasta el 99% con porosidades efectivas del 18% en promedio y estas teniendo volúmenes solamente de aceite.

Fuera de esta zona rica en hidrocarburos seguimos con la presencia de zonas sucias en contacto con calizas y algunas areniscas, las porosidades son bastante bajas sin volúmenes contenidos de ningún tipo pero saturaciones de agua del 100%. (Ver imagen 5.10)

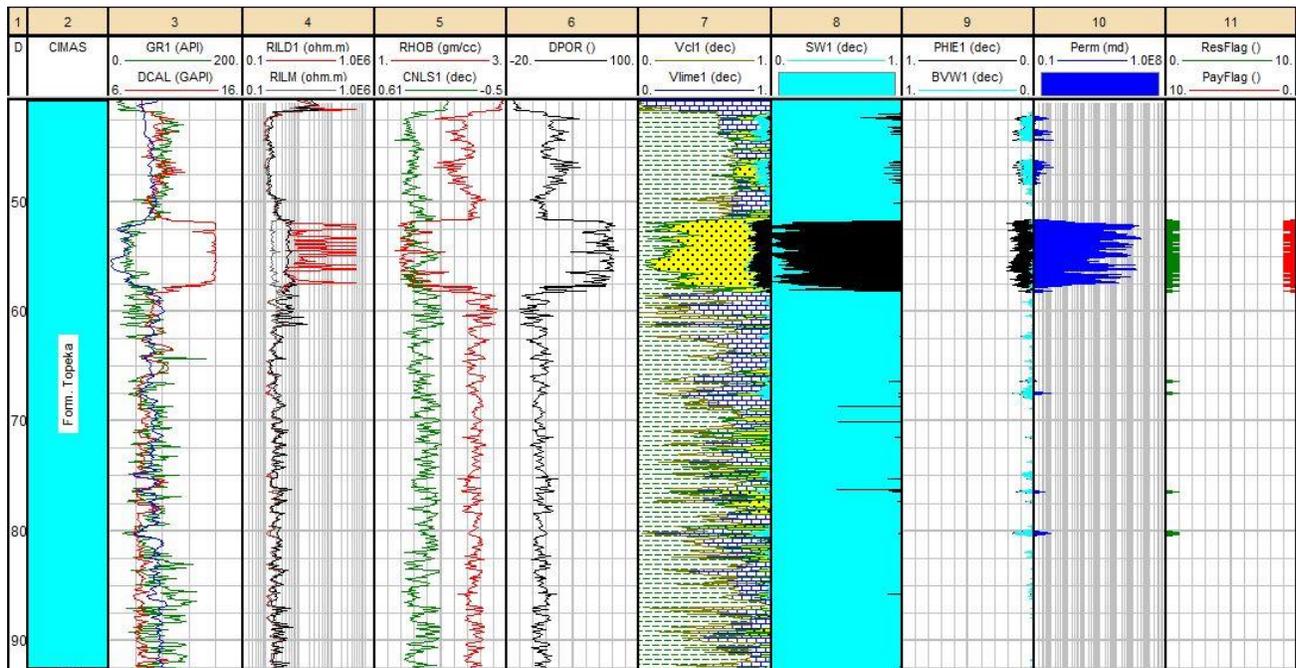


Imagen 5.10 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 36

Grupo Lansing (926-1014 metros)

Se tiene un grupo litológico más limpio que el anterior pero que en su mayoría se concentra de areniscas y pocas calizas, las lecturas de las porosidades van de las 3 a las 13 μp y densidades del 2.5 al 2.6 g/cm^3 .

Solo muy poco espesores poseen porosidades cerca de las 10 o 13 μp , la mayoría tiene valores bajos.

Los volúmenes de agua son casi inexistentes dadas las malas porosidades efectivas, (Ver imagen 5.11)

Grupos Simpson & Arbuckle (1014-1122 metros)

Por el registro de rayos gamma se sabe que hay cierta intermitencia de zonas de lutitas que están intercaladas con areniscas y dolomitas pertenecientes al grupo Arbuckle, las porosidades son un poco mayores respecto a la formación anterior con un máximo de 16 μp y en mayores cantidades.

Se siguen teniendo matrices mayoritarias de areniscas solo que en este grupo se comienza a tener contacto con dolomitas y a su vez saturaciones en aceite con un 98% y de agua del 100%. Aunque las saturaciones de aceite son variadas se sigue con el problema de las porosidades efectivas demasiado bajas que no contienen ningún fluido, salvo una muy pequeña zona.

(Ver imagen 5.11)

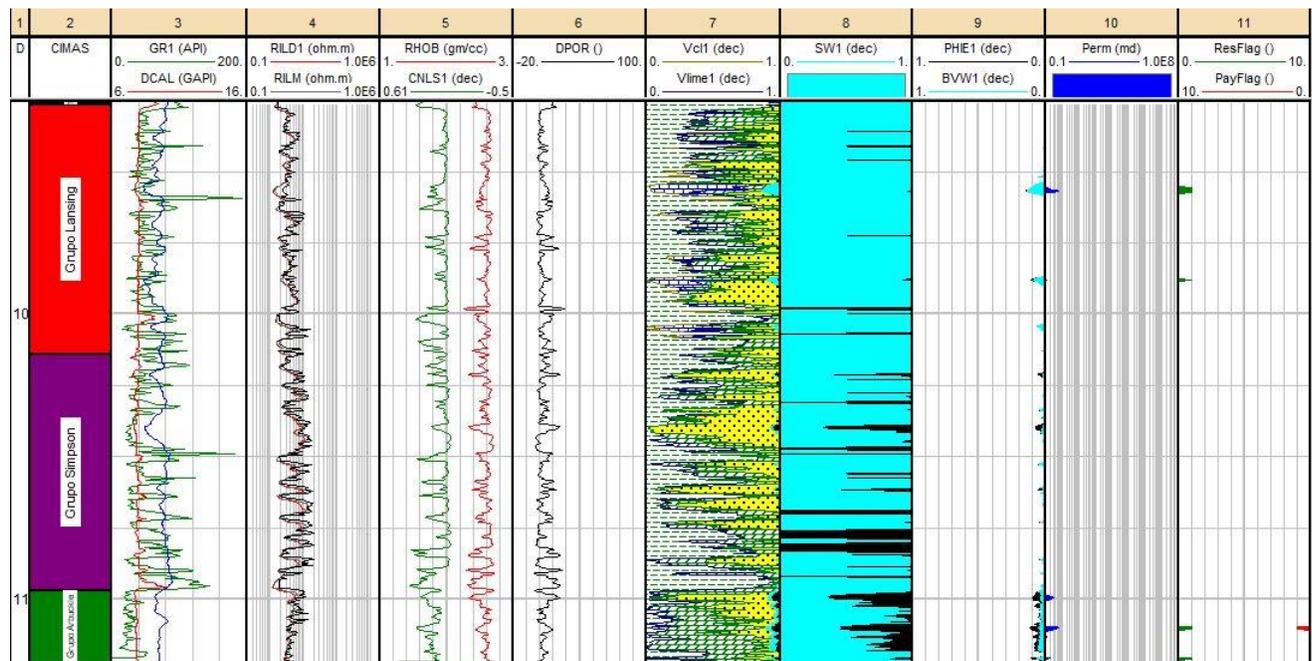


Imagen 5.11 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formaciones y Miembros restantes subsiguientes a la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 36.

4.1.4 Pozo Marshall "A" 33

Formación Stone Corral (88-395 metros)

Las lecturas en algunos registros solo marcan cambios ligeramente abruptos en una profundidad que de los 150 a los 190 metros, estos cambios se observan en el registro caliper, neutrón-densidad y densidad, Así mismo se tiene una pequeña zona saturada al 80% como máximo de aceite pero que no puede aplicar como zona de paga dado que esta formación tiene gran contenido de arcillas (mucho mayor al 50%) y porosidades efectivas menores al 10%.

Por otro lado, esta formación tiene una buena permeabilidad, esta permeabilidad la podemos ligar a la presencia de las areniscas. Esta formación aparte de areniscas también posee yeso, sal y anhidrita en menor cantidad.

Es una formación que bastante arcillosa en su mayoría, salvo pequeños lapsos, y que se encuentra saturada mayoritariamente por agua al 100%, porosidades efectivas entre 1-20% pero que solo guardan volúmenes volumétricos de agua.

(Ver imagen 5.12)

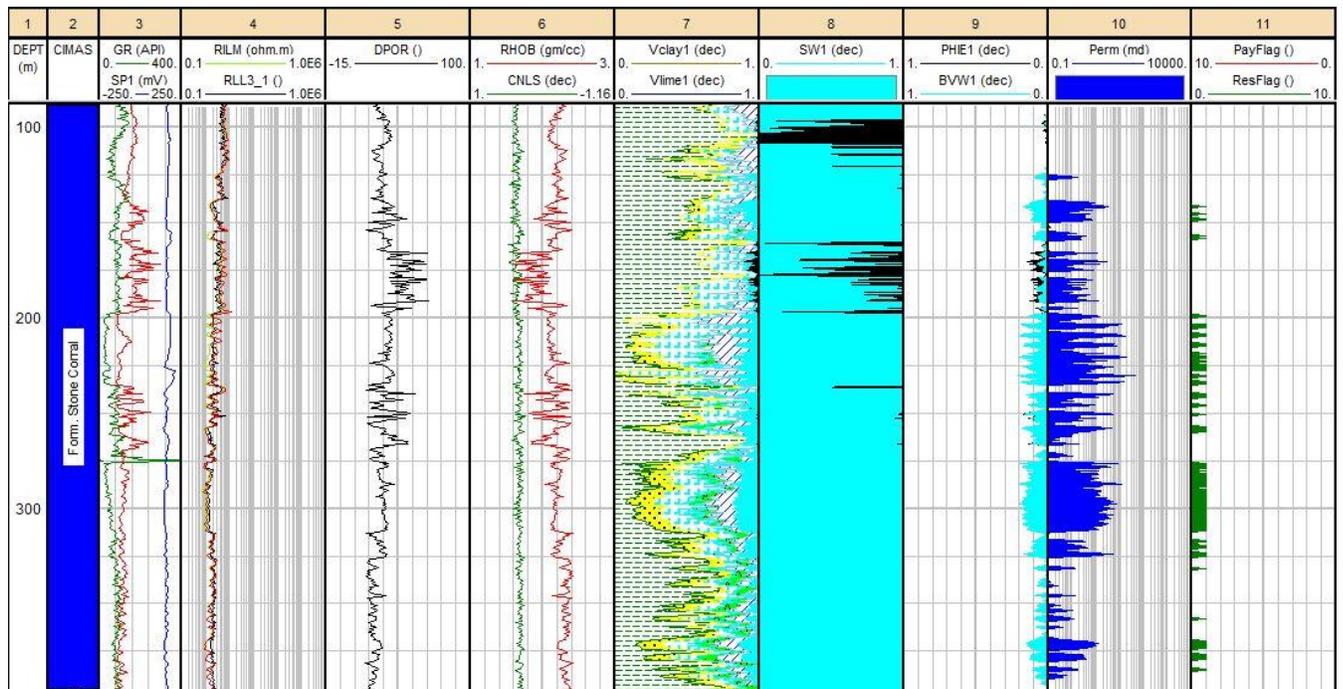


Imagen 5.12 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Stone Corral para el pozo Marshall "A" 33

Formación Topeka (395-936 metros)

Para este pozo la formación se manifiesta con mucha presencia de lutitas y cambios drásticos en el registro caliper, en el resistivo profundo aumentando la resistividad hasta 100000 $\Omega \cdot m$, en el de densidad-porosidad aumentando casi en 0.85 μp , el registro de densidad decayó casi a la unidad y el volumen de lutitas bajò para dar lugar a la zona saturada hasta en 100% de hidrocarburo como máximo y como mínimo de 20%. Esta zona al estar bien saturada en aceite, igualmente posee una buena porosidad efectiva, 10-18%, que basta para poseer volúmenes volumétricos exclusivos en aceite. Dadas estas circunstancias se tiene una zona de paga y reserva que va de los 530 a los 580 metros de profundidad.

Fuera de la zona saturada en aceite, las matrices prominentes son exclusivamente carbonatos con intercalaciones de areniscas; y una saturación al 100% de agua bajo porosidades efectivas casi nulas salvo muy pequeños espesores en los que solo tenemos volúmenes de agua. (Ver imagen 5.13)

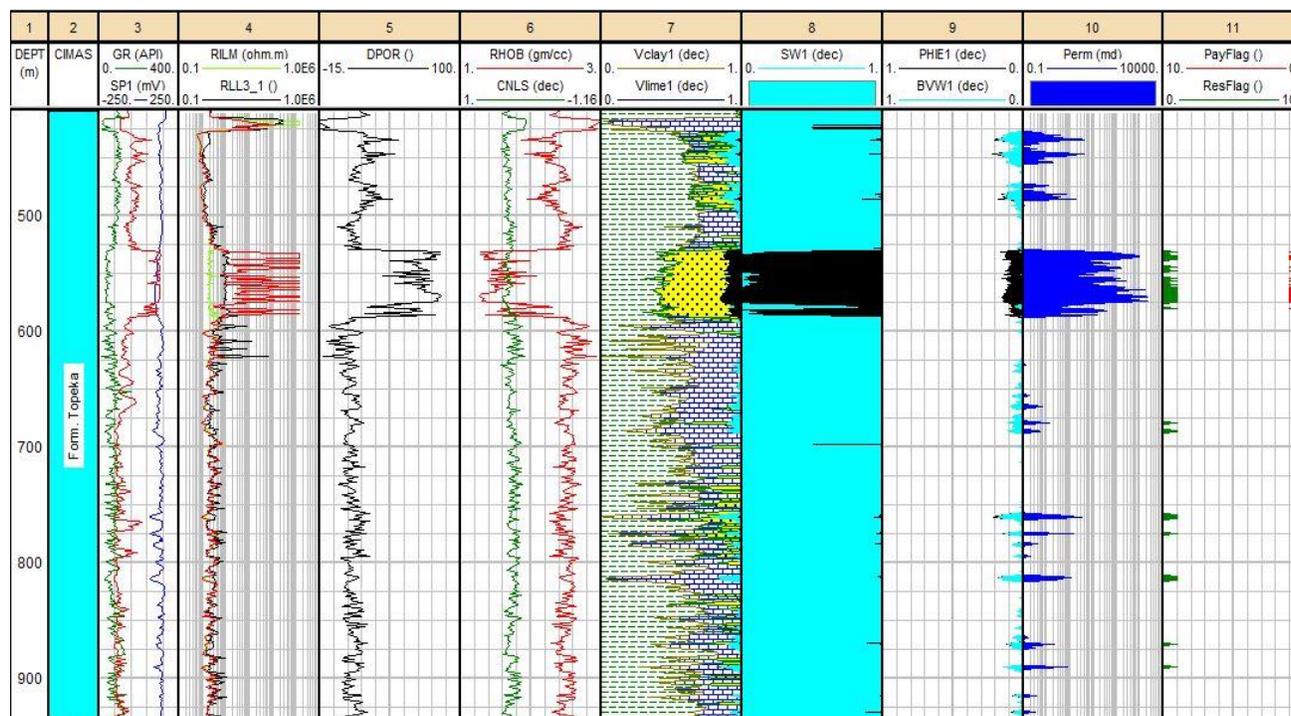


Imagen 5.13 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 33

Miembro de Calizas Toronto (936-1006 metros)

Este miembro está perfectamente comprendido por carbonatos como las calizas y comenzamos a ver muy pequeños estratos de dolomita delimitados como una zona con bajo contenido de lutitas en comparación con las demás.

Hay saturaciones en aceite pero en cantidades mínimas, la saturación en aceite no es viable dado que al problema de cuasi nula porosidad efectiva y que por consecuencia no podemos encontrar ningún volumen volumétrico, ya sea agua o aceite, aunado a esto, la permeabilidad es casi inexistente.

Las lecturas en los registros no arrojan cambios drásticos, solamente algunas crestas en rayos gamma, densidad-porosidad y densidad que se asocian a los cambios en el volumen de arcillas o de litologías entre carbonatos. (Ver imagen 5.14)

Grupo Lansing (1006-1109 metros)

Este grupo cuenta con una presencia alta de areniscas y estratos de dolomitas con algunas partes de caliza que a su vez están en contacto con una intermitente secuencia de arcillas, es decir, zonas muy sucias y zonas limpias, por otro lado este grupo está saturado por agua y aceite pero bajo el problema de la escasa porosidad efectiva y la muy mala permeabilidad; salvo un espesor de 60 cm aproximadamente que llegó a tener un volumen volumétrico de aceite bajo. (Ver imagen 5.14)

Grupo Arbuckle (1109-1145 metros)

El grupo Arbuckle es apenas apreciable en este pozo dado que la profundidad no es tanta, pero se alcanza a observar que la dolomitización es total para este grupo ya que solo existen areniscas en pequeñas cantidades junto con la dolomita. Tenemos una formación cuasi limpia dado que las lutitas son casi inexistentes comprando con las demás este grupo. La porosidad comenzó a aumentar junto con la saturación que es casi mitad y mitad el agua con el aceite, sin embargo las porosidades efectivas siguen siendo bajas no mayores al 12% dando como resultado una pequeña zona de paga de aproximadamente 4 metros de espesor. (Ver imagen 5.14)

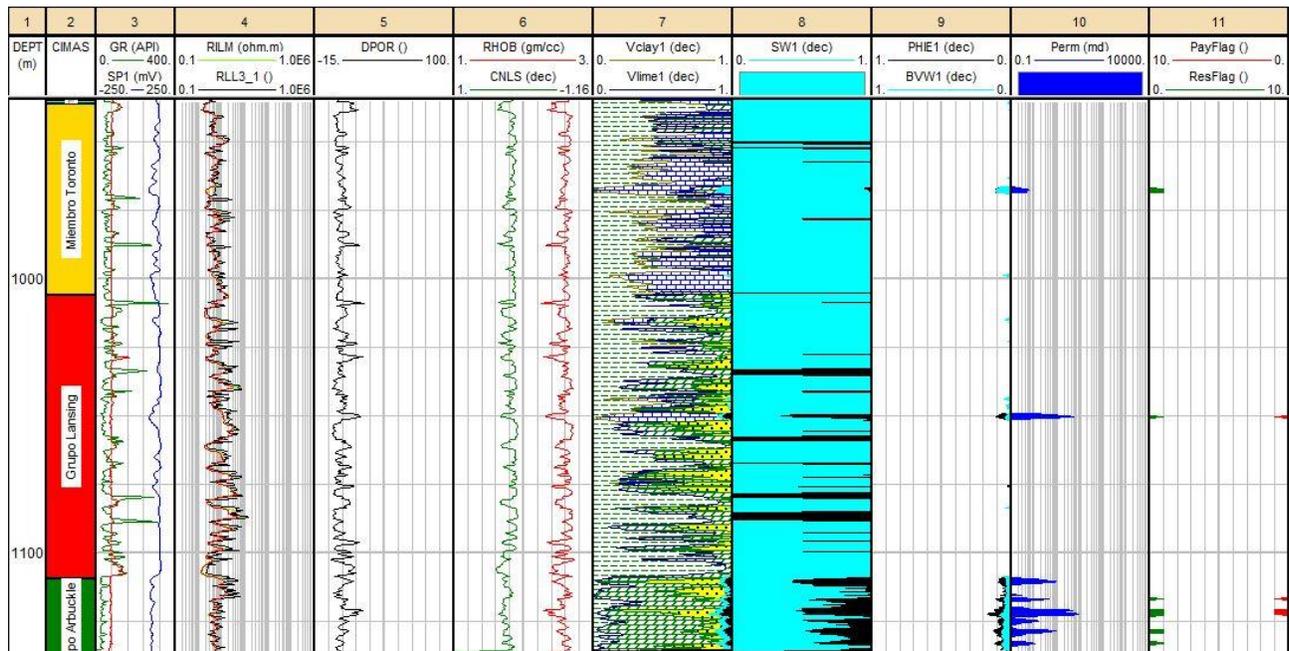


Imagen 5.14 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formaciones y Miembros restantes subsecuentes a la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 33

5.1.5 Pozo Marshall "A" 42

Formación Stone Corral (84-381 metros)

Esta formación está fuertemente ligada a la presencia de arcillas en grandes espesores, es decir que tenemos una formación sucia con volúmenes de matrices mayoritarios de yeso y sal y minoritarios de areniscas y anhidrita.

Las lecturas de registros solo mantienen cambios en las profundidades de los 160-197 metros donde se aprecia la presencia de saturaciones en aceite, pero con volúmenes volumétricos nulos derivados de las porosidades efectivas extremadamente bajas. Fuera de este rango de espesores solo se encuentran saturaciones al 100% de agua, volúmenes exclusivos en agua y porosidades efectivas apreciables. (Ver imagen 5.15)

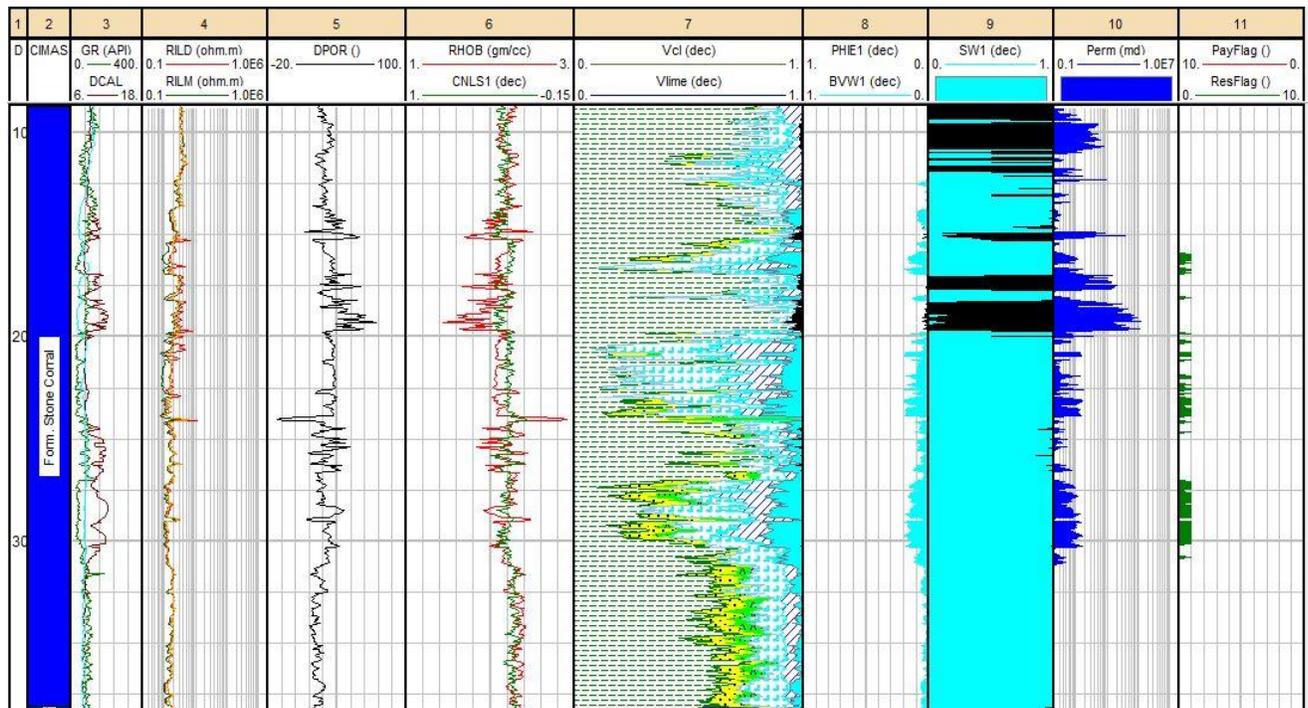


Imagen 5.15 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Stone Corral para el pozo Marshall "A" 42

Formación Topeka (381-905 metros)

La formación Topeka está bien delimitada por el cambio abrupto en las arcillas dado por lecturas apreciables en casi todos los registros.

Para este pozo tenemos que es una formación con gran cantidad de arcillas y matriz exclusiva de carbonatos (calizas).

Se tiene saturaciones de agua del 100% pero con porosidades efectivas muy bajas que apenas concentran volúmenes volumétricos de agua

Esta formación cuenta con una zona de acumulación de aceite fuertemente saturada, esta saturación de aceite va del 98% al 99% bajo buenas porosidades efectivas que se encuentran en un rango del 10% al 20%, es decir, posee buenos volúmenes de aceite pero al ver que las resistividades profundas no son constantes en la alta magnitud de medición y que justo donde se encuentra el aceite también tenemos volúmenes de arcillas mayores al 50% por lo que las zonas de paga decaen considerablemente.

La permeabilidad para esta zona de aceite es buena. En todo este grupo se tienen calizas arcillosas (Ver imagen 5.16)

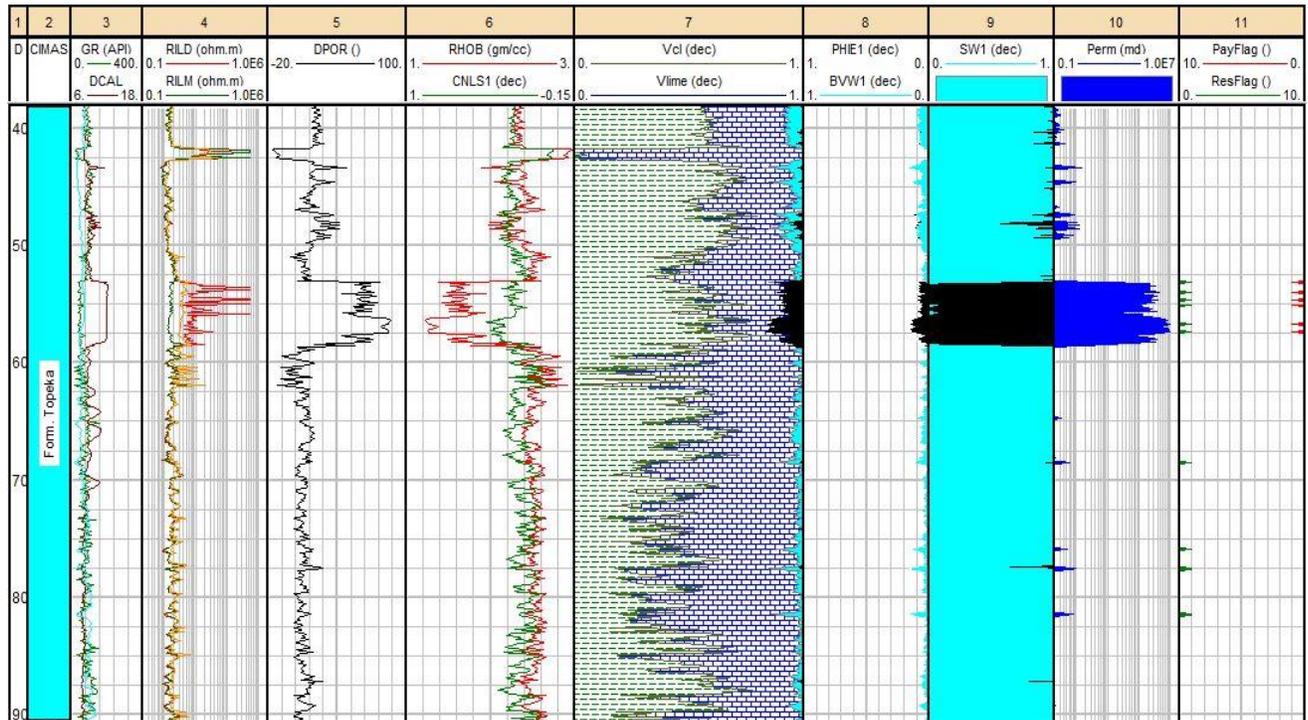


Imagen 5.16 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 42

Grupo Kansas City (905-1053 metros)

En grupo Kansas city se puede distinguir claramente por otro cambio en la disposición volumétrica de las arcillas ya que es una zona más limpia que las anteriores y ésta se presenta con una matriz de carbonatos intercalados con estratos medianos de areniscas.

Todo este grupo no contiene ningún tipo de hidrocarburos solamente saturaciones totales en agua con porosidades efectivas nulas y zonas permeables inexistentes. (Ver imagen 5.17)

Grupo Arbuckle (1053-1142 metros)

El grupo Arbuckle se presenta como lapsos de dolomitas arcillosas y dolomitas limpias, saturadas en agua mayormente salvo algunos lapsos que contienen aceite pero sin llegar a tener zonas de paga gracias al problema que se viene arrastrando de la baja porosidad efectiva. (Ver imagen 5.17)

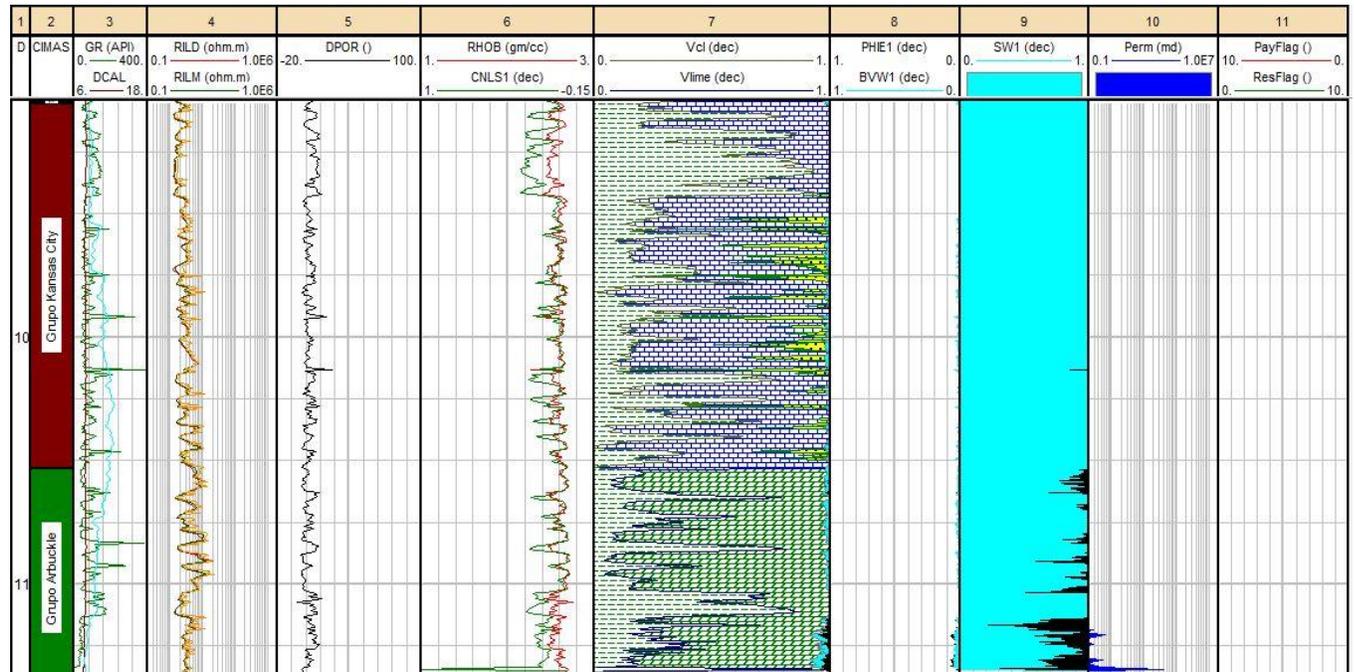


Imagen 5.17 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formaciones y Miembros restantes subsiguientes a la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 42

5.1.6 Pozo Marshall "A" 44

Formación Stone Corral (81-407 metros)

Formación bastante peculiar donde encontramos espesores característicos, como los que van de los 150-190 metros y 237-257 metros de profundidad, se dicen característicos porque solo en este pozo se observa que hay incremento constante de valores (en las profundidades antes mencionadas) para los registros de caliper, densidad-porosidad, neutrón-porosidad y densidad y las resistividades profundas están por encima, solo un poco, de las medianas y someras. Todo esto arrojó que hay presencia de arcillas pero existe una saturación considerable, casi 50-50 por ciento en las saturaciones, las porosidades efectivas máximas son del 17% y con volúmenes volumétricos en aceite buenos. Dado que las resistividades profundas no son tan altas, los volúmenes de arcillas van más del 50% y las porosidades efectivas envuelven volúmenes de aceite en muy poca cantidad tenemos zonas de paga que no van más allá del metro de profundidad.

Fuera de la zona antes descrita tenemos un seguimiento de mucha sal con yeso y cantidades menores de anhidrita y areniscas y saturaciones solamente de agua bajo porosidades efectivas que contienen solamente agua y lapsos de zonas limpias y cuasi limpias. (Imagen 5.18)

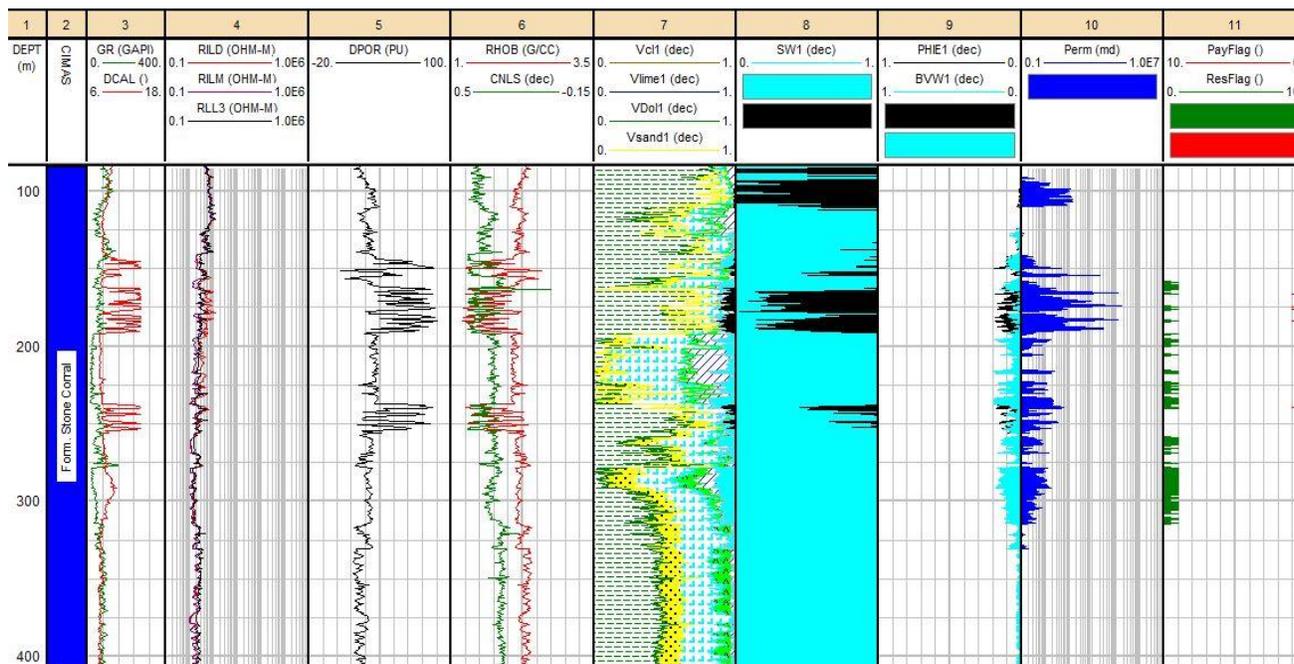


Imagen 5.18 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Stone Corral para el pozo Marshall "A" 44

Formación Topeka (407-938 metros)

Se vuelve a tener ese seguimiento en donde el drástico cambio en el volumen de arcillas enmarca el cambio en la formación litológica. Esta formación está compuesta exclusivamente por calizas y posee dos zonas de interés, una muy pequeña con aproximadamente 25 metros de espesor, saturada con agua y muy poco aceite, en donde hay volúmenes volumétricos buenos pero dada la el alto nivel de arcillas no la podemos contar como zona de paga.

La segunda zona es la más importante con resistividades constantes de máximo 100000 $\Omega \cdot m$, porosidades de neutrón altas y decaimiento a casi la unidad en la densidad, dado esto es que se tienen saturaciones de aceite mayores al 95% y volúmenes volumétricos exclusivos en aceite bajo una buena permeabilidad y un bajo volumen de arcillas lo que lleva a tener una perfecta zona de paga.

Fuera de estas zonas de hidrocarburos solo se tienen calizas arcillosas y limpias con saturaciones de agua y porosidades efectivas bajas que contienen volúmenes agua. (Ver imagen 5.19)

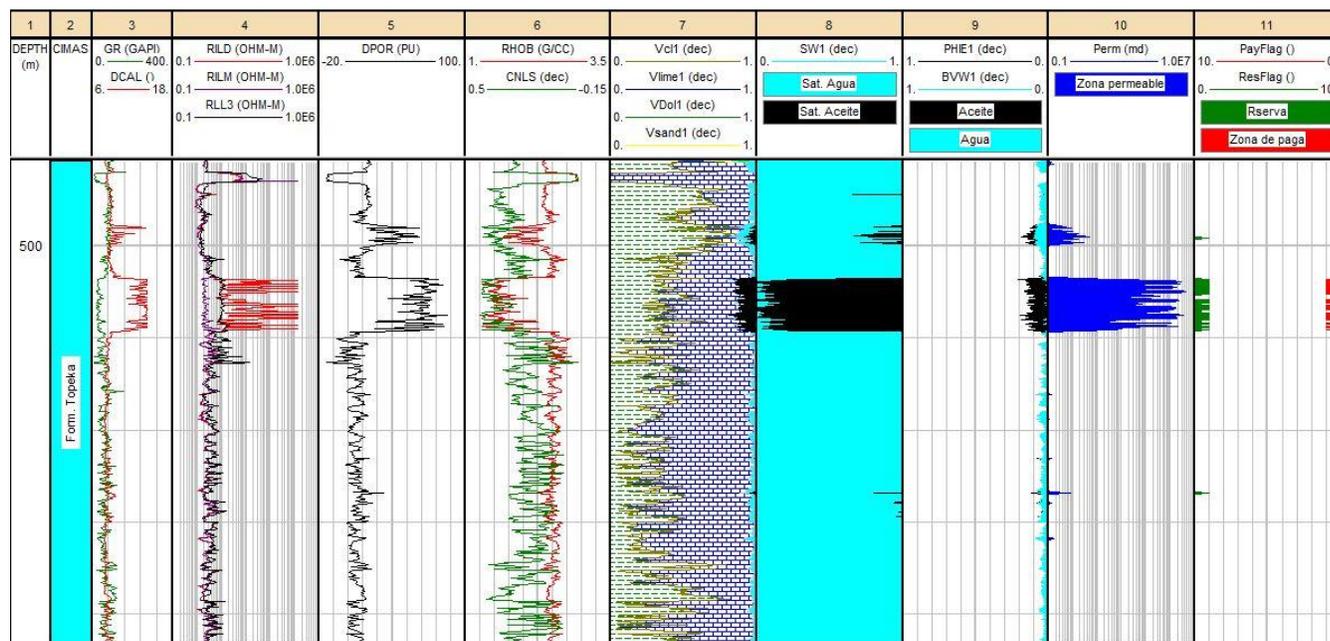


Imagen 5.19 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 44

Grupo Lansing (938-1015 metros)

Nuevamente el grupo Lansing se ve claramente identificado por la disminución del volumen de arcillas dando lugar a una zona más limpia y que presenta calizas con areniscas, estas areniscas están en más volumen que las calizas. Toda la formación sostiene una saturación únicamente de agua al cien por ciento sin porosidades efectivas y consecutivamente sin volúmenes atrapados.

Los registros mantienen tendencias constantes salvo algunos picos en rayos gamma asociado al aumento o disminución de arcillas y los cambios en la porosidad neutrón puede estar ligada al cambio en litologías como carbonatos a areniscas y viceversa. (Ver imagen 5.20)

Grupo Simpson (1015-1085)

El grupo Simpson posee mayores y más altos cambios en los valores de porosidad-neutrón, densidad-porosidad y para las resistividades, la somera posee valores más altos. Todo esto se relaciona a que ya se tiene mayor cantidad de calizas, menos areniscas, las arcillas siguen su comportamiento intermitente por lo que se puede deducir que se tienen calizas arenoarcillosas con saturaciones en mayoritarias en agua pero no totales porque las porosidades efectivas aumentaron y las zonas permeables también. Sin embargo no se llegan a tener zonas de paga. (Ver imagen 5.20)

Grupo Arbuckle (1085-1142)

El grupo Arbuckle posee lecturas en porosidades más altas que el grupo anterior, tanto en neutrón como en densidad-porosidad, aunado a estos cambios aparecen las dolomitas arcillosas solo para un espesor de 5 metros y otros más delgados, mientras las saturaciones vuelven a ser agua y aceite con porosidades efectivas demasiado bajas que no logran contener casi ningún volumen de fluido. (Ver imagen 5.20)

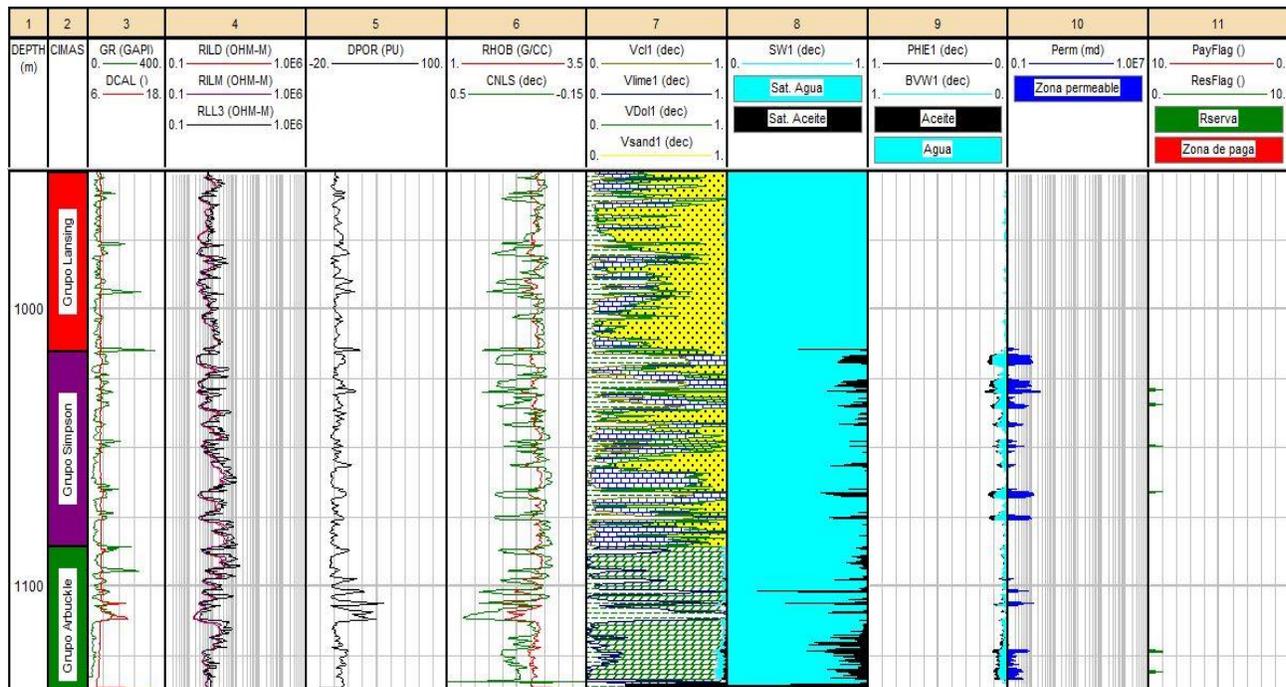


Imagen 5.20 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formaciones y Miembros restantes subsiguientes a la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 36.

5.1.7 Pozo Marshall "A" 45

Formación Stone Corral (82-399 metros)

Al igual que el pozo Marshall "A" 44 éste tiene dos espesores característicos en donde los registros de porosidad tanto de neutrón como densidad-porosidad se disparan, el registro de densidad llega a valores bajos, sin embargo las resistividades nos sufren cambios tan importantes en estos lapsos, todo esto deriva en dos zonas saturadas en aceite, una altamente saturada y otra muy poco saturada, sin embargo las porosidades efectivas son demasiado malas y los volúmenes de arcillas son bastante altos, por el contrario, cuando las porosidades efectivas llegan a ser buenas, estas solo concentran agua como volumen volumétrico y la formación está saturada solamente en agua con buenas permeabilidades.

Las matrices litológicas son de yeso y sal en mucha cantidad mientras la anhidrita y las areniscas apenas se perciben. (Ver imagen 5.21)

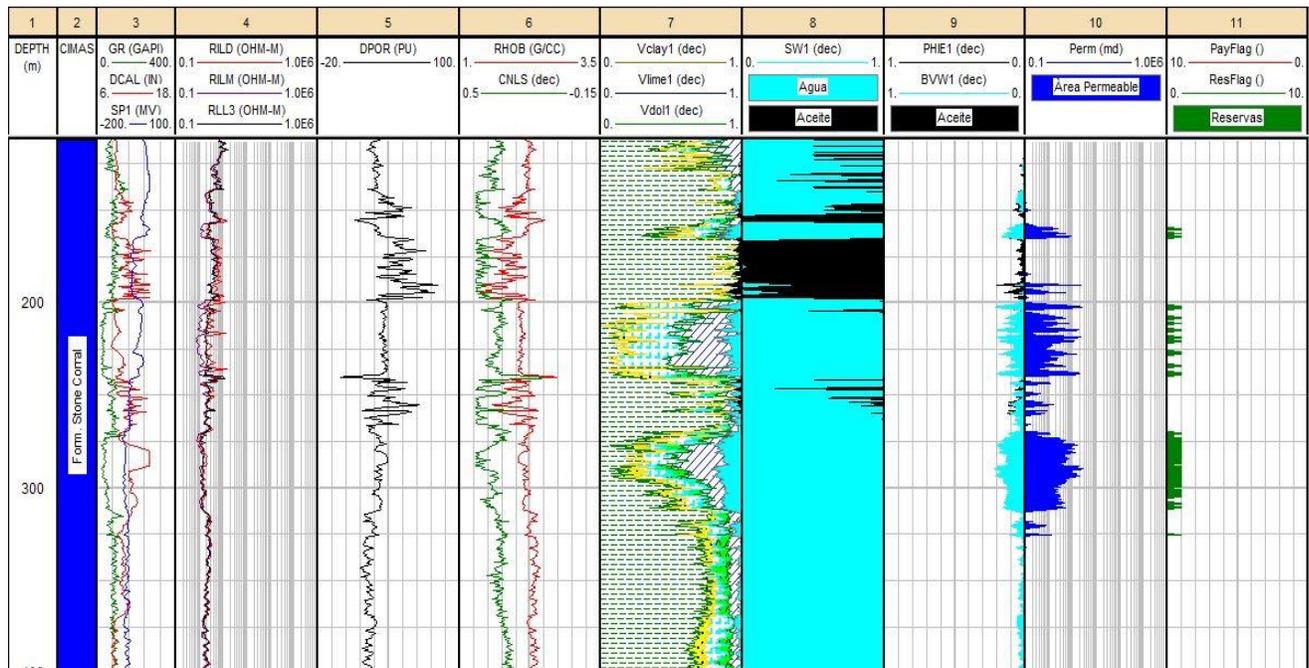


Imagen 5.21 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Stone Corral para el pozo Marshall "A" 45

Formación Topeka (399-886 metros)

Formación que contiene buen volumen de arcillas, es decir, se tienen calizas arcillosas únicamente con lecturas en porosidades bajas dado a la consolidación de los carbonatos, teniendo saturaciones únicamente en agua al 100% con algunas y muy pequeñas excepciones de volúmenes volumétricos acuosos y zonas permeables diminutas ligadas solamente a agua.

Sin embargo, es aquí donde encontramos la mayor acumulación de hidrocarburo en fase aceite entre los 530 y 590 metros de profundidad, este aceite satura a la roca casi en un 98% poseyendo porosidades efectivas de 10 a 16 por ciento que acumulan solo volúmenes de aceite, teniendo así una buena zona de paga. (Ver imagen 5.22)

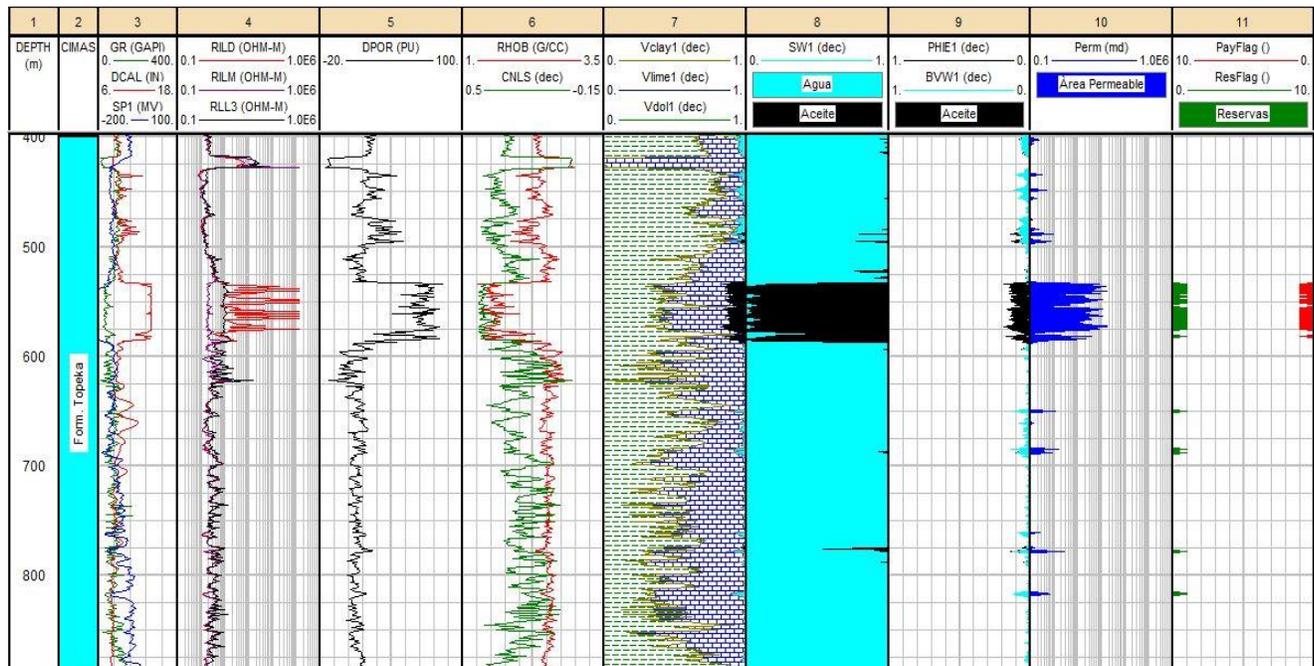


Imagen 5.22 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 45

Miembro de calizas Toronto (886-1007 metros)

En este miembro de calizas contiene algunos estratos de arcillas y en muy poca cantidad, las lecturas de registros dan porosidades muy bajas mientras los resistivos mantienen valores constantes, en este miembro se tiene saturación en agua y absolutamente un inexistente volumen de agua dada la porosidad de casi el 1%. (Ver imagen 5.23)

Grupo Simpson (1007-1092 metros)

El grupo Simpson se muestra como una zona limpia de arcillas excepto algunos estratos que se van intercalando con areniscas y calizas y podemos apenas alcanzar a distinguir mínimas saturaciones en aceite pero con el problema que se viene arrastrando que es la porosidad efectiva nula y por consiguiente la zona impermeable. (Ver imagen 5.23)

Grupo Arbuckle (1092-1144 metros)

El grupo Arbuckle posee lecturas en porosidades casi similares que el grupo anterior, tanto en neutrón como en densidad-porosidad, ahora se cambia a una litología de dolomitas medianamente arcillosas, que gracias a la dolomitización aumenta en poca cantidad la porosidad efectiva y se tiene un mayor contenido en saturación de aceite contra agua (máximo 52%) y con porosidades efectivas aun bajas, 5-7 % que contienen agua y aceite en cantidades minoritarias. (Ver imagen 5.23)

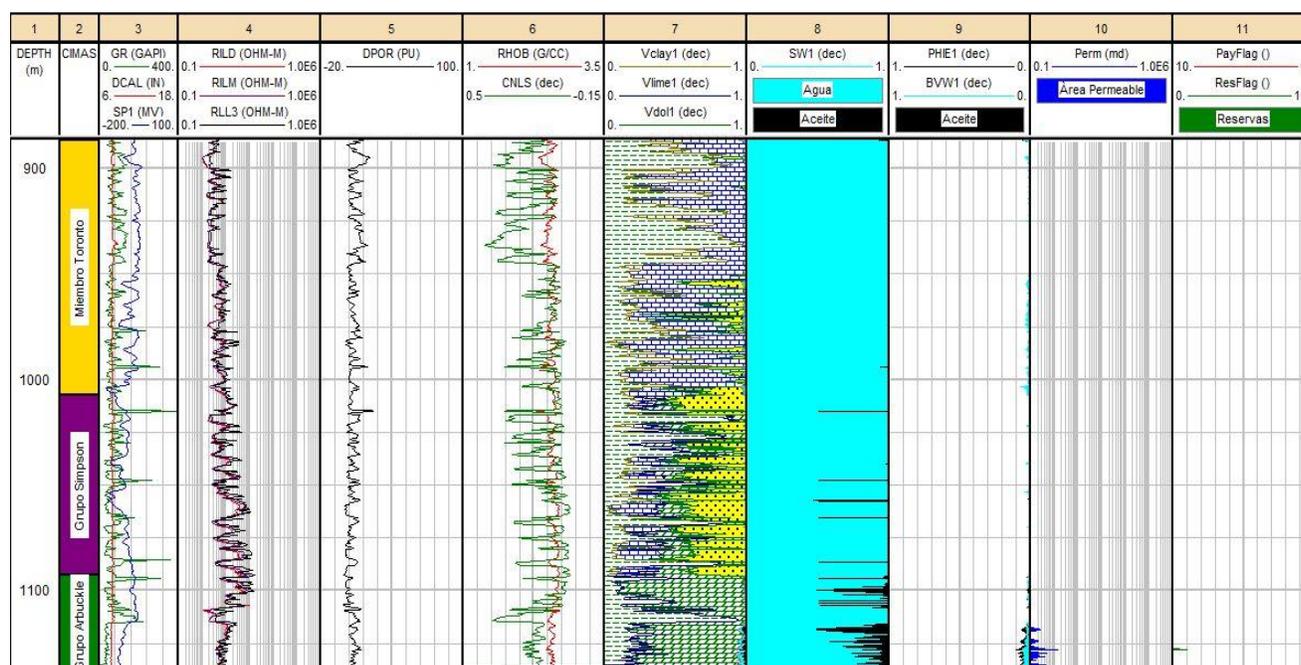


Imagen 5.23 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formaciones y Miembros restantes subsecuentes a la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 45

5.1.8 Pozo Marshall "A" 29

Formación Stone Corral (0-399 metros)

La formación Stone Corral se puede ver como una formación arcillosa en su mayoría salvo algunos pequeños espesores y dada esta arcillosidad se logra conjeturar el cambio de unidad litoestratigráfica con la subyacente formación.

Stone Corral se encuentra formada en gran medida por sal y yeso y en menor medida por anhidrita y areniscas.

Se logran apreciar zonas especiales donde hay altos y bajos valores en los registros de porosidad neutrón, densidad-porosidad y densidad únicamente salvo algunos cambios muy pequeños en las resistividades que no llegan a incrementar mucho dado que estamos en un medio conductivos por la presencia de la sales aun así se logran ver concentraciones bifásicas (aceite y agua) en porosidades efectivas bajas y zonas permeables- Estas condiciones arrojaron solamente dos zonas de paga demasiado pequeñas que no superan los 2 metros de espesor, aunado a esto el volumen mayor al 50% en la arcillas hacen que esta formación no tenga potencial de paga. (Ver imagen 5.24)

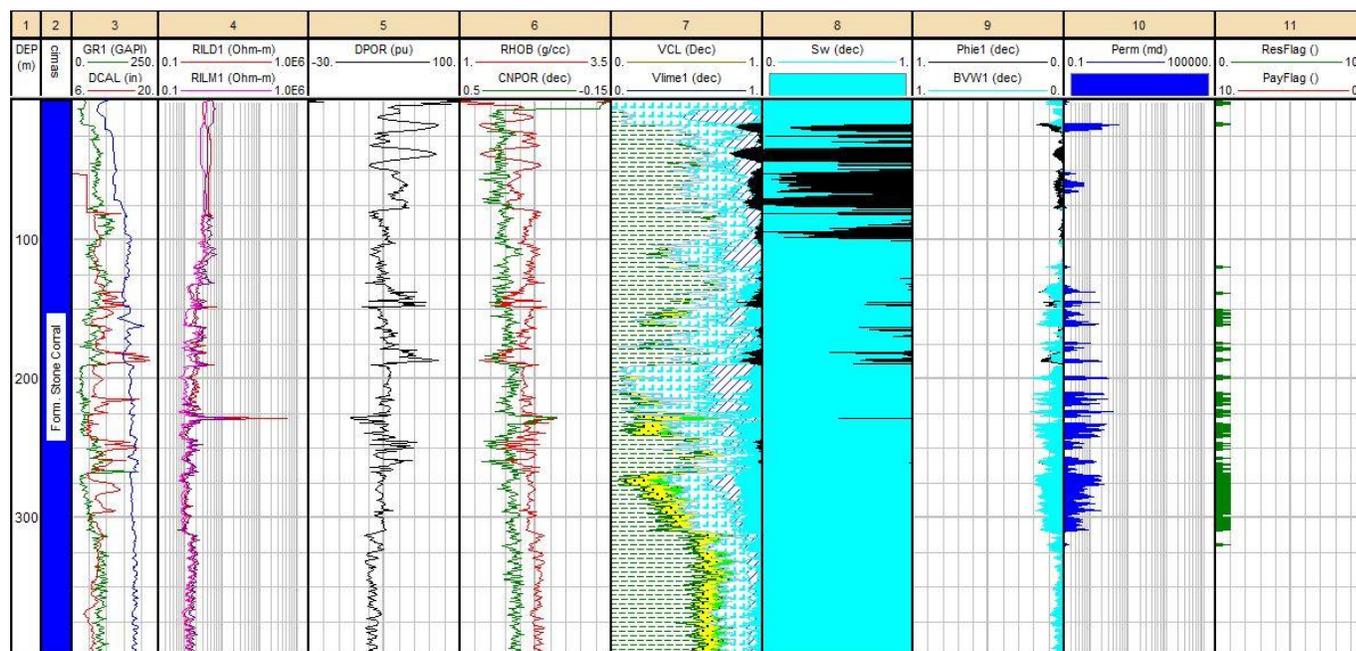


Imagen 5.24 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Stone Corral para el pozo Marshall "A" 29

Formación Topeka (399-932 metros)

Topeka es una formación primordialmente compuesta de calizas con presencia de arcillas y que tiene una zona de reserva y paga de hidrocarburos de casi 60 metros de espesor, esta zona se observa de los 520 a los 590 metros de profundidad en donde se leen valores altos en caliper con casi 20 pulgadas de diámetro, resistividad profunda solo en algunos intervalos con hasta 100000 $\Omega \cdot m$, densidad porosidad de hasta 93% en porosidad y densidades que decaen casi a la unidad. Puesto que las altas resistividades no son constantemente altas los espacios altamente concentrados y con probabilidades de ser zona de paga disminuyeron, de no ser así tendríamos todo el espesor como una perfecta zona de paga dado que se poseen permeabilidades efectivas de hasta 21% en zonas altamente permeables.

Fuera de lo anterior dicho, la formación está saturada solamente en agua con porosidades efectivas demasiado bajas que solo llegan a contener agua y están en zonas impermeables. (Ver imagen 5.25)

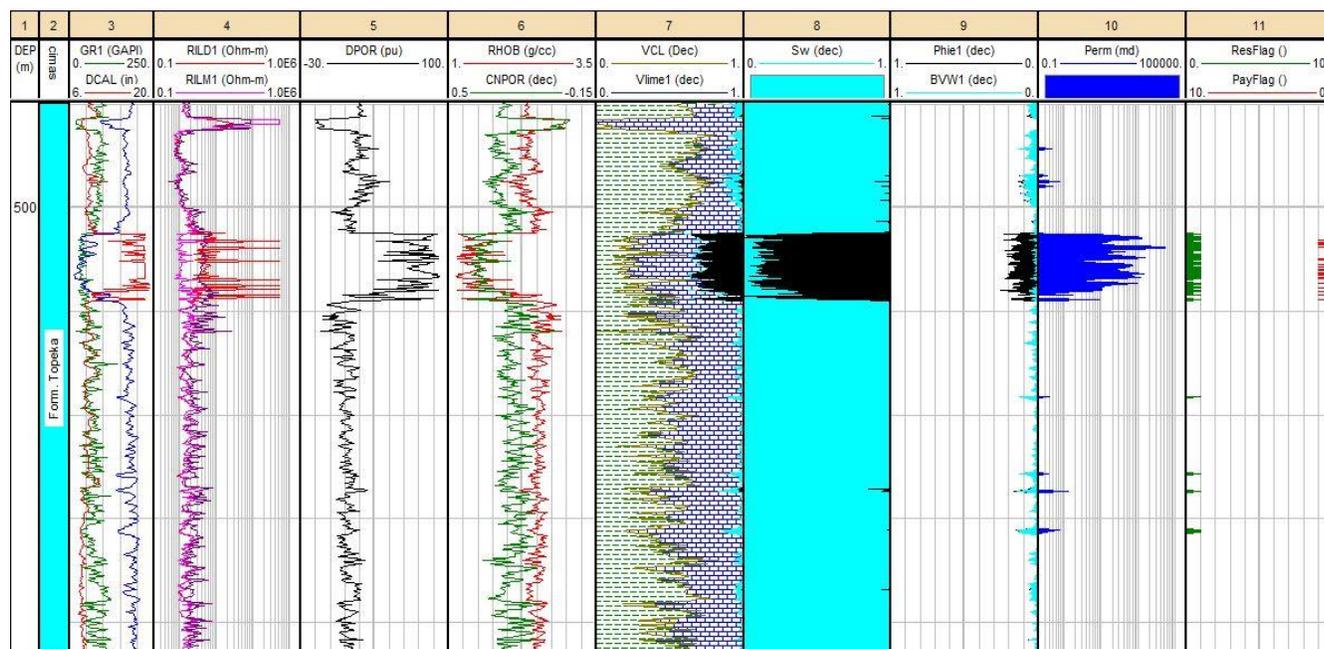


Imagen 5.25 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 29

Grupos Lansing & Kansas City (932-1115 metros)

Los grupos Lansing y Kansas City van teniendo patrones muy similares en densidad-porosidad, porosidad neutrón y densidad, indicando porosidades tanto totales como efectivas casi nulas, que si llegan a contener agua solo es apenas perceptible. Estos grupos se logran diferencias por el contenido de arcillas ya que en Kansas City bajan y son más intermitentes que en el grupo Lansing aparte que para el grupo Lansing hay, aunque en porciones pequeñas, estratos o nódulos de areniscas

Todo el grupo está saturado 100% en agua sin excepciones. (Ver imagen 5.26)

Arbuckle Group (1115- 1287 metros)

El grupo Arbuckle es perfectamente diferenciable de las anteriores dado que la última acumulación de lutitas decrece visiblemente a casi ser una formación limpia donde solamente hay carbonatos como calizas y dolomitas, en este grupo ya incrementa un poco la porosidad efectiva que solo concentra agua.

Los volúmenes volumétricos son bajos y únicos en agua, solo hay una zona permeable y muy pequeña y saturaciones de un 100% en agua salvo un pequeño espesor donde ya va apareciendo el aceite. (Ver imagen 5.26)

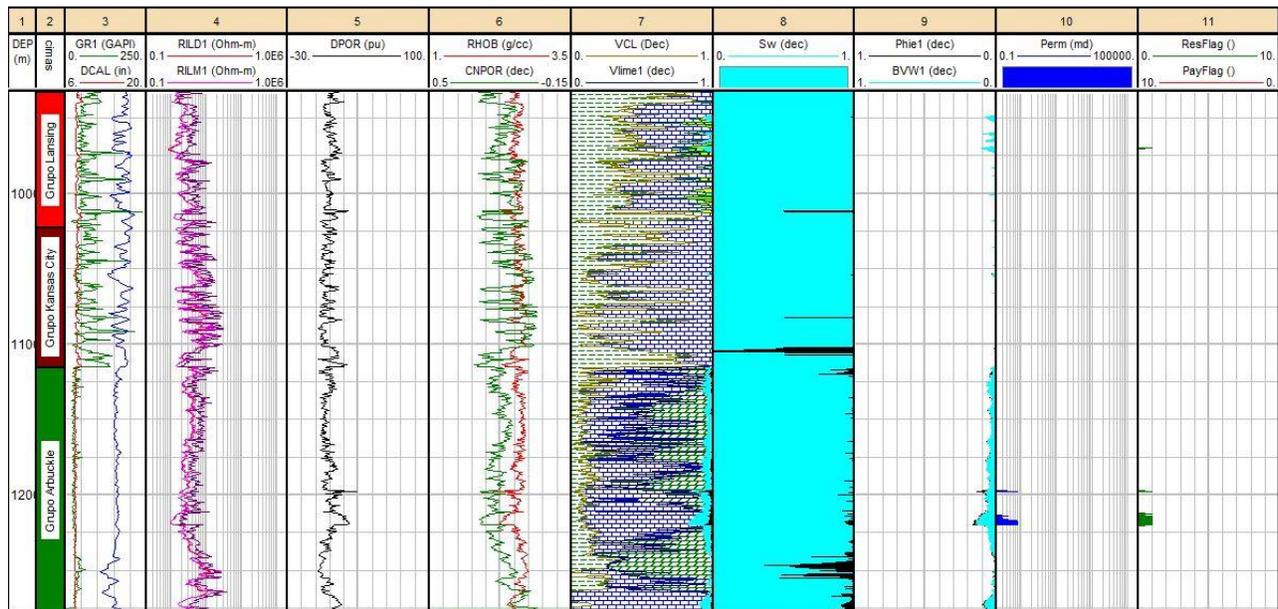


Imagen 5.26 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formaciones y Miembros restantes subsiguientes a la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 29

Pozo Marshall "A" 6

Formación Stone Corral (60-374 metros)

Es este pozo en donde encontramos un aumento en las lecturas de porosidades en todas las formaciones litoestratigráficas, dada esta característica, en esta formación observamos claramente como hay un aumento en los volúmenes de agua que contiene dicha formación respecto a los demás pozos. Así mismo podemos ver que esta formación no está afectada por la presencia de arcillas y está conformada por sal y yeso en su mayoría mientras que las areniscas y la anhidrita son apenas percibibles.

Se tienen saturación casi en su totalidad de agua, salvo unos lapsos muy pequeños, las porosidades efectivas son altas respecto a los demás pozos estudiados, ya que aquí encontramos hasta un 30% que aloja perfectamente agua y aceite, aunque en su mayoría solo es agua. Sin embargo no podemos contar con zonas de paga ya que los volúmenes de las arcillas están más allá del 50% solo en esas partes donde hay aceite saturado. (Ver imagen 5.27)

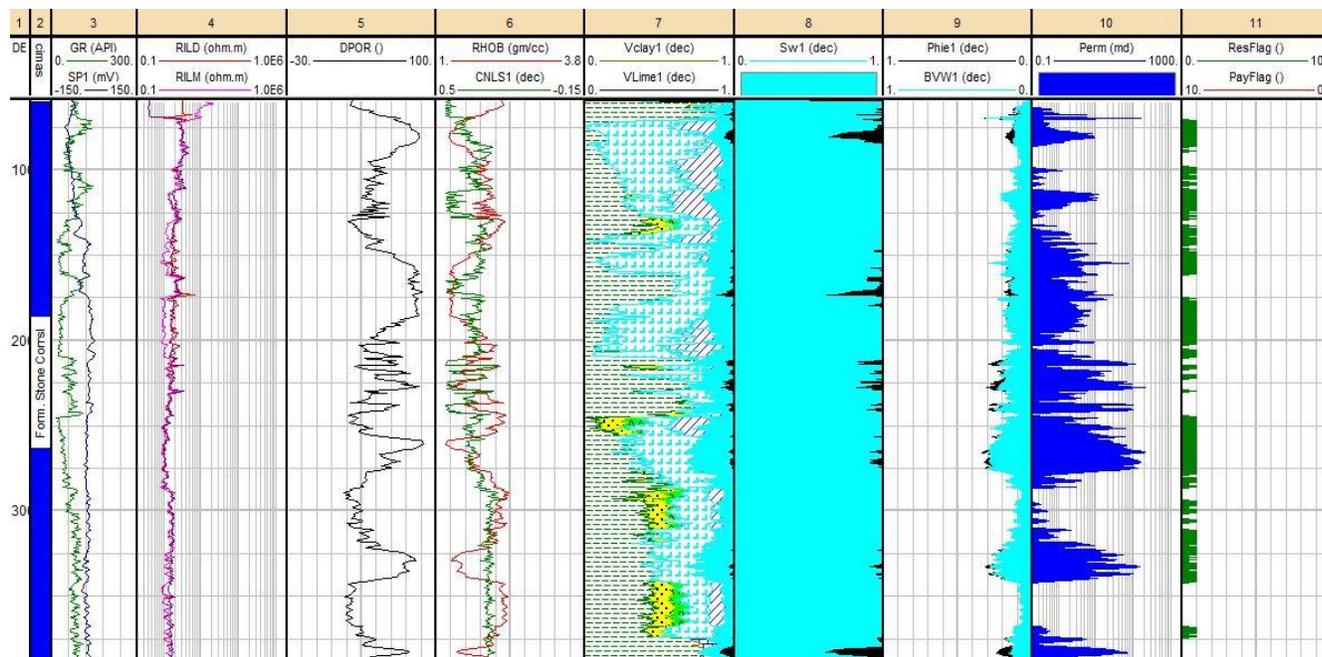


Imagen 5.27 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Stone Corral para el pozo Marshall "A" 6

Formación Topeka (374-878 metros)

Esta formación, para este caso de estudio, es la ideal con zonas de paga y presencia de aceite. Las lecturas en resistividad profunda, el aumento en la densidad-porosidad y el decaimiento del registro de densidad a casi 1 g/cm^3 son los indicadores de la existencia de aceite.

Esta formación se encuentra conformada por calizas y arcillas, siendo esta una formación sucia, sin embargo el volumen de lutitas disminuyes donde encontramos el hidrocarburo, dando así a 5 zonas de paga donde la principal es de casi 80 metros de espesor mientras las otras oscilan entre los 3 y 6 metros.

Dadas estas características, esta formación se encuentra saturada en agua y aceite y porosidades efectivas buenas que superan el 10% y llegan hasta un 30%, estas porosidades contienen volúmenes volumétricos de agua en combinación con aceite y el aceite llega a predominar donde tenemos zonas de reserva y de paga. (Ver imagen 5.28)

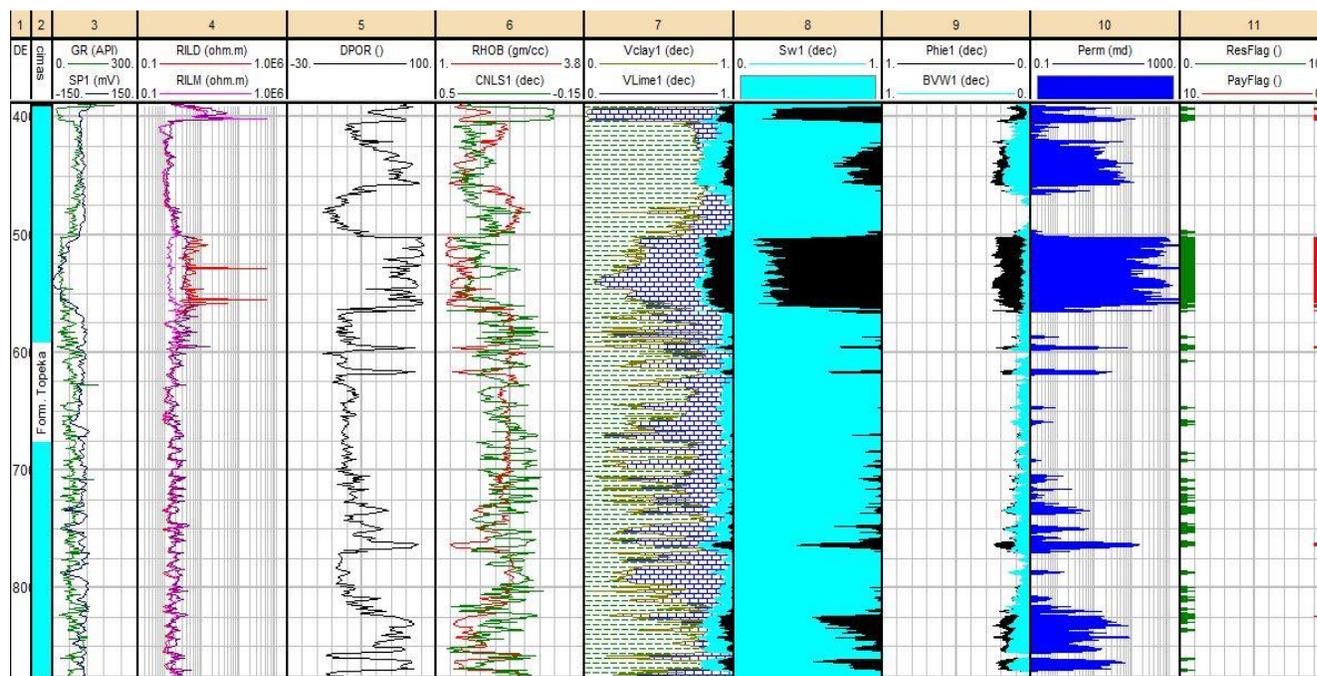


Imagen 5.28 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 6

Grupo Lansing (878-996 metros)

Por su parte el grupo Lansing se ve bien definido gracias al decaimiento en el volumen de las arcillas, la presencia de nódulos o muy delgados estratos de arcillas y un decaimiento considerable en las porosidades, lo que nos arroja una saturación de agua únicamente con porosidades muy bajas que solo resguardan agua. (Ver imagen 5.29)

Grupo Simpson (996-1065 metros)

El grupo Simpson está formado de carbonatos como las calizas y pocas dolomitas, donde estas se encuentran en contacto con areniscas. Por su parte las arcillas tienen una intermitencia ya que se presenta muy baja y en ocasiones muy alta, por lo que podemos decir que tenemos carbonatos arenosos intercalados con arcillas solo en algunos estratos. Esta formación posee una porosidad total y efectiva que apenas y se logra distinguir con 5%. Esta inexistente porosidad efectiva apenas y contiene agua. (Ver imagen 5.29)

Formación Arbuckle (1065-1114 metros)

Esta formación ya se encuentra conformada solamente por dolomitas y arcillas en bajas cantidades, salvo un pequeño espesor, así mismo está saturada por agua en su mayoría y aceite en pequeñas cantidades. Se tienen porosidades efectivas en un rango que va del 6 al 13 por ciento, donde los volúmenes volumétricos contenidos son en agua y aceite. No se tiene zona de paga dado que la saturación de agua es casi del 80%. (Ver imagen 5.29)

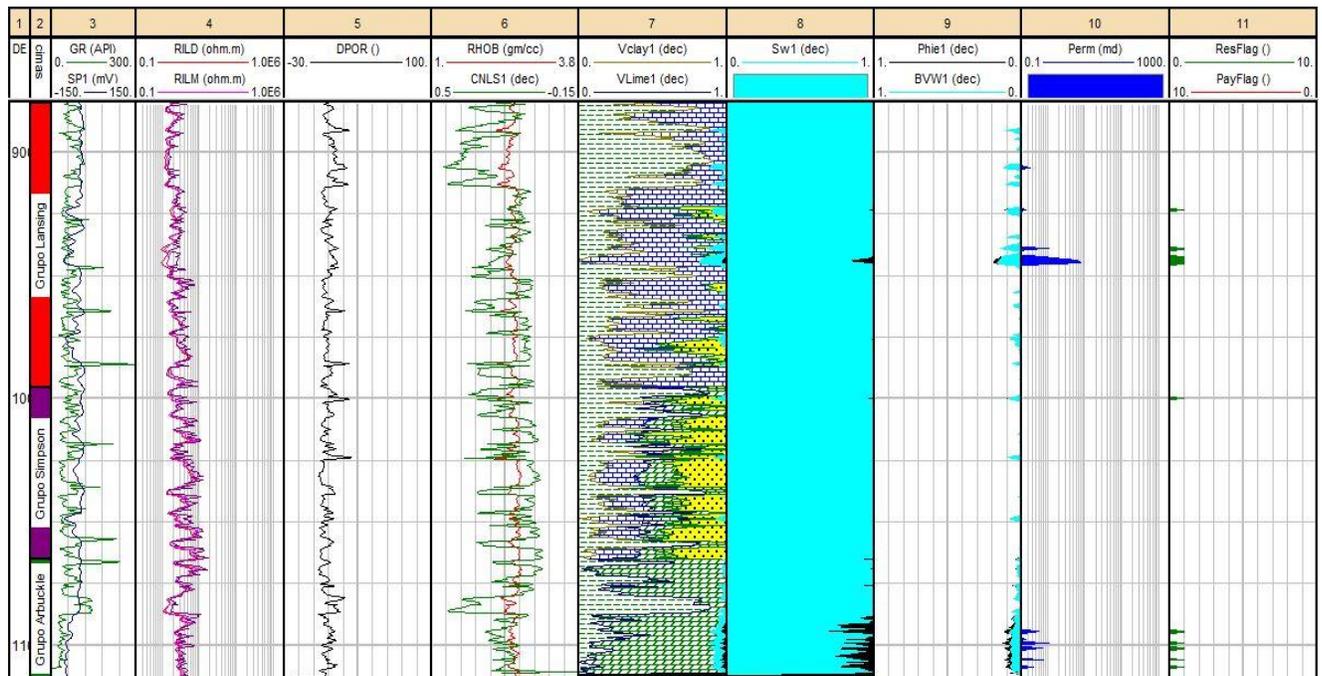


Imagen 5.29 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formaciones y Miembros restantes subsecuentes a la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 6.

5.1.10 Pozo Marshall "A" 39

Formación Stone Corral (70-376 metros)

Para este pozo, tenemos todo lo contrario al Marshall "A" 4 en cuanto a lecturas y resultados de porosidades ya que este está muy deficiente y solo tenemos saturaciones en agua al 100% y volúmenes volumétricos muy bajos, para esta formación solo espacios muy breves en la profundidad corresponden a algún volumen volumétrico, fuera de esto hay un litología dominante de sal y escasos volúmenes de areniscas y anhidrita. (Ver imagen 5.30)

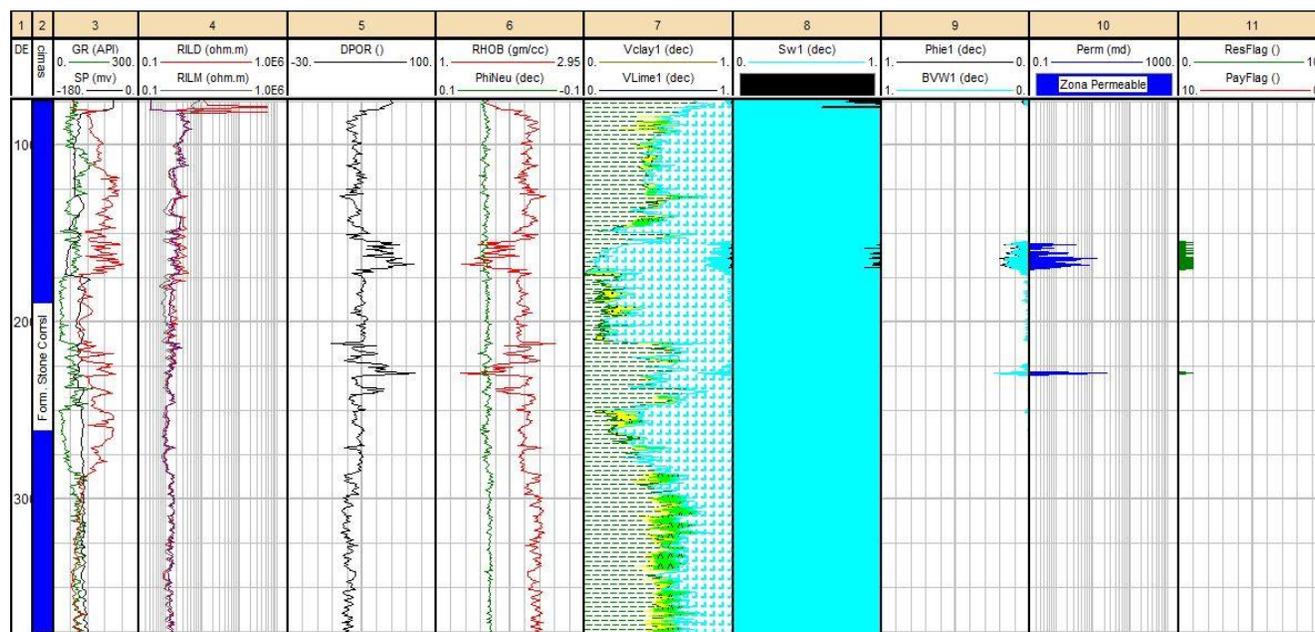


Imagen 5.30 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Stone Corral para el pozo Marshall "A" 39

Formación Topeka (376-899 metros)

Es esta la única formación donde hay cambios drásticos en las lecturas de registros, ya sea en caliper, densidad-porosidad, densidad y resistividades profundas. Las altas resistividades profundas son constantemente altas y llegan a los 100000 $\Omega \cdot m$ al igual que en los demás pozos por lo que se posee una zona altamente saturada en aceite bajo porosidades efectivas que apenas rebasan el 10% pero que se encuentran en una zona altamente permeable, dando esto a una zona de reserva y de paga de 50 metros de espesor.

Esta formación por su parte está formada únicamente por calizas y volúmenes de arcillas que no sobrepasan el 65% y fuera de la zona de aceite no existen porosidades efectivas ni zonas permeables. (Ver imagen 5.31)

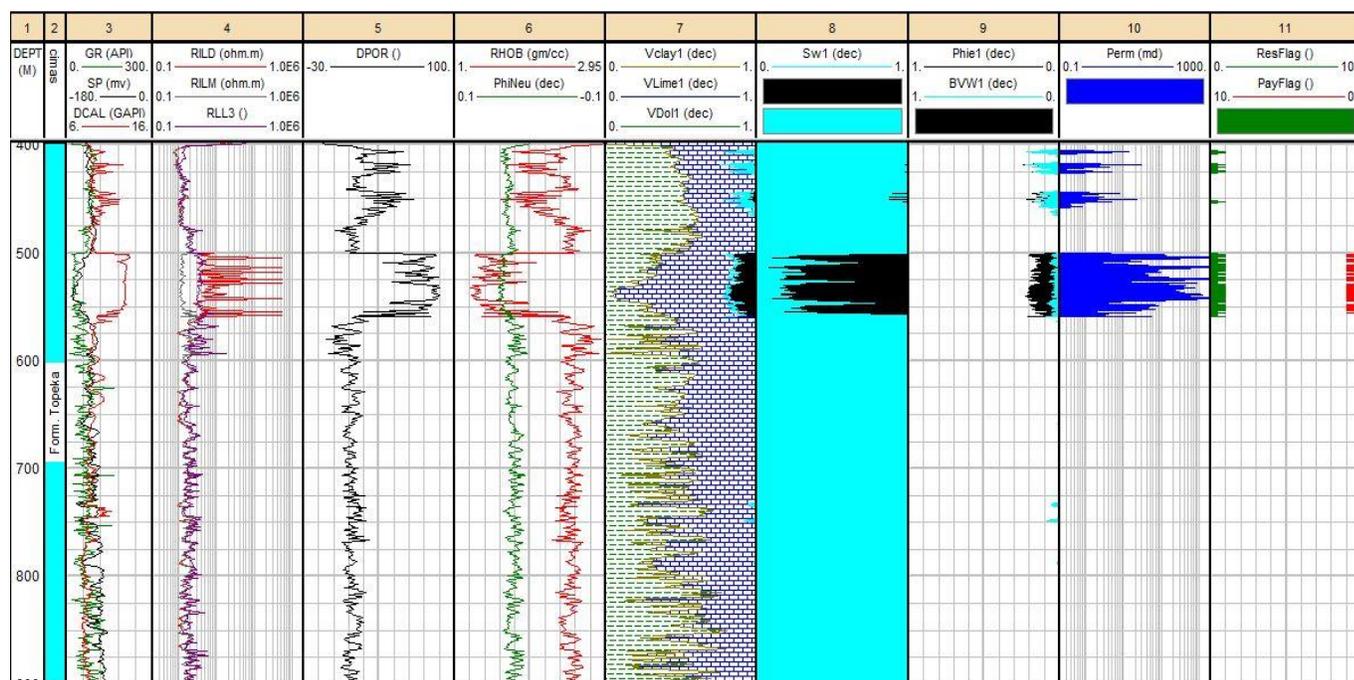


Imagen 5.31 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 39

Grupos Lansing & Kansas City (899-1062 metros)

Estos dos grupos son bastante parecidos en casi todas sus lecturas de los registros, en este caso hay solamente calizas con pocas arcillas, por lo que se tienen calizas limpias que están saturadas solamente en agua y con nulas porosidades efectivas, sin zonas permeables y/o zonas de reserva. (Ver imagen 5.32)

Grupo Arbuckle (1062-1111 metros)

El grupo de dolomitas Arbuckle por su parte tiene incrementos en las porosidades y decremento en densidades, estas no son considerables ya que las escalas respecto a los demás pozos están son en muy baja magnitud.

De igual manera esta unidad está saturada por mucho en agua salvo algunas pequeñas excepciones donde las porosidades efectivas, bajas aún, contienen agua y aceite pero en cantidades diminutas y en zonas perfectamente impermeables. (Ver imagen 5.32)

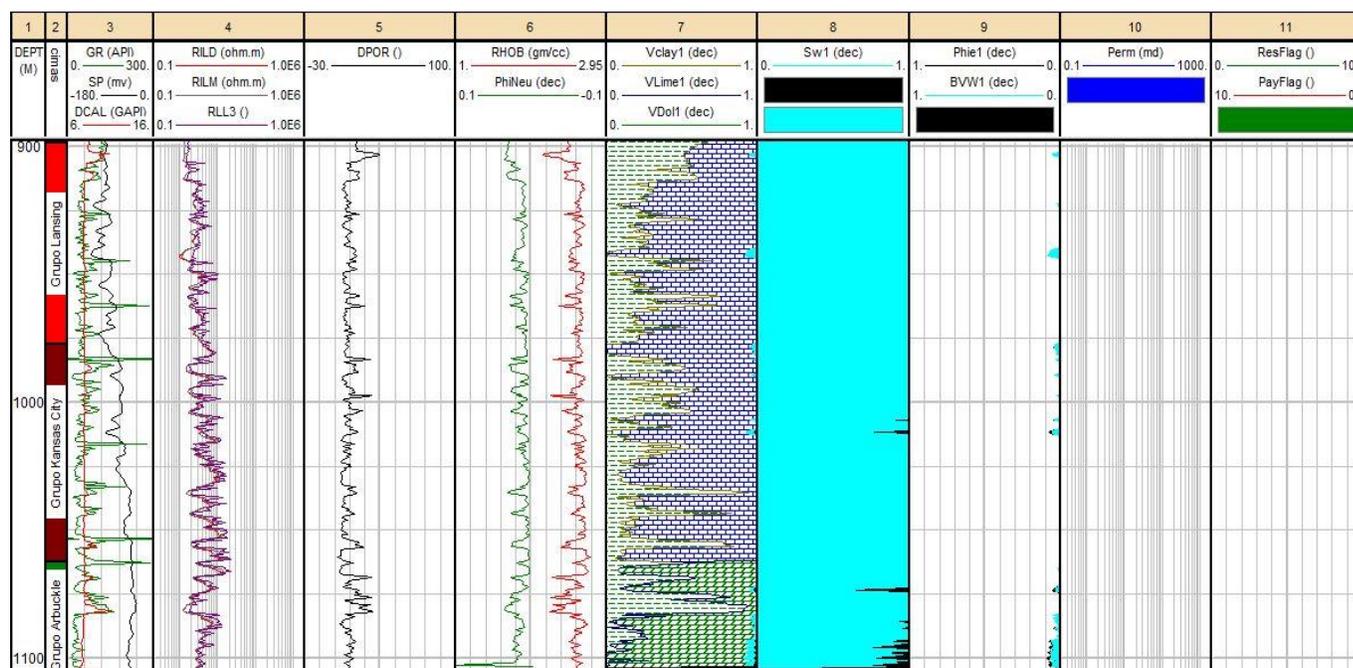


Imagen 5.32 Visualización de los registros, matrices asociadas, saturaciones, permeabilidad y zonas de reserva de las Formaciones y Miembros restantes subsecuentes a la Formación Topeka para el pozo Marshall "A" 39.

Correlación estratigráfica.

Se hizo una correlación estratigráfica con las diferentes unidades litoestratigráficas que se encuentran presentes en el área de estudio para poder observar la forma en que se manifiesta el cuerpo rocoso que se tiene en el subsuelo de manera general. En color azul marino tenemos únicamente a la Formación Stone Corral, en color azul agua se tiene a la Formación Topeka, al Miembro Heebner y al Miembro Toronto ya que estos en conjunto pertenecen al grupo Shawnee, en rojo el Grupo Lansing está en conjunto con el Grupo Kansas City dado que estos siempre se encuentran unidos ya que hacen una alternación de lutitas y calizas al punto de ser llamado como solo grupo, Lansing-Kansas City. La línea de correlación estratigráfica tiene una orientación Noroeste-Sureste dado que es en esta orientación donde se tiene la mayor población y tendencia entre pozos. Los pozos que se usaron fueron el pozo Marshall "A" 6, Marshall "A" #39, Marshall "A" #35, Marshall "A" #34, Marshall "A" #33 y Marshall "A" #34.

Esta línea de correlación tiene un largo de 2.1 kilómetros aproximadamente y podemos observar como hay un vasculamiento que comienza en el pozo #35 y termina en el #33, este vasculamiento se observa claramente en la Formación Topeka y que a su vez afecta de manera considerable el grupo subyacente Lansing, de hecho, es en este grupo donde se tiene el vasculamiento de mayor grado, por su parte el Grupo Arbuckle sufre muy poco el evento geológico anterior y el Grupo Lansing solo se presenta en los extremos de la sección

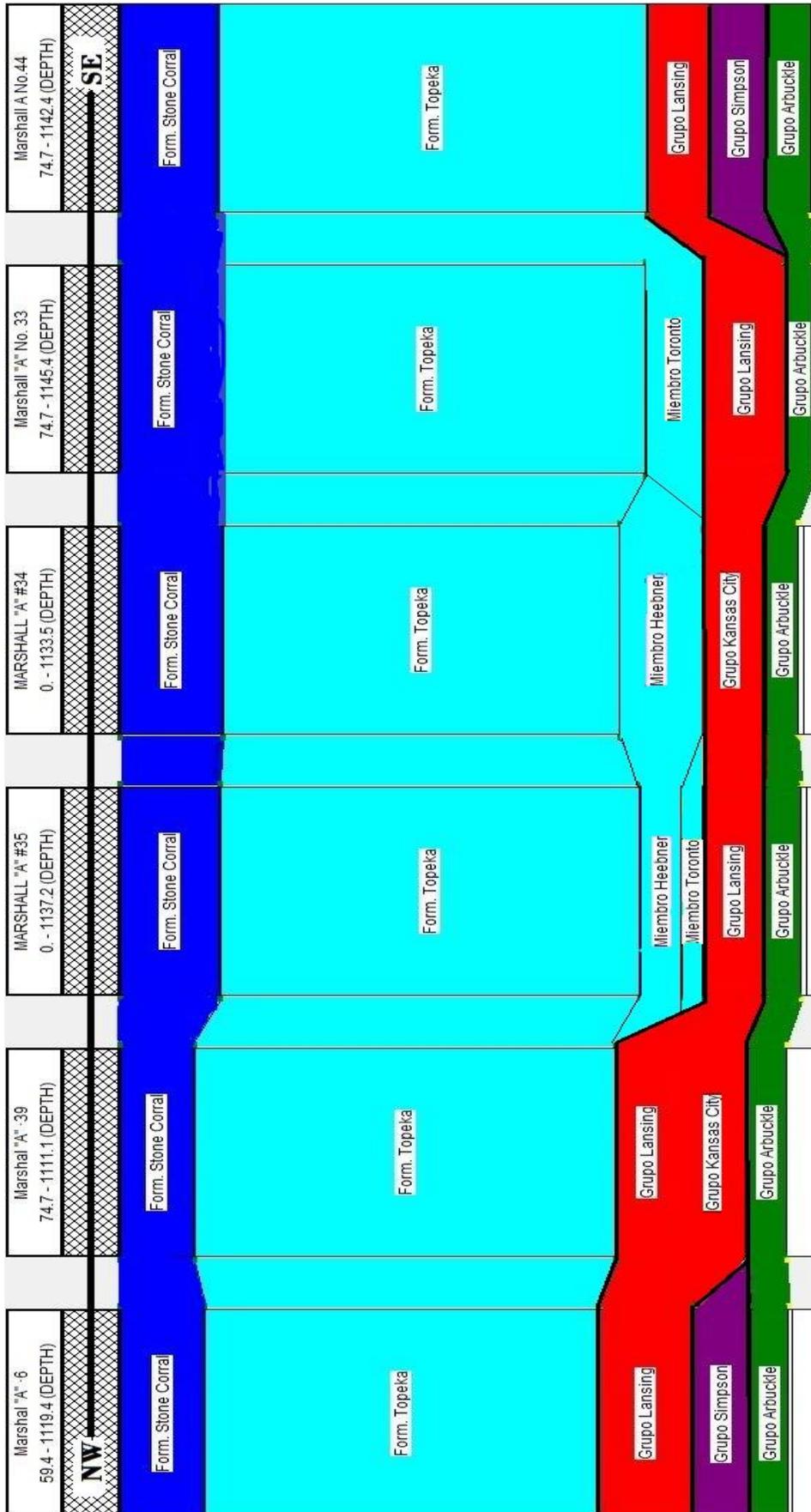


Imagen 5.33
 En esta imagen podemos se observa la correlación litoestratigráfica respecto a las formaciones geológicas presentes en la línea de tendencia NW-SE

CAPÍTULO 6. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

6.1 Interpretación general del proyecto

La evaluación de pozos petroleros se puede estimar mediante una evaluación cuantitativa y una cualitativa.

Evaluación cuantitativa.- Esta es simplemente un herramienta en la definimos e inferimos parámetros o rasgos ya sean geológicos o geofísicos que no son de vital importancia pero que si ayudan o son el camino que nos arroja a la definición exacta de los parámetros cualitativos. Esta evaluación parte de una visualización y una cierta experiencia ligados a conocimientos teóricos previos que nos permiten efectuar la interpretación de las curvas graficadas a profundidad en los pozos. Ejemplo de evaluación cuantitativa es definir un límite entre capas, definir espesores de unidades litoestratigráficas, definir zonas compactas, ya que esto se puede deducir ante la visualización de la curva SP o GR; o simplemente ver la manifestación de la porosidad en una curva NPHI.

Evaluación cualitativa.- Esta va de la mano con la cuantitativa dado que la cuantitativa es la herramienta de ayuda. Una evaluación cualitativa es cuando se definen y se dan las cifras exactas a todos aquellos aspectos que darán el resultado verdadero a la evaluación de pozos.

Esos aspectos que dan un resultado final son:

- Volumen de arcilla
- Porosidades
- Resistividad de la formación (R_t) y resistividad del agua de formación (R_w)
- Saturación de agua y aceite
- Volúmenes volumétricos presentes en las formaciones
- Volúmenes de las matrices de roca

En primer lugar, para el presente trabajo se usó una resistividad del agua de formación (R_w) de $0.1 \Omega \cdot m$ para la Formación Stone Corral porque que ésta contiene una matriz de carácter conductivo mayoritaria en sal y algunos otras matrices como la anhidrita y el yeso.

Para las siguientes formaciones cualesquiera que fuesen R_w fue de $0.04 \Omega \cdot m$. Teniendo en cuenta esto se observa que la presencia de agua en los pozos es mayor en la primer unidad litoestratigráfica ya que la conductividad es mayor y la presencia de agua en las formaciones subyacentes es mucho menor dada la resistividad del agua de formación.

En segundo lugar (falta poner en primer lugar) se pudo observar el cambio que sufren los valores en los registros de Densidad-porosidad, rayos gamma, neutrón porosidad y densidad en la zona donde se encontró la indudable presencia de aceite ya que estos valores se dispararon y tuvieron cambios en sus valores tendenciales. De igual manera estos cambios igual fueron de ayuda para encontrar el límite de la formación Stone Corral, ya que se puede ver claramente como la lectura de rayos gamma a casi 13 API, las resistividades medias y profundas aumentan considerablemente, la densidad porosidad baja igual que neutrón y las densidades aumentan a casi 3 g/cm^3 , esto se observa en todos los pozos, que es donde la presencia de arcillas decrece en gran medida dando lugar a la Formación Topeka, formación productora por excelencia perteneciente al grupo petrolero productor llamado como Grupo Shawnee, donde hay saturaciones de agua totales del 100% y otras mayores al 90% en aceite, el espesor que contiene el aceite consta de 60 metros aproximadamente y se encuentra entre los 520 y los 590 metros de profundidad, que a su vez posee porosidades efectivas bajas pero de excelente calidad para la producción de petróleo, relacionadas a zonas de paga que no se superan en 25, dadas estas en porcentaje. Estas porosidades contienen volúmenes volumétricos bifásicos (agua-aceite) aunque se tiene en la capa productora solo volúmenes de aceite y en lo que resta de la formación ya se tiene agua con aceite.

La Formación Topeka está conformada según informes previos geológicos únicamente de calizas y algunas concreciones de areniscas, en el presente proyecto se presentó únicamente matriz de carbonatos aunque en 3 pozos tenemos que las areniscas tuvieron una intrusión y se vieron, no dominantes, pero sin en buena medida en los pozos Marshall 33, 34 y 36. Esta presencia de areniscas no presentó influencia en la interpretación o cálculo de las reservas.

En cuanto a las demás Formaciones o Unidades Litoestratigráficas hubo matrices únicamente de calizas y areniscas que se fueron intercalando unas con otras aunque la matriz que mayor presencia tuvo en todos los pozos fue aquella formada por carbonatos del tipo de las calizas. Aunado a esto la presencia de arcillas estuvo presente en diferentes cantidades teniendo zonas muy pequeñas cuasi limpias y zonas bastante amplias verdaderamente sucias vistas estas desde un punto de vista más regional. Esto es que el grupo Lansing, Kansas City, Simpson y Arbuckle, si se ven más a detalle, están en presencia de calizas y algunas de areniscas pero a su vez tienen intercalaciones con arcillas teniendo así en ciertos casos calizas arenoarcillosas, calizas arcillosas, calizas arenosas o simplemente calizas.

Para el grupo Simpson particularmente tenemos que se empiezan a observar dolomitas y calizas intercaladas con areniscas o simplemente dolomitas arenosas con bajas cantidades de arcillas y se dio el caso de que los volúmenes de arcillas llegan a incrementar al mismo tiempo los carbonatos arenosos decrecen en volumen teniendo así perfectas intercalaciones entre matrices de diferentes tipos.

En cuanto respecta a las porosidades efectivas en estos grupos, (se excluye por el momento al grupo Arbuckle) en algunos pozos las porosidades fueron casi nulas careciendo de contenidos volumétricos ya sea de agua o de aceite y solo algunas excepciones llevan porosidades entre el 2 y el 8 por ciento mientras que las saturaciones son totalmente acuosas al 100% salvo algunos pozos que llegan a tener saturaciones, en muy baja medida, de aceite pero sin ninguna probabilidad de pertenecer a alguna zona de paga o reserva dados los valores muy bajos de las porosidades antes mencionadas o los niveles del volumen de arcillas presente que llega a superar el 50%.

En tercer lugar la formación productora por excelencia en toda la zona es la Formación Arbuckle, para este proyecto no se tienen gran cantidad de valores en profundidad aunados a dicha formación por lo que solo se alcanza a estudiar la parte más somera, es decir aproximadamente 50 metros de espesor, pero solo con estos pocos metros bastó para observar que las porosidades tanto de registros como el de densidad-porosidad y el de neutrón como en resultados arrojados (porosidades efectivas) fueron mayores a las que conciernen de las formaciones supra yacentes. Esto se vio porque las saturaciones que venias de ser cien por ciento de agua cambiaron a porcentajes menores, teniendo así saturaciones de aceite presentes en porosidades efectivas que comienzan a tener una tendencia de mayor magnitud conteniendo agua y aceite.

Si bien, esta Formación comenzó a tener porosidades y saturaciones en aceite más altas no bastaron para llegar a tener zonas de reserva y paga considerables pero se puede intuir que cuanto más información se tenga a más profundidad, se llegara a ver la gran zona de reserva de hidrocarburos, esto se deduce por las tendencias de aumento que presento tal formación.

Un caso particular es que en la Formación Stone Corral aun teniendo litologías y matrices únicamente de sal, anhidrita, yeso y areniscas se llega a observar que las lecturas en porosidades aumentan en ciertos lapsos y en esos lapsos hay saturaciones considerables en aceite con porosidades efectivas bajas, es decir, tenemos zonas de reserva pero sin zonas de paga, (salvo el pozo Marshall "A" 29 7 "A"44 que lograron poseer muy pequeñas y delgadas zonas de pago) que se vieron afectadas por la gran cantidad de lutitas. Esto quiere decir que tenemos aceite atrapado en lutitas.

Finalmente las zonas permeables coinciden perfectamente con las zonas en donde la porosidad aumenta y los volúmenes volumétricos contenidos en las porosidades están presentes ya sea por agua y por aceite.

La Formación Stone Corral presenta zonas bastante permeables que sea aúnan a lo que se mencionó al principio donde R_w era de 0.1 que está relacionado al aumento de saturaciones de agua y por consiguiente la permeabilidad será únicamente ligada a agua mientras que para la formación Topeka en el espesor que contiene el aceite la permeabilidad se disparó teniendo entonces una zona demasiado permeable.

Por parte de la correlación (Ver figura 5.33) entre las diferentes unidades litoestratigráficas que presentan los diferentes pozos solo podemos definir ese vasculamiento existente que se puede asociar a alguna trampa petrolera estructural o a algún plegamiento.

De acuerdo al tiempo geológico todas las formaciones presentes pertenecen a la era Paleozoica, es decir, las litologías son viejas en el tanto de los 500 a los 290 millones de años de antigüedad. Se tiene como zona basal a la formación dolomítica mejor llamada como Grupo Arbuckle. Este grupo es el más viejo respecto a los demás ya que pertenece al Sistema Cámbrico Superior y Ordovícico Inferior. Este grupo se puede observar constante sin perturbaciones ya que en este periodo los cambios geológicos no fueron tantos.

En segunda instancia se tiene al Grupo Simpson, este grupo es el segundo más viejo correspondiente al Sistema Ordovícico Medio, esto es, hace 450 millones de años aproximadamente. El grupo Simpson se presenta en los extremos de la línea de correlación únicamente ya que este grupo no es tan abundante en la zona norte o noroeste del estado.

Se tiene ausencia de rocas o unidades del Sistema Silúrico y Devoniano porque estas solo se pueden encontrar en el lado este y noreste del estado, es decir, lado contrario al que se estudia.

Por otro lado en el Carbonífero tenemos a los sistemas Missisipiano y Penssilvaniano, respecto al primero no se tienen formaciones litológicas ya que es aquí donde hay gran cambio geológico pues se da el levantamiento central de Kansas, mejor llamado como Uplift of Central Kansas, este ocurre en el Missisipiano tardío y a su vez como consecuencia hay una erosión que permite solo la estratificación de rocas Penssilvaniano. Las rocas y unidades litológicas que corresponden al Penssilvaniano superior son las más bastas en este trabajo ya que tenemos al Grupo Kansas City y Lansing de las Series Missourianas que se manifiestan como uno solo pues en ellos solo existe una intercalación de lutitas y calizas.

El miembro Heebner, Toronto y la Formación Topeka se manifiestan en un solo Grupo llamado Shawnee de las Series Virgilianas.

En Sistema tiene una antigüedad de 310 millones de años aproximadamente.

Por último se tiene el Sistema Pérmico Inferior en donde se tiene la presencia de la última formación, Stone Corral con 290 millones de años de antigüedad aproximadamente.

6.1 Cálculo de las reservas de aceite

El cálculo de las reservas de aceite se hace mediante la siguiente fórmula:

$$((\varnothing \cdot S_o \cdot h) \cdot A) \cdot (1000) \quad \text{Ec. 5.1}$$

$$((\varnothing \cdot S_o \cdot h) \cdot A) \cdot (1000) \dots\dots\text{Ec. 5.1}$$

Donde

\varnothing = Porosidad

S_o = saturación de aceite

h = profundidad del pozo

A = área superficial

1000 = factor convertor de metros cúbicos a litros

Entendemos como área superficial a aquella circunferencia que se forma con la medida del radio de drenaje, siendo este, la mitad de la distancia mínima entre pozos.

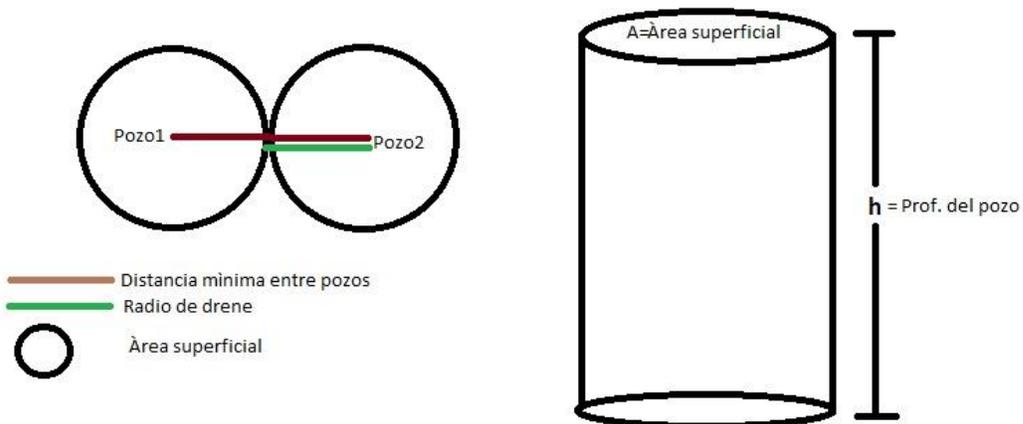


Imagen 5.34 Esquemización del radio de drenaje y su relación con el área superficial para formar un cilindro que nos sirve como referencia para el cálculo de las reservas.

Por otra parte $\emptyset \cdot S_o$ viene siendo el volumen total de aceite que esta dado por la ecuación $V_{oil} = V_{poros} \cdot (1 - S_w)$ y a su vez el V_{poros} està definido como $V_{poros} = V_{total} \cdot \emptyset$ donde el V_{total} es aquel donde suponemos un cilindro (ver imagen 5.32) que se encuentra caracterizado por la multiplicación del área por la profundidad.

Teniendo en cuenta lo anterior, se tiene que para cada pozo se detectaron diferentes cantidades de volumen total de aceite en combinación con la altura, es decir, el producto de la porosidad por la saturación de aceite y espesor de la capa.

Para este estudio se tiene una distancia mínima entre pozos de 255 metros, lo que nos da un radio de drene de 127.5 metros

Finalmente la ecuación 5.1 se debe dividir entre 159 para asa tener la cantidad de barriles que se tendrán.

A continuación se sustituyen los diferentes valores en la ecuación 5.1 que arrojan la cantidad de reservas de hidrocarburos en función de barriles de petróleo:

Pozo Marshall "A" 35

$$\frac{(6.11) \cdot (\pi \cdot 127^2) (1000)}{159} = 1,947,159 \text{ barriles}$$

Pozo Marshall "A" 34

$$\frac{(4.95) \cdot (\pi \cdot 127^2) (1000)}{159} = 1,577,485 \text{ barriles}$$

Pozo Marshall "A" 33

$$\frac{(3.78) \cdot (\pi \cdot 127^2) (1000)}{159} = 1,204,625 \text{ barriles}$$

Pozo Marshall "A" 36

$$\frac{(6.92) \cdot (\pi \cdot 127^2) (1000)}{159} = 2,205,292 \text{ barriles}$$

Pozo Marshall "A" 42

$$\frac{(0.86) \cdot (\pi \cdot 127^2) (1000)}{159} = 274,068 \text{ barriles}$$

Pozo Marshall "A" 44

$$\frac{(5.69) \cdot (\pi \cdot 127^2) (1000)}{159} = 1,813,311 \text{ barriles}$$

Pozo Marshall "A" 45

$$\frac{(4.48) \cdot (\pi \cdot 127^2) (1000)}{159} = 1,427,704 \text{ barriles}$$

Pozo Marshall "A" 29

$$\frac{(2.96) \cdot (\pi \cdot 127^2) (1000)}{159} = 943,304 \text{ barriles}$$

Pozo Marshall "A" 6

$$\frac{(14.51) \cdot (\pi \cdot 127^2) (1000)}{159} = 4,624,104 \text{ barriles}$$

Pozo Marshall "A" 39

$$\frac{(6.11) \cdot (\pi \cdot 127^2) (1000)}{159} = 1,947,158 \text{ barriles}$$

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es de vital importancia crear una base de datos (que debe de contener esa base de datos? Info geológica, geofísica, petrofísica) bien conjuntados y organizados para que el trabajo lleve orden y veracidad en cada conjunto de ideas.

La investigación previa a la aplicación es una parte tan importante como el procesamiento ya que sin esta los resultados pueden ser diferentes gracias a los grados de incertidumbre que conlleva no tener información previa a lo que se está haciendo.

Conocer el modelo geológico o las formaciones litoestratigráficas bajo las que se estén trabajando son imprescindibles porque así se sabe qué tipo de resultados, lecturas o valores pueden llevar los registros geofísicos de pozo.

Así mismo, el conocimiento básico de los conceptos teóricos de cada registro geofísico es de gran ayuda como apoyo a los posibles resultados y así tener un espacio de confianza acerca de lo que esté bien o mal ejecutado en los resultados.

Los registros geofísicos presentes en cada pozo bastaron para tener información confiable y sustentable que nos llevó a los resultados finalmente obtenidos.

El uso de algún software de interpretación y procesamiento es de ayuda en gran medida a tener los resultados confiables obtenidos, sin embargo al no poseer una licencia completa del producto no se puede hacer todo con la gran facilidad que conlleva, más aún, esto no fue impedimento ya que gracias a las demás técnicas que se aprendieron y adquirieron se logró terminar con suma satisfacción tal proyecto.

En lo que respecta a los resultados obtenidos, se llegó a encontrar una formación con alto potencial de ser productora de hidrocarburos superando las expectativas iniciales.

Si bien las porosidades efectivas no fueron altas, estas bastaron para que el aceite estuviera contenido en poros interconectados relacionados a permeabilidades muy altas, esto y la premisa anterior quieren decir que el campo Bemis-Shutts posee un potencial petrolero sumamente alto ya que basto estudiar solo una pequeña parte para darnos cuenta de la gran cantidad de petróleo que posee.

Mediante este trabajo se concreta que tan importante es la Petrofísica y los Registros Geofísicos de Pozo para la toma de decisiones en la industria de los hidrocarburos ya que la cuantificación del volumen de aceite o gas es sumamente cercano al real solo bastaría con los estudios sísmicos, demás técnicas geofísicas y estudio de núcleos para poder llegar a un resultado muy confiable.

Se recomienda un estudio que incluya datos de núcleo a detalle para la Formación Stone Corral para así dar una mejor estimación del potencial petrolero.

Igualmente es recomendable seguir haciendo un estudio convencional al norte y noroeste de esta zona de estudio ya que el pozo Marshall "A" 6 es el que más volumen de aceite presento, además que sus lecturas en porosidades son las que resultaron en porosidades efectivas más altas. Este pozo bien duplico en cantidad volumétrica total de aceite a algunos otros que se encontraban más al sur o al centro de la zona de estudio.

Investigación Bibliográfica

Asquit, G., Gibson, C. (1982). Basic Well Analysis for Geologists (1a. Ed.). Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists

Darling, T., (2005). Well Logging and Formation Evaluation (1a. Ed.). Oxford, Uk: Elsevier Science

Serra, O., (1984). Fundamental of Well-log Interpretation (1a. Ed.) Amsterdam, the Netherlands: Elsevier Science

Ellis, D., Singer, J., (2008) Well Logging for Earth Scientists (2a. Ed.) Dordrecht, the Netherlands: Springer

Bass, N. W. (1926): "Geologic Investigations in Western Kansas", Bulletin 11, pp. 11-52

Miller, R. D., Van Horn, R., Dobrovolny, E., Buck, L. P. (1964) "Geology of Franklin, Webster and Nuckolls Counties, Nebraska", Geological Survey Bulletin, p. 17

Fransesn, E.K., Byrnes, A. P., Cansler, J.R., Steinhauff D. M., Timothy, R. C., (2004) "The Geology of Kansas: Arbuckle Group", Bulletin 250. Part. 2, pp. 1-43

Clavier, C., Coates, G.(1984) "Theoretical and Experimental Bases for the Dual-Water Model for Interpretation of Shaly Sands", Society of Petroleum Engineers Journal.

Zeller, D. E. (1968) "The Stratigraphic Succession in Knasas": Kansas Geological Survey Bulletin 189. [Documento de internet disponible en <http://www.kgs.ku.edu/Publications/Bulletins/189/index.html>]

Merriam, D. F. (1955) "Stone Corral Structure as an Indicator of Pennsylvanian Structure in Central and Western Kansas": Kansas Geological Survey Bulletin 114. Part 4. [Documento de internet disponible en http://www.kgs.ku.edu/Publications/Bulletins/114_4/index.html]

Autio, W., "Lithofasies and depositional environments of the Simpson Group of Central Kansas": Kansas Geological Survey. Subsurface Geology 6, pp.1-7 [Documento de internet disponible en <http://www.kgs.ku.edu/Publications/Bulletins/Sub6/Autio/index.html>]

ANEXO

En esta parte del trabajo se presentan los pozos que se estudiaron a lo largo del trabajo pero de una manera completa, es decir, sin particiones como se hizo en la parte de Aplicaciones particulares, se pueden visualizar todas las curvas de los registros presentes.

En el primer carril se tiene la profundidad, en el segundo las diferentes unidades litológicas, tercer carril se tiene Caliper, Rayos Gamma y Potencial Espontáneo, en el cuarto los registros resistivos, en el quinto el registro de Densidad-Porosidad., en el sexto el de Densidad y Porosidad-Neutrón, en el séptimo todas las matrices litológicas existentes en el proyecto más el agua y el aceite presentes, en el octavo carril se tiene la saturación de agua y de aceite, en el noveno los volúmenes volumétricos presentes en las diferentes porosidades efectivas, en el décimo la Permeabilidad y por último, en el onceavo carril se ven las zonas de reserva a la izquierda y las zonas de paga a la derecha, donde también se pueden ver las cantidades de barriles existentes en cada pozo.

El seguimiento de los pozos en el anexo es el siguiente:

Marshall "A" 6, Marshall "A"29, Marshall "A"33, Marshall "A"34, Marshall "A"35, Marshall "A"36, Marshall "A"39, Marshall "A"42, Marshall "A"44 y Marshall "A"45

