



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

“INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA EN POZOS DE UN CAMPO DE LA REGIÓN MARINA SUROESTE”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERA GEOFÍSICA

PRESENTA:

MORONES MENDOZA ALINA FERNANDA

DIRECTOR: ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA



Ciudad Universitaria

2013

DEDICATORIAS

A mi Mamá Elba Margarita

Sin tu guía no hubiera logrado esta carrera, gracias mami por tu apoyo y dedicación en toda mi vida, eres mi ejemplo de fortaleza, te quiero mucho mamá.

A mi Papá Rubén

Gracias por tu apoyo económico en la Universidad, te quiero papá.

A Mamá Tina

Gracias mami por tu cariño y tu cuidado en toda mi vida, te quiero mamá Tina.

A Papá Fernando

Gracias por tu apoyo y por consentirme.

A mi hermana Myrna y a mi cuñado Ricardo

Porque ustedes son mi orgullo, Mini eres un ejemplo a seguir y te admiro mucho. Richi gracias por apoyarme en momentos difíciles. Los quiero mucho.

A mi hermana Laura Gabriela y mi sobrino Danielito

Gaby gracias por alentarme a seguir en este camino; Danielito cuando seas grande leas esto, espero que yo, sea una guía para forjar tus pasos firmes a la vida.

A Toñito

Gracias por otorgarme siempre tu apoyo incondicional, cariño y preocupación, espero que siempre estemos juntos, te amo mi vida.

A mi querida terapeuta Rosa Noriega

Fuiste un pilar fundamental en los primeros inicios de mi vida, me diste apoyo y bases firmes, ya que me enseñaste a leer los labios y a hablar sin escuchar; te debo en gran parte lo que soy, fuiste mi guía. Muchas gracias.

Y por favor sigue apoyando a niños que son como yo.

A la familia León Velasco

Por todas sus atenciones y cariño.

A Ulises

A ti mi querido amigo te agradezco la gran ayuda que me brindaste durante el tiempo que estuvimos juntos en la facultad.

AGRADECIMIENTOS

A mi amada hermana Myrna

A mi amada hermana Myrna, Que siempre ha sido un gran ejemplo de amor y superación personal, me abriste los horizontes y me hiciste ver las expectativas para elegir esta gran carrera; además de contar con tu apoyo moral, tus conocimientos y la gran confianza que depositaste en mí, a tí te debo en gran parte lo que hoy he logrado. Gracias Myrnita, muchas gracias.

A la Lic. Kitty Gómez

A la Licenciada Kitty Gómez, gracias querida profesora, Sin sus palabras de aliento no hubiese continuado, usted fue la primera persona que me dio valor y confianza en los primeros inicios de mi carrera universitaria.

A la Lic. María Elena Cano

A la Licenciada en Psicología María Elena Cano, usted forma parte de las personas a las que les debo agradecimiento, ya que me dió confianza y ayuda para superar el temor que me inspiró entrar a la Universidad, tener nuevos compañeros y profesores; todo ello derivado de mi problema auditivo.

A Monserrat Campero

Gracias por apoyarme durante la carrera, fuiste una gran amiga en la facultad.

A la coordinadora del CELE Barbara Byer

Gracias por su comprensión y apoyo.

Al Ing. Ricardo Castrejón

Que gracias a los conocimientos y ayuda que me otorgó aprendí a admirarlo. Muchas gracias por su tiempo y dedicación.

Al Ing. Manuel Villamar

Por el tiempo que le dedicó a mi trabajo de tesis y por haberme compartido sus conocimientos.

A mi Universidad y mi Facultad de Ingeniería

Que se convirtieron en mi segunda casa y han hecho de mí una profesionista. Mil gracias.

Quién ha visto la esperanza, jamás la olvida...

ÍNDICE

	Página
ÍNDICE	<i>i</i>
LISTA DE TABLAS	<i>iii</i>
LISTA DE GRÁFICAS	<i>iv</i>
LISTA DE FIGURAS	<i>vii</i>
RESUMEN	<i>x</i>
ABSTRACT	<i>xi</i>
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO II. GEOLOGÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO	
2.1 Ubicación geográfica del área de estudio	3
2.2 Características del yacimiento	4
2.3 Geología estructural	4
2.4 Estratigrafía	6
2.5 Geología del petróleo	12
2.5.1 Trampa	12
2.5.2 Sello	13
2.5.3 Roca generadora	13
CAPÍTULO III. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	
3.1 Petrofísica	14
3.1.1 Correlación	14
3.1.1.1 Potencial Espontáneo	14
3.1.1.2 Rayos Gamma	15
3.1.1.3 Factor Fotoeléctrico	16
3.1.1.4 Caliper	17
3.1.2 Volumen de arcilla	17
3.1.2.1 Determinación del Volumen de Arcilla a partir del GR	17
3.1.2.2 Determinación del Volumen de Arcilla a partir de SP	18
3.1.2.3 Determinación del Volumen de Arcilla a partir de los perfiles Densidad- Neutrón	19
3.1.2.4 Determinación del Volumen de Arcilla a partir de Densidad-Sónico	19
3.1.2.5 Determinación del Volumen de Arcilla a partir de Sónico- Neutrón	19

3.1.3 Temperatura de la formación	20
3.1.4 Resistividad verdadera de la formación	21
3.1.4.1 Resistividad de agua de formación	21
3.1.4.2 Resistividad de la zona lavada	22
3.1.5 Porosidad	22
3.1.5.1 Registro de Densidad	23
3.1.5.2 Registro de Neutrón	25
3.1.5.3 Registro Sónico	25
3.1.6 Saturación de agua	26
3.1.6.1 Cálculo de saturación de agua en formaciones limpias	26
3.1.6.2 Cálculo de saturación de agua en formaciones arcillosas	27
3.1.7 Saturación de agua irreducible	31
3.1.8 Permeabilidad	31
3.2 Geomecánica	32
3.2.1 Esfuerzo y deformación	33
3.2.2 Módulo de Young	33
3.2.3 Relación de Poisson	34
CAPÍTULO IV. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA	
4.1 Flujo de trabajo	36
4.1.1 Recopilación y validación de la información	37
4.1.2 Análisis de los registros geofísicos	37
4.1.3 Determinación de parámetros petrofísicos	39
4.2 Graficado de Crossplots	41
CAPÍTULO V. RESULTADOS	
5.1 Determinación de los parámetros petrofísicos	42
5.2 Resultados de interpretación Petrofísica	82
CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES	99
BIBLIOGRAFÍA	101

LISTA DE TABLAS

	Página
TABLA 2.1 Columna geológica probable del campo Xanab.	8
TABLA 3.1 Ecuaciones para obtener V_{sh} a partir de I_{GR} .	18
TABLA 3.2 Densidades de la matriz de litologías comunes.	24
TABLA 3.3 Velocidades sónicas e intervalo de tiempo de tránsito para diferentes matrices.	25
TABLA 3.4 Los valores de a, m, n para el análisis de la ecuación de Archie de cada formación.	27
TABLA 5.1 Resultados de profundidad medida y TVD.	41
TABLA 5.2 Promedios de SP, GR, PE y CALIPER por intervalo de cada pozo.	42
TABLA 5.3 Determinación de volumen de arcilla por intervalo.	43
TABLA 5.4 Resultados de temperatura promedio de intervalo (°F).	44
TABLA 5.5 Determinación de resistividades R_t, R_w, R_M y R_S .	45
TABLA 5.6 Resultados de estimación de porosidad.	46
TABLA 5.7 Resultados de saturación de agua en formaciones limpias.	47
TABLA 5.8 Resultados de saturación de agua irreducible.	48
TABLA 5.9 Resultados de permeabilidad.	49
TABLA 5.10 Cálculo de esfuerzo, relación de Poisson y módulo de Young.	50
TABLA 5.11 Valores de espesor neto y de capacidad de flujo.	59
TABLA 5.12 Volumen de hidrocarburos.	60

LISTA DE GRÁFICAS

	Página
GRÁFICA 5.1 Crossplot DTC vs RHOB en pozo Xanab-1.	52
GRÁFICA 5.2 Crossplot DTC vs RHOB en pozo Xanab-101.	52
GRÁFICA 5.3 Crossplot DTC vs RHOB en pozo Xanab-31.	53
GRÁFICA 5.4 Crossplot DTC vs RHOB en pozo Xanab-32.	53
GRÁFICA 5.5 Crossplot DTC vs RHOB en pozo Xanab-DL1.	54
GRÁFICA 5.6 Crossplot NPHI vs RHOB en pozo Xanab-101.	54
GRÁFICA 5.7 Crossplot NPHI vs RHOB en pozo Xanab-31.	55
GRÁFICA 5.8 Crossplot NPHI vs RHOB en pozo Xanab-32.	55
GRÁFICA 5.9 Crossplot NPHI vs RHOB en pozo Xanab-DL1.	56
GRÁFICA 5.10 Crossplot NPHI vs DTC en pozo Xanab-101.	56
GRÁFICA 5.11 Crossplot NPHI vs DTC en pozo Xanab-11.	57
GRÁFICA 5.12 Crossplot NPHI vs DTC en pozo Xanab-31.	57
GRÁFICA 5.13 Crossplot NPHI vs DTC en pozo Xanab-32.	58
GRÁFICA 5.14 Crossplot NPHI vs DTC en pozo Xanab-DL1.	58
GRÁFICA 5.15 Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-1.	59
GRÁFICA 5.16 Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-101.	59
GRÁFICA 5.17 Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-11.	60
GRÁFICA 5.18 Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-31.	60
GRÁFICA 5.19 Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-32.	61

GRÁFICA 5.20 Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-DL1.	61
GRÁFICA 5.21 Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-1 .	62
GRÁFICA 5.22 Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-101.	62
GRÁFICA 5.23 Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-11.	63
GRÁFICA 5.24 Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-31.	63
GRÁFICA 5.25 Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-32.	64
GRÁFICA 5.26 Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-DL1.	64
GRÁFICA 5.27 Crossplot RHOB vs POR en pozo Xanab-1.	65
GRÁFICA 5.28 Crossplot RHOB vs POR en pozo Xanab-101.	65
GRÁFICA 5.29 Crossplot RHOB vs POR en pozo Xanab-31.	66
GRÁFICA 5.30 Crossplot RHOB vs POR en pozo Xanab-32.	66
GRÁFICA 5.31 Crossplot RHOB vs POR en pozo Xanab-DL1.	67
GRÁFICA 5.32 Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-1.	67
GRÁFICA 5.33 Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-101.	68
GRÁFICA 5.34 Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-11.	68
GRÁFICA 5.35 Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-31.	69
GRÁFICA 5.36 Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-32.	69
GRÁFICA 5.37 Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-DL1.	70
GRÁFICA 5.38 Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-1.	70
GRÁFICA 5.39 Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-101.	71
GRÁFICA 5.40 Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-11.	71
GRÁFICA 5.41 Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-31.	72

GRÁFICA 5.42 Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-32.	72
GRÁFICA 5.43 Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-DL1.	73
GRÁFICA 5.44 Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-1.	73
GRÁFICA 5.45 Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-101.	74
GRÁFICA 5.46 Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-11.	74
GRÁFICA 5.47 Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-31.	75
GRÁFICA 5.48 Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-32.	75
GRÁFICA 5.49 Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-DL1.	76
GRÁFICA 5.50 Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-1.	76
GRÁFICA 5.51 Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-101.	77
GRÁFICA 5.52 Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-11.	77
GRÁFICA 5.53 Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-31.	78
GRÁFICA 5.54 Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-32.	79
GRÁFICA 5.55 Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-DL1.	79

LISTA DE FIGURAS

	Página
FIGURA 2.1 Ubicación geográfica del área de estudio (PEMEX, 2011).	3
FIGURA 2.2 Configuración estructural en profundidad del campo Xanab a la cima del Cretácico. La estructura se formó como resultado de una tectónica compresiva (PEMEX, 2010).	5
FIGURA 2.3 Sección estructural del campo Xanab (PEMEX, 2010).	5
FIGURA 2.4 Configuración estructural en profundidad del campo Xanab a la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2009).	6
FIGURA 2.5 Modelo estructural tridimensional cima Jurásico Superior Kimmeridgiano que muestra la trayectoria de los pozos (PEMEX, 2010).	7
FIGURA 2.6 Interpretación de horizontes sísmicos en los topes de la edad Eoceno al Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2010).	7
FIGURA 2.7 Sección de correlación en la cual se observa la posición estratigráfica-estructural del pozo Xanab-32 con respecto a los pozos vecinos Xanab-11, Xanab-31, Xanab-DL1 y Xanab-1 (PEMEX, 2010).	11
FIGURA 2.8 Sección estructural en donde se observa la estructural anticlinal que se originó por esfuerzos compresivos (PEMEX, 2011).	12
FIGURA 3.1 Porosidad total y efectiva (Halliburton, 1997).	23
FIGURA 3.2 Porosidad de una formación limpia (Halliburton, 1997).	24
FIGURA 3.3 Saturación de agua (Halliburton, 1997).	26
FIGURA 3.4 Esquema de la Ley de Darcy (Halliburton, 1997).	32
FIGURA 3.5 Esfuerzo y deformaciones (Halliburton, 1997).	33
FIGURA 3.6 Modulo de Young (Halliburton, 1997).	34

FIGURA 3.7 Gráfica Esfuerzo vs. Deformación de rocas (Halliburton, 1997).	34
FIGURA 3.8 Relación de Poisson (Halliburton, 1997).	35
FIGURA 4.1 Flujo de trabajo para los cálculos de los parámetros petrofísicos.	36
FIGURA 4.2 Análisis de registros se realizó mediante del software PrizM (proporcionado por la compañía Halliburton).	38
FIGURA 5.1 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 11%, Shc= 74%, K=113.7 mD. Productor de aceite.	82
FIGURA 5.2 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 6%, Shc= 79%, K=6.8 mD. Productor de aceite.	83
FIGURA 5.3 Interpretación (valores promedios): Caliza arcillosa, porosidad 4%, Shc= 89%, K=1.1 mD. No productor.	84
FIGURA 5.4 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia y arcillosa, porosidad 6%, Shc= 81%, K=8.9 mD. Productor de aceite.	85
FIGURA 5.5 Interpretación (valores promedios): Caliza arcillosa y limpia, porosidad 5%, Shc= 44%, K=29.35 mD. Mayor permeabilidad al agua.	86
FIGURA 5.6 Interpretación (valores promedios): Caliza muy limpia, porosidad 5%, Shc= 58%, K=160.88 mD. Mayor permeabilidad al agua.	87
FIGURA 5.7 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 5%, Shc= 83%, K=0.105 mD. Poco volumen de aceite.	88
FIGURA 5.8 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 4%, Shc= 87%, K=162.5 mD. No productor.	89
FIGURA 5.9 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 14%, Shc= 77%, K=317.2 mD. Productor de aceite.	90
FIGURA 5.10 Interpretación (valores promedios): Caliza muy limpia, porosidad 6%, Shc= 81%, K=26.23 mD. Productor de aceite	91
FIGURA 5.11 Interpretación (valores promedios): Caliza arcillosa, porosidad 5%, Shc= 90%, K=10.7 mD. Productor de aceite.	92
FIGURA 5.12 Interpretación (valores promedios): Caliza arcillosa, porosidad 4%, Shc= 90%, K=2.188mD. No productor.	93

FIGURA 5.13 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia y arcillosa, porosidad 10%, Shc= 92%, K=47.5 mD. No productor.	94
FIGURA 5.14 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 8%, Shc= 92%, K=355.2 mD. Productor de aceite.	95
FIGURA 5.15 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 7%, Shc= 93%, K=21.1 mD. Productor de aceite.	96
FIGURA 5.16 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia Y arcillosa, porosidad 7%, Shc= 95%, K=333.8 mD. Productor de aceite.	97
FIGURA 5.17 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 7%, Shc= 88%, K=23.7 mD. Productor de aceite.	98

RESUMEN

En este trabajo se realiza la caracterización petrofísica de un campo de la Región Marina Suroeste para que pueda servir como base de consulta para el desarrollo del mismo, sin perder de vista que este campo está en explotación pero con miras a continuar perforando más pozos dentro de las reservas probadas; sin embargo, hay que tomar en cuenta que las interpretaciones pueden variar con el paso del tiempo, por ejemplo los contactos agua-aceite a lo largo de la vida productiva de un pozo varían, es decir que el agua tiene movilidad en función del ritmo de explotación del campo y siempre hay que tenerla en cuenta para cuando se quiera perforar un nuevo pozo o disparar un nuevo intervalo. También puede servir la interpretación para utilizarla en correlación para nuevos campos y así tener un mejor desarrollo de los mismos.

El campo Xanab de la Región Marina Suroeste se ha convertido en uno de los más productivos y más rentables dentro de la industria petrolera en nuestro país, cuenta con pozos de alta presión y alta temperatura, es un campo que actualmente tiene 6 pozos productores alcanzando una producción de 64,800 barriles de aceite por día a la fecha.

Para el desarrollo de esta investigación se aplicaron los conocimientos adquiridos durante el estudio de las materias relacionadas a la Petrofísica, para realizar la interpretación del campo Xanab, con el fin de actualizar la información que se tiene de los 6 pozos perforados.

El Capítulo I es una Introducción al tema que se desarrolló en este trabajo. En el Capítulo II se incluye la Geología del área de estudio. En el Capítulo III se trata a los registros geofísicos de pozos como la fuente más abundante de información Petrofísica. En el Capítulo IV se describe el flujo de trabajo de la interpretación Petrofísica y en el Capítulo V se presentan los resultados del análisis Petrofísico. Finalmente en el Capítulo VI se incluyen las principales conclusiones del estudio.

ABSTRACT

This paper makes the petrophysical characterization of a field in the Southwest Marine Region that can serve as a basis for consultation for the development of this, bearing in mind that this area is already exploited but in order to continue drilling more wells within reserves tested, but must take into account interpretations may vary over time, for example water-oil contacts throughout the productive life of a well varies, this means water has rate-based mobility operating the field and always must be taken into account when you want to drill a new well, or make a reentry. It can also serve as the interpretation to use correlation to new fields and thus have a better development of the same.

The Xanab Southwest Marine Region field has become one of the most productive and profitable within the petroleum industry, wells has high pressure and high temperature and is a field that has only six development wells reaching a production of 64,800 barrels of oil per day to date.

Applying the knowledge acquired during the study of matters related to the petrophysical interpretation for a developed field of the Southwest Marine Region, in order to update the information from the 6 wells developed.

Chapter I includes an Introduction to this study. Chapter II includes the Geology of the studied area. Chapter III is about geophysical well logs as Petrophysical information source. In chapter IV is included the work flow of Petrophysical interpretation and in Chapter V Petrophysical analysis results are presented. Finally in Chapter VI main conclusions are included.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Hace más de medio siglo se introdujeron los registros geofísicos de pozos en la industria petrolera. Desde entonces se han desarrollado y utilizando en forma general, muchas más y mejores herramientas de registros.

A medida que la ciencia de los registros de pozos petroleros avanzaba, también lo hacía el arte de la interpretación de datos. Hoy en día un detallado conjunto de perfiles cuidadosamente elegidos, provee un método para derivar e inferir valores precisos para las saturaciones de hidrocarburos y de agua, porosidad, índice de permeabilidad y la litología del yacimiento.

La caracterización de un yacimiento es un proceso con amplia base científica, en el cual son aplicados diversos conocimientos sobre ingeniería, para así interpretar lógicamente todos los datos y características del yacimiento, mediante herramientas y técnicas modernas; en otras palabras es el conjunto de productos orientados a la definición y al estudio de las características geológicas, petrofísicas y dinámicas, que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petroleros, así como la cuantificación del volumen de hidrocarburos, con el propósito de apoyar los planes de operación para optimizar la explotación del área de estudio, incrementando las reservas o la producción de los mismos.

Dentro del análisis del campo Xanab, se utiliza la Ecuación de Archie. Gustave Archie desarrolló a través de experimentos en laboratorio, una relación entre la porosidad, resistividad y saturación de agua. Los experimentos de Archie, se hicieron en rocas de areniscas limpias. Este es el motivo por el cual el contenido de arcilla no está presente en la ecuación de Archie. Todas las ecuaciones que vinieron después de Archie en un intento para tomar el efecto de la arcilla en la roca, se reducen a la ecuación de Archie cuando el contenido de arcilla se aproxima a cero, es decir que la Ecuación de Archie se convirtió en la base de la interpretación Petrofísica. Así tenemos una ecuación que subsistió con el paso del tiempo y que después de 65 años está aplicada también en el campo Xanab, campo de estudio de este trabajo.

El campo Xanab es un campo de la Región Marina Suroeste, localizado en las aguas territoriales del Golfo de México. El campo fue descubierto en el año 2005 y el pozo Xanab 101 fue el pozo exploratorio perforado en rocas de edad de Cretácico, resultando productor de aceite negro ligero de 33 API. Actualmente el campo Xanab cuenta con 6 pozos productores, perforados en diferentes edades; 4 pozos perforados a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano y 2 pozos perforados a nivel Cretácico, con una producción a la fecha de 64,800 barriles por día, lo cual refleja la rentabilidad del campo, a pesar de sus

condiciones hostiles de intervención, ya que son pozos de alta presión, alta temperatura y que han sido perforados hasta 6,800 metros.

Para el estudio del campo Xanab se realizó una interpretación petrofísica de las rocas, que está basada en la aplicación de un método adecuado al área de estudio, dependiendo del tipo de formación y empleando ecuaciones que relacionan las características de la secuencia sedimentaria, entre los que están: arcillosidad, porosidad, intervalos permeables, profundidades de los intervalos de interés y localización de los contactos entre fluidos.

La interpretación petrofísica de los registros, se realizó mediante la aplicación del software PrizM (proporcionado por la Compañía Halliburton), este software se basa en el procesamiento de los registros en formato LAS tomados en agujero descubierto durante la perforación del pozo. Los datos obtenidos del registro del pozo son cargados en el software y mediante el uso de ecuaciones se muestran las curvas interpretadas. Estos registros fueron calibrados en función de pruebas de presión, realizadas en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano y en Cretácico. De esta manera, fueron obtenidos los resultados petrofísicos para cada pozo del campo Xanab.

CAPÍTULO II

GEOLOGÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1 Ubicación geográfica del área de estudio

El campo Xanab (Zapato en lengua Maya) se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Tabasco, y aproximadamente a 28.6 kilómetros al Noroeste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Paraíso Tabasco (fig. 2.1).

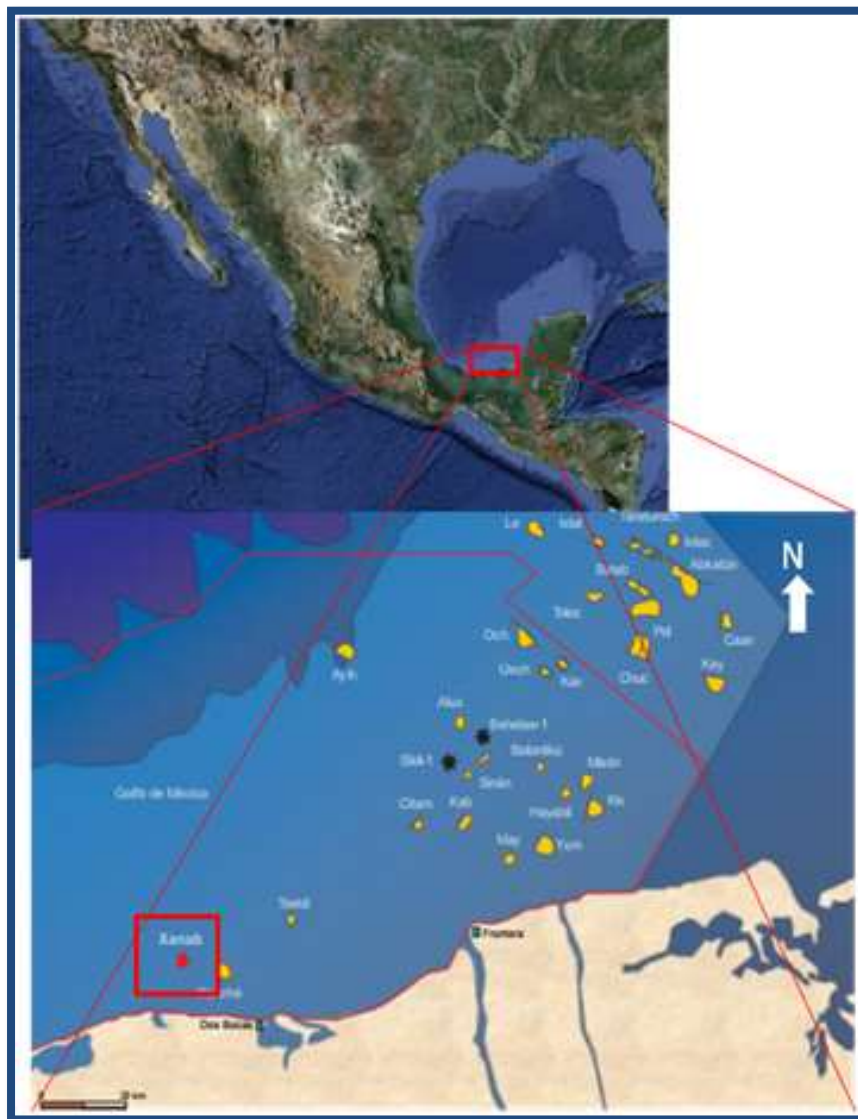


Figura 2.1. Ubicación geográfica del área de estudio (PEMEX, 2011).

2.2 Características del yacimiento

El objetivo fue corroborar la existencia de reservas de hidrocarburos en yacimientos de rocas de edad Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano. A continuación se describen las características del campo Xanab.

- **Campo Xanab Cretácico (K)**

El campo Xanab Formación Cretácico, fue descubierto en el año 2005, tiene una profundidad de 6,300 metros desarrollados aproximadamente bajo el nivel del mar y cuenta con un área de 18.2 Km². El tirante de agua es de 24 metros. Su litología está compuesta principalmente de mudstone a wackestone en partes arcillosas, con foraminíferos de color gris claro, con impregnaciones de aceite en porosidad intergranular. El espesor neto es de 41 metros, con porosidad promedio de 5% y saturación de agua promedio de 25%. Actualmente tiene dos pozos perforados en esta formación: Xanab-1 y Xanab-101. La producción inicial de los dos pozos juntos es de 4,310 barriles por día de aceite ligero, de 33 grados API (PEMEX, 2011).

- **Campo Xanab Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)**

La explotación del campo Xanab Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano se inició en el año 2009, tiene una profundidad media de yacimiento de 6,800 metros verticales bajo el nivel del mar y cuenta con un área de 10.62 Km². Tiene un tirante de agua de 28 metros. Su litología está compuesta principalmente de mudstone a wackestone parcialmente arcillosa de color marrón oscuro a claro, con trazas de wackestone a packstone de intraclastos color marrón oscuro a gris oscuro, compacta, con porosidad secundaria por algunas microfracturas rellenas por aceite residual y pesado, su espesor neto es de 131.4 m, con porosidad promedio de 6.5%, saturación de agua promedio de 29% y permeabilidad promedio de 24 mD. Actualmente hay cuatro pozos perforados en esta formación: Xanab-11, Xanab-31, Xanab-32 y Xanab DL1. La producción inicial de los cuatro pozos juntos es de 67,150 barriles por día de aceite de 32 grados API (PEMEX, 2011).

2.3 Geología estructural

Campo Xanab (K)

Los pozos Xanab-1 y Xanab-101 se encuentran en una estructura que corresponde a la continuación de un alineamiento estructural con una orientación preferencial Noroeste a Sureste donde se ubica el pozo A. La estructura se presenta como un anticlinal alargado con rumbo Noroeste a Sureste, delimitado por dos fallas normales y se encuentra afectada por una intrusión salina (figs. 2.2 y 2.3).

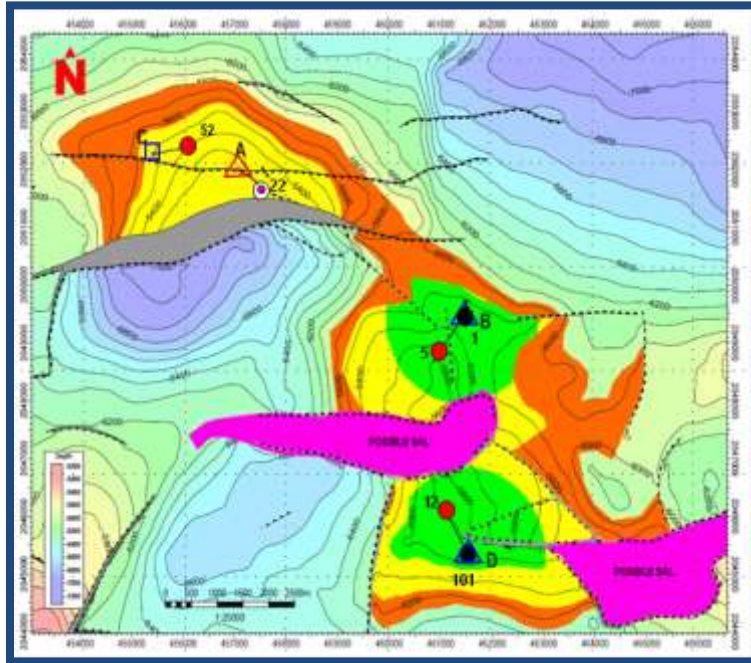


Figura 2.2. Configuración estructural en profundidad del campo Xanab a la cima del Cretácico. La estructura se formó como resultado de una tectónica compressiva (PEMEX, 2010).

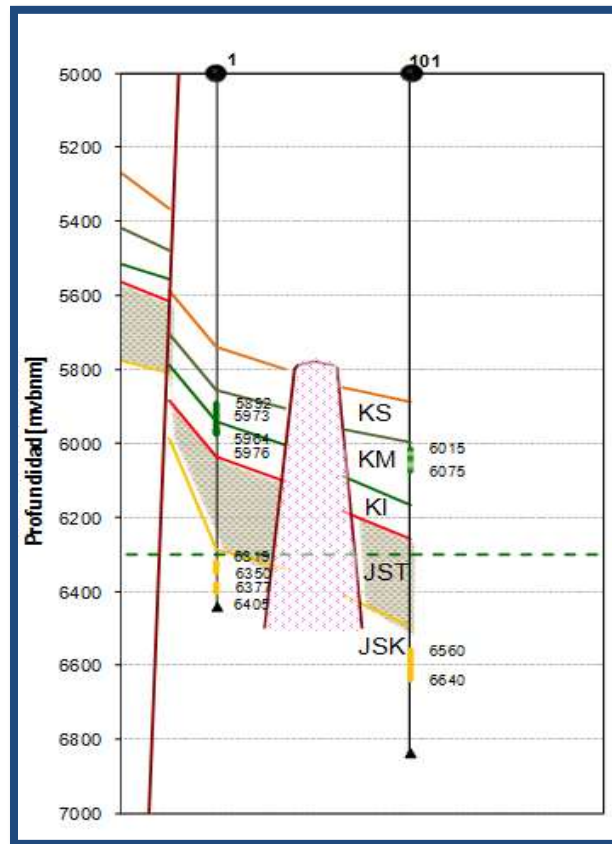


Figura 2.3. Sección estructural NW-SE del campo Xanab (K) (PEMEX, 2010).

Campo Xanab (JSK)

Los pozos Xanab-11, Xanab-31, Xanab-32 y Xanab-DL1 están ubicados en dos bloques principales. El bloque mayor se localiza en la parte NW del campo, alberga la mayor cantidad de pozos y es una estructura anticlinal de rumbo NE-SW, la cual está limitada al oeste por una falla inversa y al sur por una falla de tipo normal de mayor salto. Hacia la otra parte NW del campo se tiene otra estructural anticlinal de rumbo NE-SW, la cual está limitada al Sur por una falla de tipo normal e influenciada por arcillas. El pozo Xanab-32 se localiza en el flanco noreste del mismo. Este bloque está 500 metros verticales más alto que el segundo bloque, de menor área y en el cual se localiza el pozo Xanab-1 (fig. 2.4).

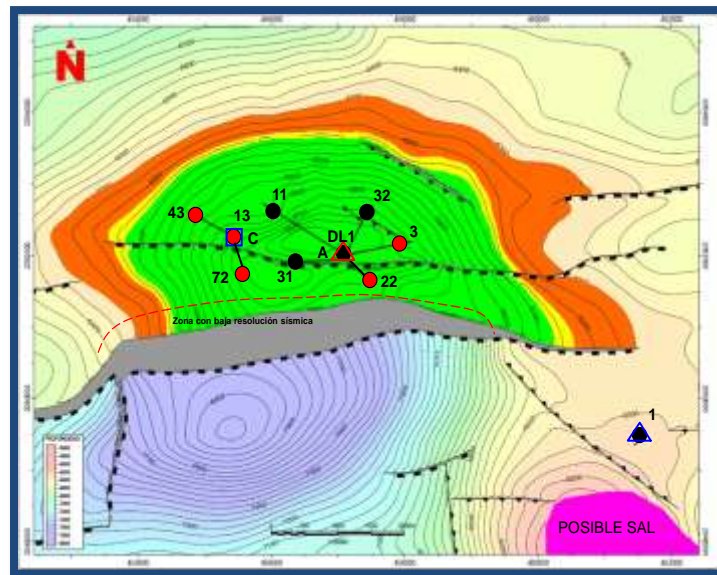


Figura 2.4. Configuración estructural en profundidad del campo Xanab a la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2009).

En la figura 2.5 se tiene una representación tridimensional de la superficie de la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano, con los pozos Xanab-11, Xanab-31, Xanab-32 y Xanab-DL1, que se encuentran ubicados en la misma Plataforma-A.

Para obtener el modelo estructural detallado del área, PEMEX realizó la interpretación de los datos del levantamiento sísmico tridimensional para el campo, que cubre 10.62 Km², tiene una incertidumbre de 100 metros y efectuó las correlaciones de horizontes marcadores para el tope de la edad Eoceno al Jurásico Superior Kimmeridgiano (fig. 2.6).

2.4 Estratigrafía

La columna estratigráfica del campo Xanab, abarca un rango de edades que van desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano al Pleistoceno Reciente y está descrita en la tabla 2.1.

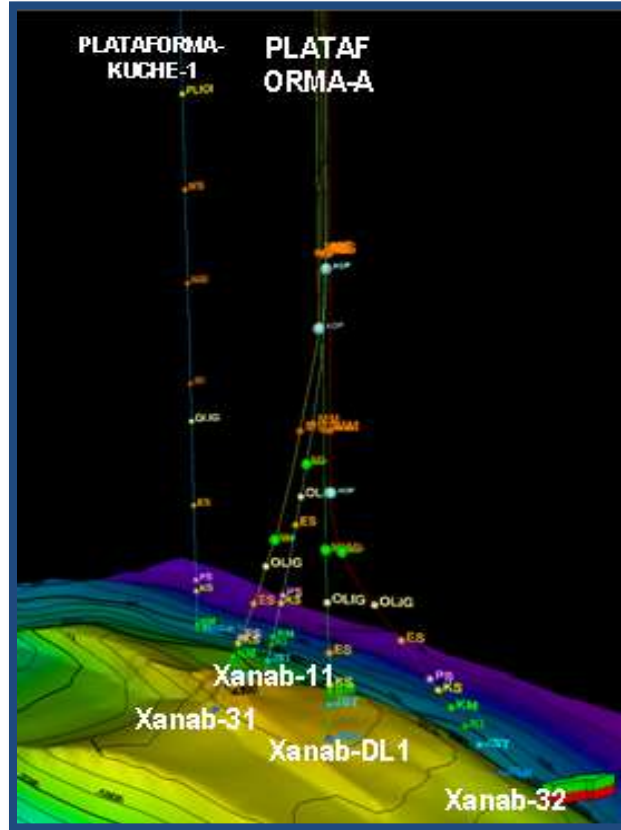


Figura 2.5. Modelo estructural tridimensional cima de JSK que muestra la trayectoria de los pozos (PEMEX, 2010).

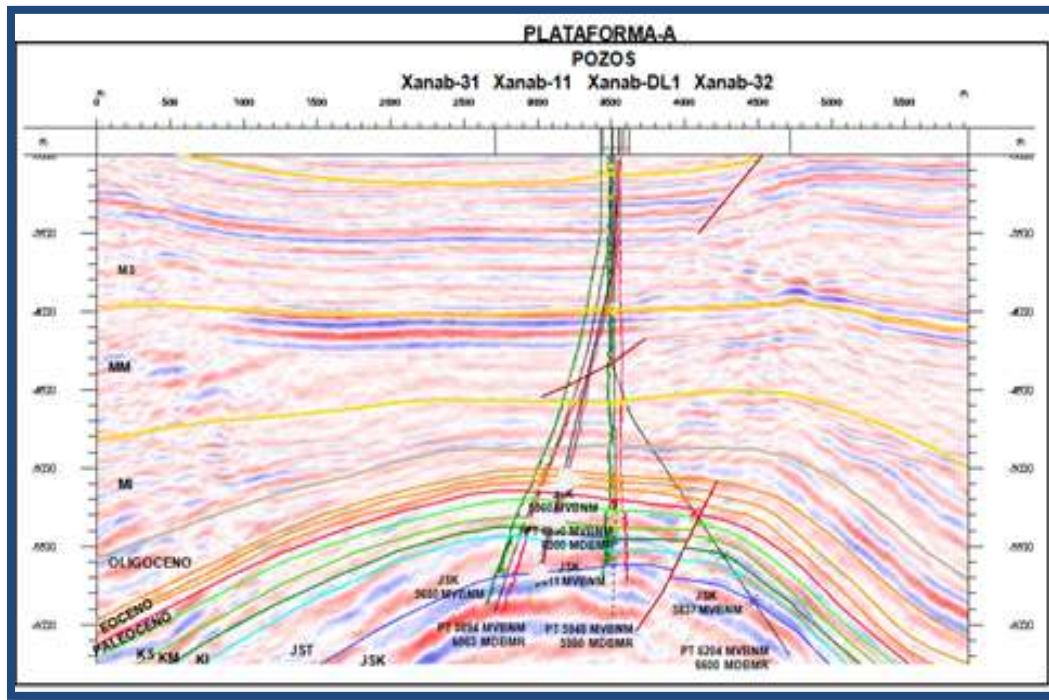


Figura 2.6. Interpretación de horizontes sísmicos en los topes de la edad Eoceno al Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2010).

Los yacimientos del Campo Xanab corresponden a las edades Cretácico Inferior, Medio y Superior y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Tabla 2.1 Columna geológica probable del campo Xanab.

EDAD Y/O FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (M.V.B.N.M.)	LITOLOGÍA
RECIENTE PLEISTOCENO	28	Arena de cuarzo translúcido, blanco y gris claro, regular a mal clasificada de fragmentos subredondeados a subangulosos, con porosidad intergranular.
PLIOCENO MEDIO	1099	Lutita gris claro, suave, en partes arenosa, ligeramente calcárea; trazas arena de cuarzo; esporádicos restos de bivalvos y gasterópodos.
PLIOCENO INFERIOR	1849	Lutita gris claro, suave, en partes arenosa, ligeramente calcárea.
MIOCENO SUPERIOR	3106	Lutita gris claro, ligeramente calcárea, en partes ligeramente arenosa; trazas de arenisca de cuarzo de grano fino subredondeado, con cementante calcáreo; abundante pirita diseminada.
MIOCENO MEDIO	3990	Lutita gris a gris claro en ocasiones gris verdosa suave a semidura, parcialmente arenosa; arenisca gris claro y en ocasiones gris verdoso, de grano fino subanguloso a subredondeado, mal cementada en material arcillo calcáreo, con porosidad primaria intergranular, escasos fragmentos de mudstone café claro a crema de aspecto dolomítico y grumos de asfalto suelto.

Tabla 2.1 Continuación

FALLA	4210	
MIOCENO INFERIOR	4480	Lutita gris claro y gris verdosa, en partes de aspecto bentonítico, ligeramente calcárea; trazas de bentonita gris claro.
OLIGOCENO SUPERIOR	4860	Lutita gris claro y gris oscuro de aspecto bentonítico, ligeramente calcárea; trazas de mudstone blanco a crema claro suave a semiduro, de aspecto cretoso, sin porosidad observable; esporádicos fragmentos de bentonita.
OLIGOCENO MEDIO	4945	Lutita gris claro y gris oscuro de aspecto bentonítico, ligeramente calcárea; trazas de mudstone blanco a crema claro suave a semiduro, de aspecto cretoso, sin porosidad observable; esporádicos fragmentos de bentonita.
OLIGOCENO INFERIOR	AUSENTE	
EOCENO SUPERIOR	5080	Lutita bentonítica gris claro a gris verdoso, suave plástica y calcárea en partes lutita gris oscura y café rojiza semidura a dura.
EOCENO MEDIO	5140	Lutita bentonítica gris claro a gris verdoso, suave plástica y calcárea en partes lutita gris oscura y café rojiza semidura a dura.
FALLA	5180	
EOCENO INFERIOR	5280	Lutita bentonítica gris claro a gris verdoso, suave plástica y calcárea en partes lutita gris oscura y café rojiza semidura a dura.

Tabla 2.1 Continuación

PALEOCENO SUPERIOR	5320	Lutita café rojiza semidura y calcarea, en partes lutita gris clara suave a semidura ligeramente calcarea con trazas de bentonita verde y cuarzo compacto blanco en la base.
PALEOCENO INFERIOR	5340	Lutita café rojiza semidura y calcarea, en partes lutita gris clara suave a semidura ligeramente calcarea con trazas de bentonita verde y cuarzo compacto blanco en la base.
CRETÁCICO SUPERIOR	5380	Mudstone café claro a crema en partes gris claro parcialmente arcilloso, de aspecto cretoso, con porosidad secundaria en fracturas pobre; lutita gris claro a gris oscuro de aspecto bentonítico y ligeramente calcárea, esporádicos fragmentos de pedernal.
CRETACICO MEDIO	5460	Mudstone a Wackestone de foraminíferos planctónicos, café claro, crema y blanco, en partes ligeramente recristalizado y ocasionalmente de aspecto cretoso, con escasas microfracturas con trazas de aceite residual; pobre a regular porosidad en microfracturas; trazas de lutita gris oscura a negro, calcárea y de aspecto bituminoso, trazas de mudstone arcillosos gris oscuro, calcárea; trazas de pedernal gris claro, gris oscuro y ámbar .
CRETACICO INFERIOR	5570	Mudstone a wackestone de litoclastos, café a café claro, crema y en partes blanco, en partes de aspecto cretoso, con esporádicas microfracturas selladas por aceite residual, porosidad en fracturas; trazas de mudstone crema a blanco, duro y compacto, con escasas microfracturas selladas por aceite residual y otras por calcita, con fluorescencia amarillo claro, porosidad en microfracturas pobre a regular; trazas de mudstone arcilloso, gris oscuro a negro, de aspecto carbonoso; trazas de lutita gris oscuro, calcárea, de aspecto bituminoso, esporádicos fragmentos de pedernal gris claro.

Tabla 2.1 Continuación

J. S. TITHONIANO	5694	Mudstone café claro a crema y blanco; mudstone arcilloso, gris oscuro a negro, de aspecto carbonoso.
J. S. KIMMERIDGIANO	5837	Mudstone - wackestone parcialmente arcilloso café oscuro, gris oscuro y crema, compacto con algunas microfracturas selladas por aceite residual, porosidad secundaria en microfracturas pobre; 20% wackestone - packestone de intraclastos café oscuro gris oscuro, compacto, con algunas microfracturas rellenas por aceite residual y pesado con porosidad secundaria en microfracturas, pobre; esporádica calcita blanca traslucida.
PROF TOTAL	6200	

La correlación estratigráfica NW-SE que se presenta en la figura 2.7 donde se muestra la estratigrafía del campo, representada por los pozos Xanab-11, Xanab-31, Xanab-DL1, Xanab-32 y Xanab-1. Estos pozos han penetrado los yacimientos de las edades Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

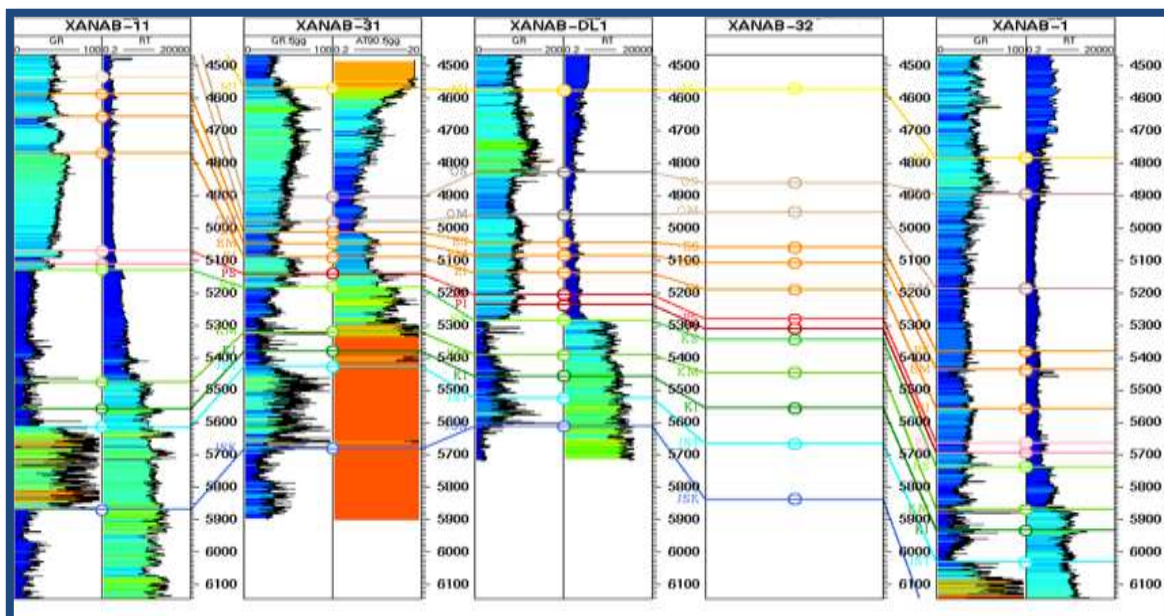


Figura 2.7. Sección de correlación en la cual se observa la posición estratigráfica-estructural del pozo Xanab-32 con respecto a los pozos vecinos Xanab-11, Xanab-31, Xanab-DL1 y Xanab-1 (PEMEX, 2010).

2.5 Geología del petróleo

2.5.1 Trampa

Edad Cretácico (K)

La trampa es de tipo estructural, con cierre normal en sus flancos Oriental y Occidental y contra dos fallas de tipo normal en sus porciones Noroeste y Sureste. Con respecto al bloque Noroccidental, presenta cierre contra falla hacia el Sur, en tanto que para el resto de la estructura tiene cierre normal. El bloque Sureste, tiene un cierre de 400 metros y el bloque Noroeste un cierre contra falla de 700 metros, figura 2.8 (PEMEX, 2011).

Edad Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)

La trampa corresponde a una estructura anticlinal de rumbo NE-SW, limitada al Sur por una falla de tipo normal e influenciada por una estructura salina. De acuerdo a la información proporcionada y por los perfiles sísmicos disponibles, no se espera la presencia de estructuras salinas a lo largo de la columna estratigráfica (PEMEX, 2011).

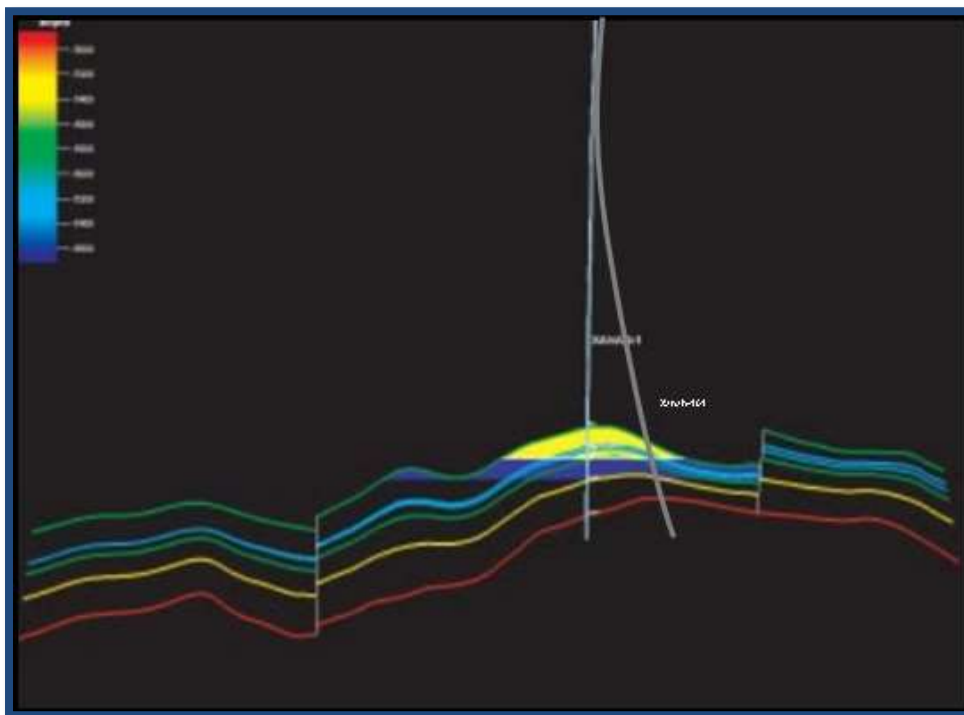


Figura 2.8. Sección estructural en donde se observa la estructura anticlinal que se originó por esfuerzos compresivos (PEMEX, 2011).

2.5.2 Sello

La roca sello está constituida por una secuencia de lutitas en parte bentonítica, con un espesor de alrededor de 200 metros con una extensa distribución lateral y de calizas arcillosas de edad Paleoceno (PEMEX, 2011).

2.5.3 Roca generadora

La roca generadora es de edad Jurásico Superior Tithoniano y está formada por una secuencia de lutitas bituminosas de color café claro a crema y blanco; mudstone arcilloso, de aspecto carbonoso, laminar y calcárea, con una distribución regional (PEMEX, 2011).

CAPÍTULO III

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Este capítulo presenta un breve fundamento teórico que resume los conceptos básicos para el entendimiento, determinación y desarrollo de los parámetros petrofísicos, lo cual permite a su vez la obtención de la base de datos petrofísicos necesaria en cualquier estudio de evaluación de un yacimiento.

3.1 Petrofísica

Petrofísica es la rama técnica petrolera que estudia las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos que las saturan, mediante la integración del entorno geológico, registros de pozos, análisis de núcleos, pruebas de presión-producción y evaluación de las formaciones que contienen hidrocarburos.

A continuación se definen los siguientes parámetros petrofísicos.

3.1.1 Correlación

La curva de potencial espontáneo (SP), el registro de rayos gamma (GR), la curva de factor fotoeléctrico (PEF) y caliper (CALI) son registros de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en la roca in situ, de lo cual se pueden deducir correlaciones.

3.1.1.1 Potencial Espontáneo

La curva del potencial espontáneo (SP) es un registro de la diferencia de voltaje de un electrodo móvil en el pozo y un voltaje fijo en un electrodo de superficie, en función de la profundidad.

La curva del SP registra el potencial eléctrico producido por la interacción entre el agua de formación, el fluido de perforación (conductor) y lutitas, este voltaje es resultado de una corriente continua que se genera en dichos contactos por la diferencia de salinidad.

El valor de la curva del de SP es proporcional a la intensidad de corriente del SP en el lodo del pozo a ese nivel, dichas intensidades de corriente están al máximo en los límites de las formaciones permeables.

La forma de la curva del SP y la amplitud de la deflexión frente a la capa permeable dependen de varios factores.

Factores que afectan la curva del SP.

Los factores que afectan la distribución de las líneas de corriente del SP y las disminuciones de potencial que tienen lugar en cada uno de los medios a través de los que fluye la corriente de SP son:

- Espesor y resistividad verdadera de la capa permeable.
- Resistividad de las capas adyacentes.
- Resistividad del lodo y diámetro del pozo.
- Resistividad de la zona lavada y diámetro de la zona invadida por filtrado de lodo.
- Permeabilidad.
- Temperatura.
- Fracturas y fallas.

El Potencial Espontáneo se utiliza en pozos para:

- Seleccionar capas permeables.
- Ubicar sus límites y permitir la correlación entre capas.
- Determinar los valores de la resistividad del agua de formación.
- Dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una capa.
- Identificación de pasos de falla.

3.1.1.2 Rayos Gamma

El perfil de rayos gamma (GR) puede correrse en pozos abiertos o entubados, ya sean vacíos o llenos de fluidos de cualquier tipo. La curva de los rayos gamma se presenta en la primera pista del registro con el incremento de la radiactividad hacia la derecha, asemejando a la curva del SP, cuya deflexión hacia la derecha señala la presencia de lutitas.

Las lutitas son las que contienen la mayor concentración de minerales radiactivos; por lo general, son mucho más radiactivas que las arenas, calizas y dolomitas; sin embargo, existen algunas excepciones. Generalmente, una lutita contiene varios elementos radiactivos y con el dispositivo convencional de rayos gamma, era imposible determinar si la radiación gamma se debía a tal o cual elemento en particular.

Actualmente existen dispositivos de Espectrometría de Rayos Gamma que pueden fraccionar los porcentajes de Torio, Uranio y Potasio presentes en la formación.

El perfil GR mide de manera continua la radiactividad natural de las formaciones. Los usos de este perfil son:

- Estimar el contenido de arcilla de una arenisca, ubicar capas no arcillosas y poder correlacionar arenisca.
- Distinguir zonas permeables.
- Es usado frecuentemente como sustituto del SP en pozos entubados donde es imposible obtenerlo, o en pozos abiertos cuando el SP no es satisfactorio.
- Ayudar en la identificación de la litología.
- Detectar y reevaluar depósitos de minerales radioactivos.
- Definir las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio.

Factores que afectan la curva de GR:

- La velocidad de registro y constante de tiempo, 1800 pies/hora.
- Diámetro del pozo y excentricidad, porque el radio de investigación es de 6 pulgadas.
- Está parcialmente degradado por la densidad y la composición química.
- Espesores de capas menores que el tamaño del detector no pueden ser registradas.
- Tuberías de revestimiento y cemento que reducen la radiactividad en 30%.

3.1.1.3 Factor fotoeléctrico

La curva del factor fotoeléctrico (PEF) se obtiene del número de rayos gama que fueron sometidos a absorción fotoeléctrico de la formación; éste parámetro indica básicamente la mineralogía en la formación. El factor fotoeléctrico se expresa en función del número Z de protones (o número de electrones por átomo eléctricamente neutro) en la formación. Los valores típicos de PEF, para las rocas almacenadoras más comunes son los siguientes: 1.8 en arenisca, 5.08 en caliza y 3.14 en dolomía.

Aplicaciones del factor fotoeléctrico:

- Identificación rápida de litología.
- Reconocer minerales pesados en la formación.
- Detección de fracturas en lodos con barita.
- Evaluación de lutitas.

- Facilitar la evaluación en presencia de gas.
- Evaluación cuantitativa con la curva Umaa (índice volumétrico de absorción fotoeléctrica).

El perfil de factor fotoeléctrico es fuertemente afectado por lodos con barita y no existe corrección para este efecto. En este tipo de lodos no se recomienda utilizar la curva de PEF para interpretar.

3.1.1.4 Caliper

Caliper es una herramienta que mide el diámetro del pozo (CALI), el cual puede ser de mucha utilidad a la hora de diferenciar litologías resistentes de las deleznales.

Su principal función es determinar el estado del agujero (derrumbado o no derrumbado). Mientras mayor sea el diámetro del agujero (CALI) en comparación con el diámetro de la barrena (BS), menor es la competencia de la roca perforada (agujero derrumbado). Si el diámetro del agujero es similar al diámetro de la barrena, indica que la roca es competente (agujero no derrumbado). Si el diámetro del agujero es menor que el diámetro de la barrena, puede indicar que se tratan de lutitas expansivas (hidrófilas) o que se formó un enjarre muy grueso.

3.1.2 Volumen de arcilla

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. Este valor se calcula a partir de las lecturas de los registros, bien sea de manera individual, usando el registro de Potencial Espontáneo (SP), Rayos Gamma (GR) y Crossplots (gráficas cruzadas) que son combinaciones entre dos registros de Densidad, Neutrón ó Sónico.

A continuación se presenta un grupo de ecuaciones que permite el cálculo del volumen de arcilla, dada la información proveniente de los diferentes registros.

3.1.2.1 Determinación del Volumen de Arcilla (Vsh) a partir del GR

Los isótopos radiactivos son comúnmente asociados con los minerales de arcilla en las lutitas, por lo tanto la deflexión de los rayos gamma es un indicador del volumen de arcilla.

La manera más simple es tener una escala de rayos gamma entre el mínimo y máximo valor de 0 a 100% arcilla (Halliburton, 1997).

Para calcular el volumen de arcilla a partir de índice de rayos gamma en una escala lineal de $GR_{mín}$ y $GR_{máx}$ se muestra a continuación:

$$I_{sh} = \frac{GR - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}} = I_{GR} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Existen algunas relaciones empíricas que fueron desarrolladas para diferentes edades geológicas, como las de Clavier, Stieber y Bateman (tabla 3.1).

Relación	Ecuación
Linear	$V_{sh} = I_{GR}$
Clavier	$V_{sh} = 1.7 - (3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2)^{\frac{1}{2}}$
Steiber	$V_{sh} = I_{GR} / (3 - 2 \times I_{GR})$
Bateman	$V_{sh} = I_{GR}^{(I_{GR} + GR_{factor})}$

Tabla 3.1. Ecuaciones para obtener Vsh a partir de I_{GR}.

También se puede usar la siguiente relación de Larionov que permita determinar el volumen de arcillas y cuyos resultados, hasta ahora analizados, son confiables:

- Para arenas consolidadas:

$$V_{sh} = 0.033(2^{(2I_{GR})} - 1) \quad (\text{para rocas antiguas}) \quad \text{Ec. 3.2}$$

- Para arenas no consolidadas:

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

3.1.2.2 Determinación del volumen de arcilla (Vsh) a partir de la curva de SP

La presencia de arcilla de una u otra manera "limpia" tenderá a reducir el . Este efecto se puede usar para estimar el contenido de arcilla de una formación. Si SP_{clean} es el valor observado en una formación limpia y SP_{sh} es el valor observado en una lutita, entonces cualquier valor intermediado de SP se puede convertir en un valor para el volumen de arcilla V_{sh} por la relación:

$$V_{sh} = \frac{(SP - SP_{clean})}{(SP_{sh} - SP_{clean})} \quad \text{Ec. 3.4}$$

3.1.2.3 Determinación del Volumen de Arcilla (Vsh) a partir de los perfiles Densidad-Neutrón

El volumen de arcilla calculado a partir de las curvas de Densidad y Neutrón, está definido por:

$$V_{sh} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

V_{sh} : Volumen de arcilla a partir de las curvas Densidad-Neutrón.

ϕ_N : Valor leído de porosidad, dado por el perfil neutrón.

ϕ_D : Valor leído de porosidad, dado por el perfil densidad

ϕ_{Nsh} : Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil neutrón.

ϕ_{Dsh} : Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil densidad.

3.1.2.4 Determinación del Volumen de Arcilla (Vsh) a partir de los perfiles Densidad-Sónico

El volumen de arcilla calculado a partir de las curvas de Densidad y Sónico, está definido por:

$$V_{sh} = \frac{\phi_S - \phi_D}{\phi_{Ssh} - \phi_{Dsh}} \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

V_{sh} : Volumen de arcilla a partir de las curvas Densidad-Sónico.

ϕ_S : Valor leído de porosidad, dado por el perfil sónico.

ϕ_D : Valor leído de porosidad, dado por el perfil densidad

ϕ_{Ssh} : Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil sónico.

ϕ_{Dsh} : Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil densidad.

3.1.2.5 Determinación del Volumen de Arcilla (Vsh) a partir de los perfiles Sónico-Neutrón

El volumen de arcilla calculado a partir de las curvas de Sónico y Neutrón, está definido por:

$$V_{sh} = \frac{\phi_S - \phi_N}{\phi_{Ssh} - \phi_{Nsh}} \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

V_{sh} : Volumen de arcilla a partir de las curvas Sónico-Neutrón.

ϕ_S : Valor leído de porosidad, dado por el perfil sónico.

ϕ_N : Valor leído de porosidad, dado por el perfil neutrón

ϕ_{ssh} : Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil sónico.

ϕ_{nsh} : Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil neutrón.

3.1.3 Temperatura de la formación

Debido a que la resistividad de las soluciones acuosas es una función de la temperatura y con el fin de interpretar cuantitativamente los registros, es necesario conocer la resistividad del agua de la formación y del lodo de perforación a la profundidad de la formación de interés; de esta manera, se requiere determinar la temperatura de un pozo a cualquier profundidad.

La temperatura de la formación es función de la profundidad a la cual se encuentra un determinado estrato y del gradiente geotérmico del área considerada. En un pozo con petróleo, la temperatura del fondo se obtiene colocando un termómetro de máxima lectura junto con el dispositivo de registro y se anota la temperatura una vez sacado el dispositivo del pozo.

Suponiendo que la temperatura entre la superficie y la profundidad máxima cambia linealmente, es decir, que el gradiente geotérmico es lineal, la temperatura en cualquier punto del pozo puede ser determinada partiendo de estas dos lecturas. La relación temperatura-profundidad de varios gradientes geotérmicos representados por el conjunto de rectas que pasan por el punto común de cero profundidades y temperatura media de superficie.

La temperatura de una formación de interés puede ser determinada usando la ecuación 3.8:

$$T_f = \left(\frac{BHT - Tms}{TD} \right) * D + Tms \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

T_f : Temperatura de la formación.

BHT : Temperatura del fondo.

Tms : Temperatura de superficie.

TD : Profundidad total del pozo.

D : Profundidad de la formación.

3.1.4 Resistividad verdadera de la formación

La resistividad de la formación es una medida básica de la saturación de fluido de un yacimiento y es una función de la porosidad, el tipo de fluido y del tipo de roca. Dado que la roca y los hidrocarburos actúan como aislantes, pero el agua salada es conductiva, es que se pueden usar las mediciones de la resistividad hechas por las herramientas de registros para descubrir hidrocarburos y para estimar la saturación de ellos en un yacimiento.

3.1.4.1 Resistividad del agua de formación

El agua de formación es conductora de la electricidad por la virtud de la ionización de las sales que contienen las soluciones.

Las rocas de los yacimientos contienen siempre cierta cantidad de agua de formación, aun cuando se aproximen a condiciones de ser mojadas por petróleo. El conocimiento de la resistividad del agua de formación es un factor básico para la interpretación de los registros de pozos y en la determinación de la saturación de agua (S_w).

El valor de la resistividad del agua de formación (R_w) varía de una zona a otra y está relacionado con los cambios de litología que se presentan y con la salinidad del agua de formación, se puede obtener de las siguientes formas:

- Medición directa de una muestra de agua producida, se efectúa en el laboratorio o con un muestreador en el pozo, mediante un celda se mide la resistividad en ohm-m a la temperatura ambiente.
- Cálculo con el análisis químico de una muestra de agua, dada la composición química de una muestra de formación, las concentraciones de cada ión o radical son introducidas en una gráfica para obtener un multiplicador para cada uno, el cual es aplicado a la respectiva concentración, Al final se suman todas las concentraciones corregidas, siendo el total igual a la salinidad de NaCl (el multiplicador para los iones Na y Cl es equivalente a la unidad).
- Métodos gráficos (Crossplot), el gráfico de Pickett es muy útil en la interpretación, basados en la ecuación de Archie. Por medio de gráficos Log-Log de porosidad vs resistividad verdadera se calcula el índice de resistividad y la saturación de agua.
- A partir del SP, mediante cartas especializadas, en este caso conociendo el potencial espontáneo estático (SSP) y la resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) en superficie, se determina la resistividad a una profundidad determinada, mediante la temperatura de esa formación.

3.1.4.2 Resistividad de la zona lavada

La resistividad de la zona lavada se extiende sólo a unas pulgadas de la pared del pozo perforado y es parte de la resistividad de la zona invadida. Si la invasión es profunda o moderada, la resistividad de la zona lavada a menudo está completamente libre de agua de la formación (R_w) y reemplazada por el filtrado de lodo (R_{mf}). Cuando están presentes hidrocarburos en la zona lavada, se puede determinar el grado de reemplazo por filtrado de lodo a partir de la diferencia entre la saturación de agua en la zona lavada (S_{xo}) y en la zona no invadida (S_w).

Las mediciones de resistividad de la zona lavada son de gran importancia en:

- Determinación más exacta del diámetro de invasión.
- Cálculo de la saturación de agua de la zona lavada.
- Cálculo del factor de formación (F).
- Estimación de la movilidad de fluidos.

En las mediciones de resistividad de la zona lavada es deseable que la profundidad de invasión de la herramienta sea pequeña, sabiendo que la zona lavada puede alcanzar a veces solamente pocas pulgadas más allá de la pared del pozo.

3.1.5 Porosidad

Es el porcentaje o fracción del volumen de espacios en la roca que tiene la capacidad de almacenar fluidos en cualquier condición. Para que un yacimiento sea comercialmente productivo debe tener una porosidad suficiente para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. Por lo tanto, la porosidad es un parámetro muy importante de las rocas productivas. Se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca. La porosidad total considera el volumen poroso del total de poros estén o no interconectados.

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_p}{(V_g + V_p)} \quad \text{Ec. 3.9}$$

Donde:

V_p : Volumen de poros.

V_T : Volumen total.

V_g : Volumen de granos.

La porosidad que está interconectada se llama porosidad efectiva. Los poros que están bloqueados de alguna manera, son inefectivos (por partículas de arcilla, limo, etc.) (fig. 3.1)

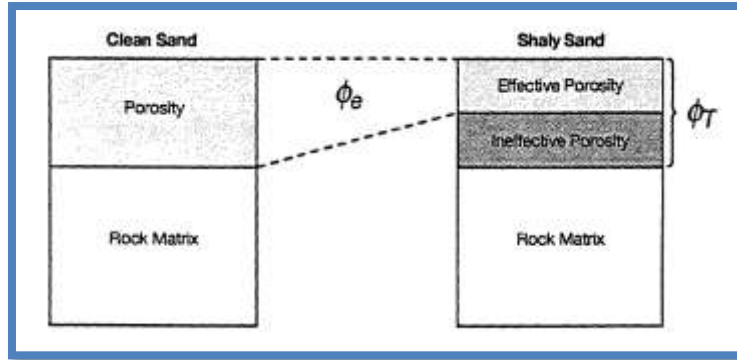


Figura 3.1. Porosidad total y efectiva (Halliburton, 1997).

El cálculo de la porosidad total de la roca puede ser obtenida de los registros densidad, neutrón y sónico. Los tres registros responden a las características inmediatas alrededor del pozo.

3.1.5.1 Registro de Densidad

Es un registro de porosidad que se mide a partir de la densidad de una formación. La densidad de una mezcla es una función lineal de las densidades de sus constituyentes individuales, por lo tanto sólo se debe de calcular la porosidad de una roca porosa. Considerando una formación limpia con poros llenos de fluido como en la figura 3.2. La densidad de la muestra completa es (Halliburton, 1997):

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_f \quad \text{Ec. 3.10}$$

Donde:

ρ_{ma} : Densidad de la matriz

ρ_b : Densidad total de la formación.

ρ_f : Densidad del fluido.

Para los fluidos que generalmente saturan los poros (excepto gas e hidrocarburos) y para las matrices de los minerales comunes (tabla 3.2), la densidad total es determinada a partir de ρ_b , de manera que despejando:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec. 3.11}$$

Compuesto	ρ_{ma}
Cuarzo	2.648
Calcita	2.71
Dolomita	2.876
Anhidrita	2.977
Silvita	1.863
Halita	2.032
Yeso	2.351
Carbón	1.173
Antracita	1.796
Carbón	1.173
Bituminoso	1.514
Agua Dulce	1
Agua Salada	1.135
Aceite	0.85
Metano	$1.335 \rho_{meth} - 0.188$
Gas	$1.325 \rho_g - 0.188$

Tabla 3.2. Densidades de la matriz de litologías comunes y de fluidos relacionados a los yacimientos petroleros.

La tabla 3.2 presenta valores comunes para ρ_{ma} .

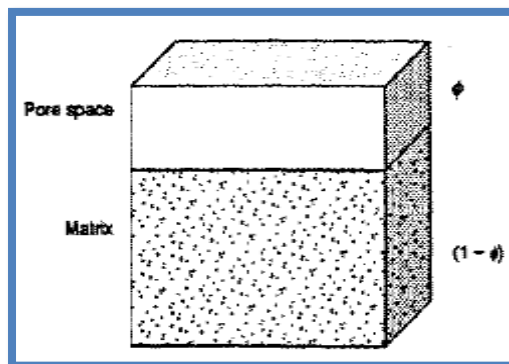


Figura 3.2. Porosidad de una formación limpia (Halliburton, 1997).

La curva de RHOB sirve para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos.

3.1.5.2 Registro de Neutrón

Es un registro de porosidad que mide la concentración de iones de Hidrógeno (H) en una formación. En formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua ó petróleo, el perfil de neutrón nos da el valor real del espacio poral lleno de fluidos.

Cuando la concentración de H de la formación que rodea a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de los neutrones son retardados y capturados aún a una corta distancia de la fuente, Por el contrario, si la concentración de H es baja, los neutrones viajan más lejos antes de ser capturados.

3.1.5.3 Registro Sónico

Es una porosidad medida a partir del tiempo de tránsito (Δt) de una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. El intervalo de tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología y porosidad. De la lectura del registro se obtiene el valor de porosidad en fracción o porcentaje. Por lo tanto, la velocidad de matriz de una formación (tabla 3.3) debe ser conocida para derivar la porosidad sónica, por la siguiente fórmula (Wyllie, 1958):

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \tag{Ec. 3.12}$$

Donde:

- Δt_{ma} : Tiempo de tránsito de la matriz.
- Δt : Tiempo de tránsito de la formación.
- Δt_f : Tiempo de tránsito del fluido saturante.

Compuesto	$V_{ma} \left(\frac{pie}{seg} \right)$	$\Delta t_{ma} \left(\frac{\mu s}{pie} \right)$	$\Delta t_{ma} \left(\frac{\mu s}{pie} \right)$ (usando comunmente)
Areniscas	18,000-19,500	55.5-51.0	55.5-51.0
Piedras Calizas	21,000-23,000	47.6-43.5	47.5
Dolomitas	23,000	43.5	43.5
Anhidritas	20,000	50	50
Sal	15,000	66.7	67
Tubería de revestimiento (hierro)	17,500	57	57

Tabla 3.3. Velocidades sónicas y tiempos de tránsito de diferentes matrices y de hierro.

3.1.6 Saturación de agua

La saturación de agua se puede utilizar para determinar si la producción de hidrocarburos es posible, y para calcular el volumen de aceite en un yacimiento. La saturación del agua es la medida de la fracción o porcentaje del volumen poroso de una roca que está ocupada por ese fluido (fig. 3.3). Los modelos existentes para el cálculo de S_w , están basados en el tipo de formación y el grado de arcillosidad presente en la arena.

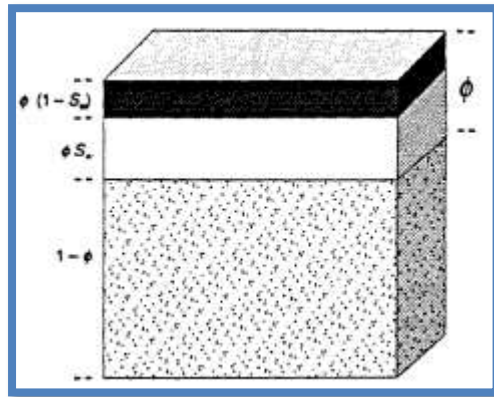


Figura 3.3. Saturación de agua (Halliburton,1997).

Entre estos modelos se tienen:

3.1.6.1 Cálculo de saturación de agua en formaciones limpias

La determinación de la saturación de agua a partir de registros geofísicos en formaciones limpias con una porosidad intergranular homogénea está basada en la ecuación de Archie. Archie combinó tres observaciones medibles en una ecuación muy útil. con la saturación de una muestra de roca con agua salina, encontró que la resistividad de la roca saturada de agua salada al 100%, R_o , estaba relacionada con la resistividad del agua, R_w , por la relación:

$$R_o = FR_w \quad \text{Ec. 3.13}$$

Donde:

F : Factor de formación.

F se encontró que varía según cambia la porosidad de una roca:

$$F = a\phi^m \quad \text{Ec. 3.14}$$

Donde:

a : Factor de tortuosidad.

m : Exponente de cementación.

En una roca saturada con una mezcla de agua salada y queroseno se encontró que sigue la relación:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \quad \text{Ec. 3.15}$$

Donde:

R_t : Resistividad de la roca, con queroseno y agua salada.

n : Exponente de saturación.

De la combinación de estas relaciones se obtiene la ecuación de Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \quad \text{Ec. 3.16}$$

Para el análisis petrofísico, los valores de a, m, n (tabla 3.4) deben ser determinados por análisis de núcleos (Halliburton, 1997).

Arenas:	a=0.81	m=2.00	n=2
	o a=0.62	m=2.15	n=2
Carbonatos:	a=1	m=2	n=2

Tabla 3.4. Los valores de a, m y n para el análisis de la ecuación de Archie de cada formación

3.1.6.2 Cálculo de saturación de agua en formaciones arcillosas

Para la determinación de la saturación de agua existen varios modelos para interpretar registros en arenas arcillosas. Sin embargo, bajo los conceptos actuales (modernos) se pueden agrupar estos modelos de la siguiente manera:

Grupo I: Incluyen técnicas que se basan en el concepto de fracción volumétrica de las arcillas (V_{sh}).

Modelos del Grupo I

Los métodos de interpretación clasificados en el grupo I son científicamente inexactos, pero son prácticos y aplicables sin necesidad de calibración de los parámetros con muestras de núcleos. Los modelos de este grupo más usados son el de Indonesia y Simandoux (arcillosidad total).

Ecuación Simandoux:

Simandoux realizó diferentes estudios en muestras de arena y arcilla en los años 60's. Una modificación de su ecuación original es:

$$C_t = V_{sh} C_{sh} S_w^n + \frac{\phi_a^m S_w}{a R_w} \quad \text{Ec. 3.17}$$

Donde C_t es la conductividad de la roca y C_{sh} es la conductividad de la arcilla. Con algunas simplificaciones la ecuación puede convertirse en:

$$F = a \phi^{-m} \quad \text{Ec.3.18}$$

$$S_w = \left(\left(\frac{FR_w}{R_t} \right) + V_{sh} \left(\frac{FR_w}{2R_{sh}} \right) \right)^{\frac{1}{2}} - V_{sh} \left(\frac{FR_w}{2R_{sh}} \right) \quad \text{Ec. 3.19}$$

Esta ecuación se conoce como la Ecuación Modificada de Simandoux. La experiencia de campo confirma que la ecuación de Simandoux trabaja mejor en arenas arcillosas que contienen aguas salinas de formación (Halliburton, 1997).

Ecuación de Indonesia (Poupon-Leveaux):

Esta ecuación, propuesta en 1971 por Poupon y Leveaux, fue desarrollada porque las aguas de formación y arenas arcillosas en Indonesia expusieron las deficiencias de las ecuaciones de Archie y de Simandoux (modificando por Woodhouse).

$$C_t = \left(\frac{C_w S_w^2}{F} \right) + 2 S_w^2 \left(\frac{C_w C_{sh} V_{sh}^{(2-V_{sh})}}{F} \right)^{\frac{1}{2}} + V_{sh}^{(2-V_{sh})} C_{sh} S_w^2 \quad \text{Ec. 3.20}$$

Esta ecuación adapta en la región no lineal disminuyendo C_{sh} . Esto causa problemas en la región lineal, sin embargo, porque ahora C_o no es lineal con C_w en esa región. Puesto que C_w suele ser constante en la zona de interés, podemos seleccionar parámetros que funcionan en ese particular C_w (Halliburton, 1997).

Se expresa en términos de saturación de agua y resistividad:

$$S_w = \left[(X + Y) R_t^{\frac{1}{2}} \right]^{-\frac{2}{m}}$$

Donde:

$$X = V_{sh}^{\frac{1}{2}(1-V_{sh})} R_{sh}^{-\frac{1}{2}}$$

$$Y = (aR_w \phi_e^{-m})^{-\frac{1}{2}}$$

Generalmente la diferencia entre la relaciones está en el porcentaje de arcilla presente en la formación, si es baja se puede usar Poupon-Leveaux, de lo contrario, Simandoux da buenos resultados.

Grupo II: Tienen su base en el fenómeno de doble capa iónica.

Modelos del Grupo II:

Los modelos de este grupo tienen mejores respaldos científicos, pero requieren de una buena y abundante calibración de los parámetros con núcleos, lo cual constituyen una desventaja para su aplicación. De los modelos del grupo II los más usados son:

Ecuación Waxman–Smits:

En 1968, Waxman y Smits propusieron un modelo que se ha convertido en el método más ampliamente aceptado para la comprensión de la conductividad eléctrica en las arenas arcillosas. Se basa en tres proposiciones:

1. La conductancia eléctrica de una arena arcillosa puede ser modelada por dos elementos resistivos en paralelo. Un elemento representa la conductividad del electrolito libre en los poros de la roca. El otro elemento representa la conductividad de las arcillas. La conductividad de arcillas es debida al intercambio iónico de la humedad en las superficies de las arcillas. La conductancia total, entonces, puede ser representado por:

$$C_o = XC_{cl} + YC_w + ZC_{ma} \quad \text{Ec. 3.21}$$

Donde:

X, Y, Z : Geométricos constantes

C_{cl} : Conductividad de la arcilla

C_w : Conductividad de fluido saturado

C_{ma} : Conductividad de la matriz de la roca

Si las arcillas no son conductoras ($C_{cl}=0$), entonces $Y = 1/F$, donde F es el factor de la formación limpia.

2. La corriente en la superficie de los granos de arcilla y la corriente en el electrolito siguen la misma trayectoria tortuosa a través de la roca. Esto significa que $X = Y$, y los dos mecanismos de conducción debe utilizar la misma agua. El término X se escribe como $X = BQ_v/F^*$, donde Q_v es la capacidad de intercambio catiónico (CEC) por unidad de volumen de poro, B es una constante que varía con C_w y F^* es el factor de la formación intrínseca de una arena arcillosa. Puesto que B depende de C_w , X cabrá tanto en las porciones lineales y no lineales.
3. La conductividad de la matriz de roca depende de C_w . Esto sigue la ley empírica de Archie, pero esta se desarrolla más asumiendo que $C_{ma} = 0$; toda la conductividad de la roca proviene del intercambio catiónico en las arcillas, C_{cl} .

El resultado de la ecuación Waxman-Smits para la conductividad de arenas arcillosas, asumiendo que $F = F^*$ es:

$$C_t = \left(\frac{C_w}{F}\right) S_w^2 + \left(\frac{BQ_v}{F}\right) S_w \quad \text{Ec. 3.22}$$

En términos de saturación ($m = n = 2$)::

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{R_t \theta^n \left(1 + R_w \frac{BQ_v}{S_w}\right)} \right)^{\left(\frac{1}{n}\right)} \quad \text{Ec. 3.23}$$

Desafortunadamente, no existen métodos con medidas de registros para determinar BQ_v . Por lo que se requieren mediciones de núcleos en laboratorio (Halliburton, 1997).

Ecuación Dual Water (Doble agua):

Un modelo de formaciones arcillosas que considera que existen dos tipos de agua en el espacio de los poros: agua lejana (agua libre) y el agua cercana (agua ligada a arcillas) en la doble capa eléctrica cerca de la superficie de arcilla. El volumen de esta capa de agua ligada a la arcilla se determina por su espesor, que es constante en alta salinidad, y su área, que es proporcional a la concentración de contra-ión por unidad de volumen de poro (Q_v). El volumen de agua ligada a las arcillas por unidad de volumen de poro, S_{wb} , por lo tanto, se escribe como:

$$S_{wb} = \alpha \cdot V_q \cdot Q_v \quad \text{Ec. 3.24}$$

Donde:

$V_q = 0.28 \text{ cm}^3/\text{meq}$ a 25°C , es el factor relacionando volumen a la concentración contra-ión en salinidad alta y es una función sólo de la temperatura, $\alpha = 1$ para alta salinidad.

El concepto de doble-agua fue desarrollado para la interpretación de la resistividad en arenas arcillosas, pero también es útil en la interpretación de núcleos y de resonancia

magnética nuclear. En estos casos, el parámetro más utilizado es el volumen total de agua ligada a las arcillas en la roca, igual a S_{wb} multiplicado por la porosidad total.

3.1.7 Saturación de agua irreducible

En un yacimiento que contenga agua en el fondo y petróleo en la parte superior, el contacto no siempre será claro; se presenta una transición más o menos gradual de un 100% de agua hasta un mayor contenido de petróleo. Si el intervalo con contenido de petróleo es gran espesor, la saturación de agua en la parte superior se aproxima a un valor mínimo.

Debido a las fuerzas capilares, cierta cantidad de agua se adhiere a los granos y no es posible desalojarla. Una formación con saturación de agua irreducible producirá hidrocarburos sin presencia de agua. Dentro del intervalo de transición se obtendrá un poco de agua junto con el petróleo; la cantidad de agua aumenta al parejo del S_w . Debajo del intervalo de transición, la saturación de agua es igual al 100%. Por lo general, mientras sea más baja la permeabilidad de la roca de yacimiento, mayor será el intervalo de transición. Por el contrario, si el intervalo de transición es corto, la permeabilidad será alta.

3.1.8 Permeabilidad

Es una medida de la capacidad de una roca para conducir un fluido a través de sus poros interconectados cuando el fluido está al 100% de saturación. La unidad de permeabilidad es Darcies (D) o miliDarcies (mD).

La permeabilidad está determinada por la ecuación que define la “Ley de Darcy”. La figura 3.4 muestra una gráfica que esquematiza la “Ley de Darcy”. Darcy estableció que el caudal que atraviesa un medio poroso es proporcional al gradiente hidráulico y al área de flujo (ec. 3.25).

$$Q = \frac{K\Delta P A}{\mu L} \quad \text{Ec. 3.25}$$

Donde:

Q : Flujo (CC/seg).

ΔP : Presión diferencial (atm/cm).

A : Área (cm²).

μ : Viscosidad (centipoise).

L : Longitud (cm).

K : Constante de proporcionalidad = permeabilidad (Darcies).

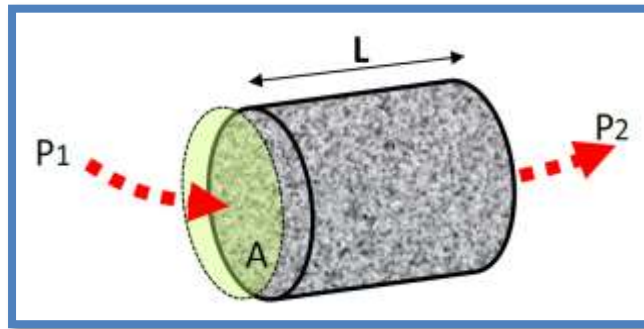


Figura 3.4. Esquema de la Ley de Darcy.

3.2 Geomecánica

La Geomecánica es la disciplina que estudia las propiedades y características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de una formación.

Cuando se trata de describir el comportamiento mecánico de los sólidos, es común asumir que son idealmente homogéneos, continuos, isótropos, lineales y elásticos. Las rocas no son ideales en muchos aspectos. Raramente son continuas, debido a la presencia de poros o fisuras. Los poros interconectados son cavidades aproximadamente equidimensionales encontradas entre los granos de las rocas sedimentarias. Cavernas aisladas son encontradas en rocas volcánicas y rocas compuestas por carbonatos solubles. Dado que la capacidad de la roca para almacenar y transmitir fluidos es altamente dependiente de esos espacios vacíos, se han desarrollado estudios especiales, para tratar con las deformaciones, esfuerzos y presiones de fluido en el medio poroso.

En la industria petrolera, la deformación y la falla de la roca sedimentaria inciden durante el ciclo de la perforación y la producción de hidrocarburos. Como ejemplos se mencionan: la inestabilidad del agujero, el fracturamiento hidráulico, la producción de arena y la subsidencia de la superficie. En algunos casos, la extracción de hidrocarburos provoca la formación de nuevas fallas y fracturas, o deslizamientos sobre fallas preexistentes.

Si por ejemplo, no se puede perforar un pozo en una dirección en particular, debido a la inestabilidad del hoyo, un ingeniero en Geomecánica busca información con respecto a la estructura del yacimiento, la resistencia de la roca y el estado actual de esfuerzos. Estas diversas formas de datos se encuentran sintetizadas en el modelo mecánico de la Tierra. Este modelo se utiliza entonces para diseñar la trayectoria óptima, el peso del lodo adecuado y los métodos de perforación necesarios para alcanzar el objetivo del yacimiento.

3.2.1 Esfuerzo y deformación

Cuando se aplica una fuerza a un material, la cantidad de fuerza por unidad de área es el esfuerzo, σ . El efecto del esfuerzo sobre el material es una deformación, ϵ . Una ilustración del esfuerzo y de la deformación se muestra en la figura 3.5. Un esfuerzo axial, σ_α (paralelo al eje del cilindro) se aplica a una muestra de roca, y la muestra se deforma ligeramente. Hay una deformación axial, ϵ_α (se comprime), y un esfuerzo lateral, ϵ_l (se expande) (Halliburton, 1997).

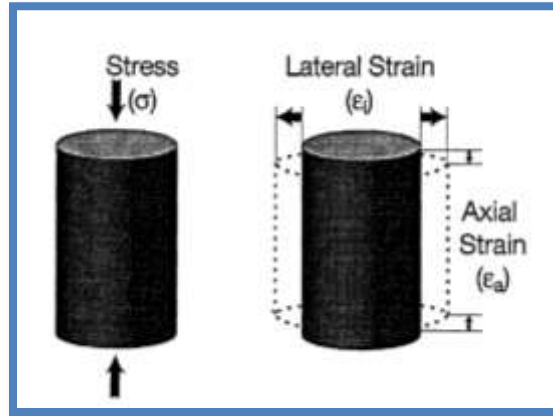


Figura 3.5. Esfuerzo y deformaciones (Halliburton, 1997).

3.2.2 Modulo de Young

La cantidad de deformación axial causada por un esfuerzo axial se determina por el módulo de Young, Y , del material.

$$Y = \frac{\sigma_{axial}}{\epsilon_{axial}} = \frac{\sigma_\alpha}{\epsilon_\alpha} \quad \text{Ec. 3.26}$$

Un valor normal de Y en las rocas del yacimiento es de 5 Mpsi. Si Y es un valor constante para todos los esfuerzos aplicados, entonces el material se dice que es linealmente elástico. Y puede tener un valor diferente para cada valor del esfuerzo, entonces es perfectamente elástico. Cuando un esfuerzo se aplica a una roca perfectamente elástica o linealmente elástica, su deformación aumenta a lo largo de la línea apropiada como se muestra en la figura 3.6. Cuando el esfuerzo es liberado posteriormente, su deformación disminuye de nuevo a lo largo de la misma línea. Las rocas son no lineales o perfectamente elásticas. Ejemplos de relación esfuerzo-deformación de muestras de rocas se observan en la figura 3.7 (Halliburton, 1997).

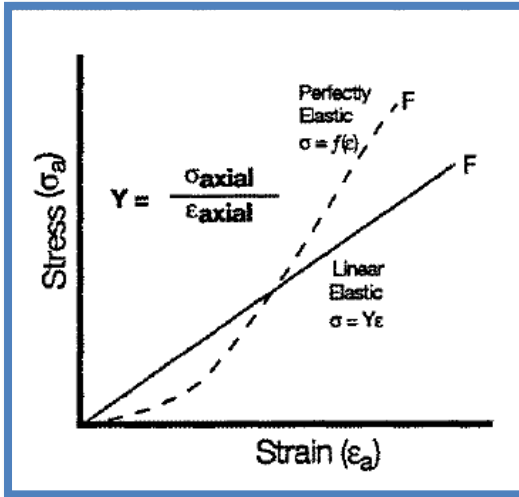


Figura 3.6. Modulo de Young (Halliburton, 1997).

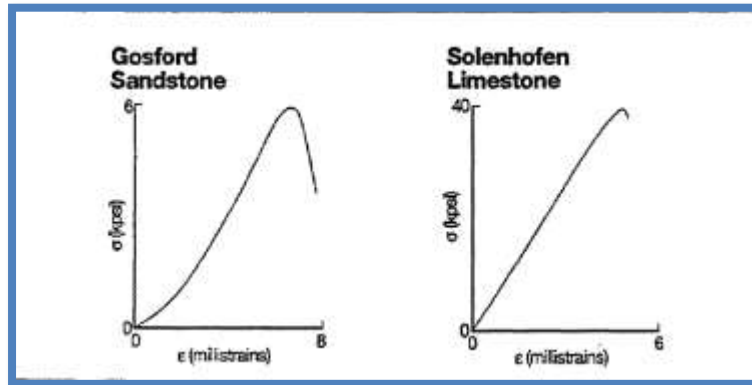


Figura 3.7. Gráfica Esfuerzo vs Deformación de rocas (Halliburton, 1997).

3.2.3 Relación de Poisson

Relación de Poisson, ν , en la relación entre la deformación lateral (transversal o perpendicular al esfuerzo) y la deformación axial (longitudinal o paralela al esfuerzo):

$$\nu = \left(\frac{\epsilon_l}{\epsilon_a} \right) \tag{Ec. 3.27}$$

Esta es una buena indicación de cómo la muestra tiene capacidad durante la aplicación de esfuerzos. Algún esfuerzo axial (vertical) se redirige como esfuerzo lateral (horizontal), que produce una deformación lateral, ϵ_l (figura 3.8). En los materiales con mayor relación de Poisson se convertirán más de los esfuerzos verticales a esfuerzos horizontales y en los materiales ν disminuirá. Este hecho es de gran utilidad en la estimación de gradientes de fractura (Halliburton, 1997).

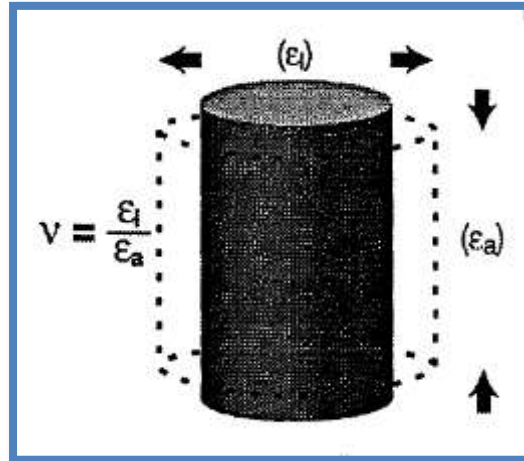


Figura 3.8. Relación de Poisson (Halliburton. 1997).

CAPÍTULO IV

INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

Mediante la interpretación de registros y la ayuda del programa PrizM (Halliburton) se realizó el cálculo de las propiedades petrofísicas como: resistividad, porosidad, saturación de agua e índice de permeabilidad.

4.1 Flujo de trabajo

De acuerdo a la información y a las características del área de estudio, la siguiente figura, muestra el flujo de trabajo seguido en cada uno de los pozos para los cálculos de los parámetros petrofísicos (fig. 4.1)

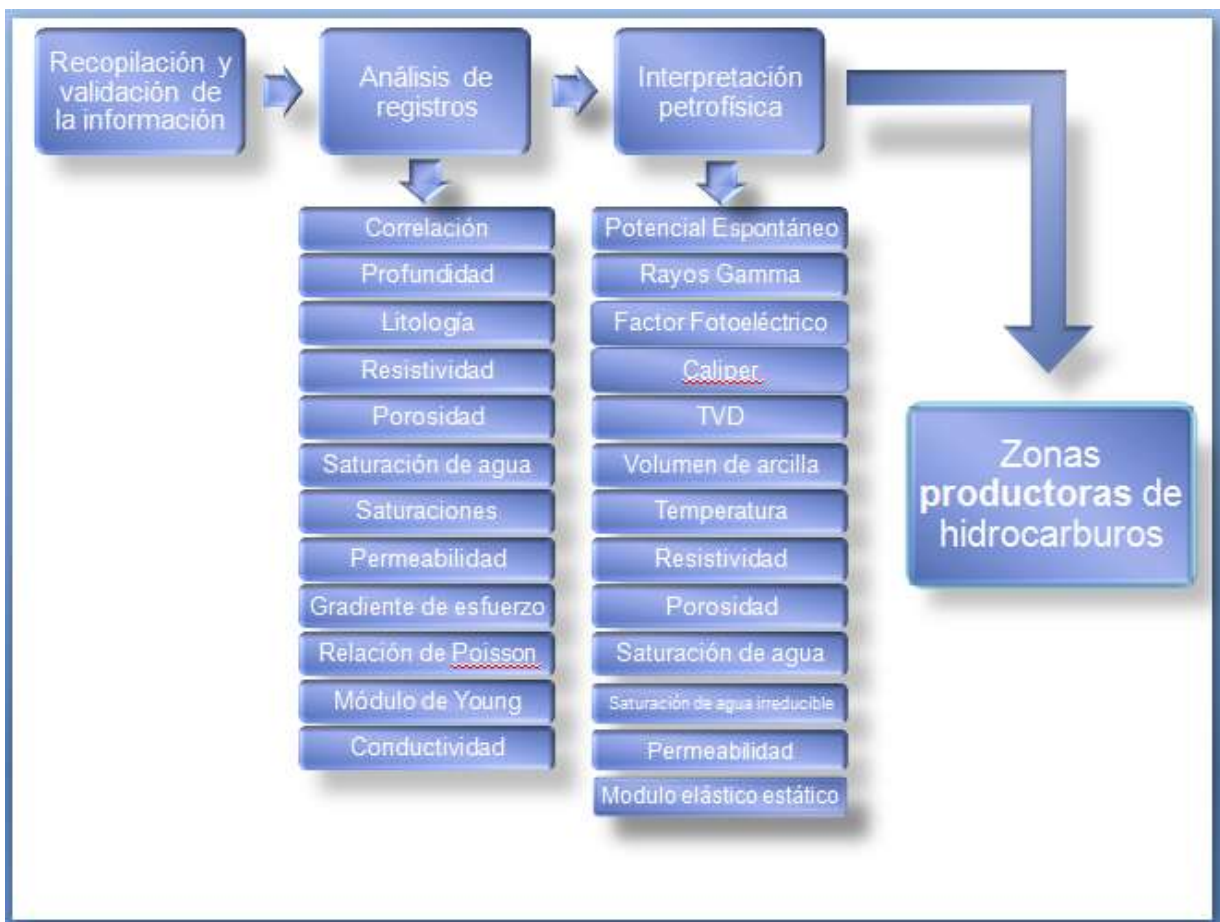


Figura 4.1. Flujo de trabajo para los cálculos de los parámetros petrofísicos.

4.1.1 Recopilación y validación de la información

Para la utilización del programa PrizM, se debe contar con los datos de registros de cada pozo en formato .LAS, se fijan las cimas y bases de cada zona de interés, para luego generar gráficos de índice de permeabilidad, porosidad, saturación del agua, volumen de arcilla.

4.1.2 Análisis de los registros geofísicos

Teniendo recolectada toda la información disponible, se procedió a la validación de las curvas, realizando las correcciones necesarias al ser comparadas con la información general del pozo.

Se diseñó un Template para PrizM, basándose en el número de curvas que contiene el registro, donde generalmente se constituye por 11 carriles.

A continuación se describe el contenido de cada carril:

Carril 1: Se cargan las curvas que describen la correlación como los rayos gamma (GR), potencial espontáneo (SP), diámetro del agujero (CALIPER) y factor fotoeléctrico (PE)

Carril 2: Se encuentran las profundidades del registro en metros desarrollados y metros verticales.

Carril 3: Se encuentran los tipos de litología en la formación, así como los marcadores estratigráficos del pozo, siendo los mismos necesarios para su posterior identificación de las rocas.

Carril 4: Se despliegan las curvas de resistividad profunda (RT), resistividad media (ResM) y resistividad somera (ResS).

Carril 5: Se ubican para el cálculo de la porosidad, especialmente la curva de densidad (RHOB) y neutrón (PHIN).

Carril 6: Se despliegan las curvas de saturación del agua (SWE) y Saturación del agua irreducible (SWI), siendo útil para visualizar el agua móvil.

Carril 7: Se encuentran las saturaciones del agua, gas y aceite para evaluar la presencia de hidrocarburos

Carril 8: Se ubica el cálculo del índice de permeabilidad al agua (KW), permeabilidad al gas (KG), permeabilidad al aceite (KO) y permeabilidad total de la matriz (KB).

Carril 9: Se despliega la curva de gradiente de esfuerzo (CPG)

Carril 10: Se despliega la curva de la Relación de Poisson (PR)

Carril 11: Se despliega la curva de Módulo de Young (YM)

A continuación se presenta la imagen para apreciar la estructura general del template (plantilla) de PrizM (fig. 4.2)

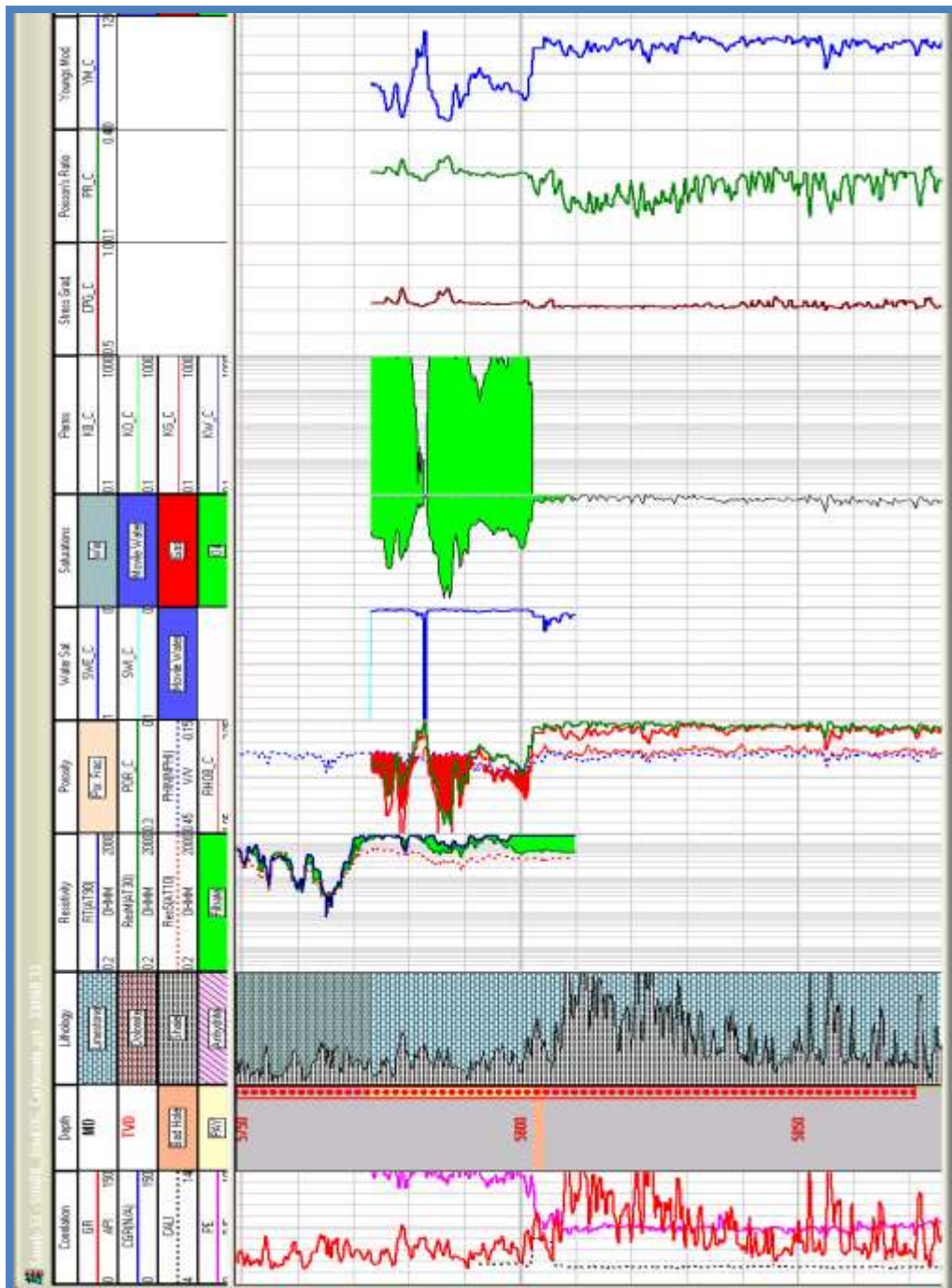


Figura 4.2. El análisis de registros se realizó mediante del software PrizM (proporcionado por la compañía Halliburton).

4.1.3 Determinación de parámetros petrofísicos

A continuación se presentan los algoritmos utilizados para realizar la lectura de las curvas en el software PrizM.

- **Correlación**

Para una correlación se hace uso de las curvas del potencial espontáneo, rayos gamma, factor fotoeléctrico y caliper.

- **Cálculo de Volumen de arcilla**

Para el cálculo del volumen de arcilla V_{sh} serán usados los perfiles de rayos gamma (GR), potencial espontáneo (SP), densidad- neutrón, densidad-sónico y sónico-neutrón.

La lectura de los perfiles de rayos gamma GR y potencial espontáneo SP puede ser expresada como una función lineal del índice de arcillosidad de la roca en cuestión.

$$V_{sh_GR}[] = \min(1, \max(0, (GR[] - GR_{cln}) / (GR_{shl} - GR_{cln})))$$

$$V_{sh_SP}[] = \min(1, \max(0, (SP[] - SP_{cln}) / (SP_{shl} - SP_{cln})))$$

- **Temperatura**

Para calcular la temperatura del yacimiento se usa la temperatura de superficie y el gradiente de temperatura para determinar la temperatura de la formación; y asume que la temperatura de la superficie es la temperatura en el fondo del mar si la profundidad del tirante de agua se introduce:

$$TEMP_C[] = Stemp + Tgrad * (DEPTVD[] - WaterDepth) * 3.28 / 100$$

- **Resistividad verdadera de la formación**

La resistividad de la formación es una información básica para el cálculo de los parámetros petrofísicos, es por eso que es importante obtener un valor confiable. El valor de la resistividad de la formación R_t se extraerá de los registros eléctricos tomando la lectura de la curva de resistividad profunda del registro DLL, DIL ó AIT, ya que, estos registros proporcionan excelente información de la resistividad en la zona virgen por su profundidad de investigación.

- **Resistividad del agua de la formación**

La resistividad será validada con los cálculos realizados por el método del SP, ya que, existen estudios de muestras de agua en el campo que serán utilizados para la evaluación petrofísica.

$$Rw_C[] = Rwsurf * (Stemp + 6.77) / (TEMP_C[] + 6.77)$$

- **Resistividad de la zona lavada**

Para obtener la resistividad de la zona lavada se utilizará la medición de la resistividad somera.

- **Porosidad**

Se realiza utilizando los registros de porosidad disponibles (densidad, neutrón y sónico) y sus respectivas ecuaciones para el cálculo de la porosidad total en todos los pozos del campo.

$$PHID[] = (RhoM - RHOB[]) / (RhoM - RhoF)$$

- **Saturación del agua**

Es necesario mencionar que en el campo Xanab no hay presencia de gas libre.

El programa PrizM utiliza la ecuación de Archie para calcular la saturación del agua ya que, la experiencia demuestra que este modelo maneja mejor el agua de la formación que otros modelos tradicionales de saturación de agua. La ecuación está expresada de la siguiente manera:

$$SwA[] = \sqrt{Rw / (RT) * PHIA[]^2}$$

- **Permeabilidad**

Para el cálculo de la permeabilidad se sabe que no existen registros que pueden medir directamente esta propiedad, existiendo únicamente medidas indirectas a partir de registros, el software PRIZM es capaz de estimar un índice de permeabilidad.

$$K[] = (70 * PHIE[]^2 * (1 - Swlrr) / Swlrr)^2$$

- **Saturación del agua irreducible**

Para determinar la saturación del agua irreducible se gráfica la resistividad, resistividad profunda (Rt), en función de la saturación del agua, la cual se calcula con base al modelo de Indonesia, cuyo comportamiento inicial de la curva nos permitió observar la saturación inicial del agua para cada pozo.

$$Swl [] = \text{sqrt} (1/RT []) / (Vshl []^{(1-0.5*Vshl []) / \text{sqrt} (Rshl)} + \text{sqrt}(PHIE []^m / (a*Rw)))$$

- **Geomecánica**

Para el cálculo de esfuerzos, Módulo de Young y Relación de Poisson se utilizaron los registros sísmico dipolar cruzado y distintas fórmulas facilitadas por Halliburton.

$$YMD_Dipole [] = \text{min}(15, \text{max}(0.1, 13474 * RHOB_C [] / DTS []^2 * (3 * (DTS []/DTC [])^2 - 4) / ((DTS []/DTC [])^2 - 1)))$$

$$PR_Dipole [] = \text{min}(0.5, \text{max}(0.05, ((DTS []/DTC [])^2 - 2) / (2 * (DTS []/DTC [])^2 - 2)))$$

4.2 Graficado en Crossplots

Los crossplots son para determinar y distinguir las diferentes litologías que se encuentran en el pozo y en la zona de hidrocarburos.

Tomando las diagráfias de la zona, se interpreta la mayor cantidad capas, de tal manera que se pueda obtener una nube de puntos lo suficientemente representativa para distinguir los distintos grupos correspondientes a las distintas litologías, se debe cuidar de tomar la siguiente combinación de valores de tiempo de tránsito, de densidad y de porosidad neutrón:

PHIN VS RHOB

PHIN VS DT

RHOB VS DT

CAPÍTULO V

RESULTADOS

5.1 Determinación de los parámetros petrofísicos

Los resultados de los valores de los parámetros una vez aplicados los fundamentos teóricos descritos en el Capítulo III son los siguientes:

- **Profundidad**

La interpretación de los registros debe hacerse con profundidades referidas a un eje vertical, o Profundidad Vertical Verdadera (TVD), por lo fue necesario proyectar las profundidades de los pozos desviados a dicho eje (Tabla 5.1).

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	PROFUNDIDAD TOTAL (m)	TVD (m)
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	5863.8	5863.8
Xanab-1	2	5955-6090 KI	6027.2	6027.2
Xanab-1	3	6090-6320 JST	6227.6	6227.6
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	6413.6	6413.6
Xanab-101	1	5915-6045 KS	5974.7	5974.6
Xanab-101	2	6045-6195 KM	6116	6115.9
Xanab-101	3	6195-6300 KI	6204	6203.9
Xanab-101	4	6300-6433 JST	6385.2	6385.0
Xanab-11	1	5560-5745 KS	5652.2	5437.1
Xanab-11	2	5745-5873 KM	5807.4	5586.4
Xanab-11	3	5873-6074 KI	5970.5	5743.3
Xanab-11	4	6074-6278 JST	6082.1	5850.7
Xanab-31		POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-31		POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-31	3	5540-6021 JST	5927.1	5798.5
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	6047.9	5916.74
Xanab-32		POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-32		POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-32	3	5700-5727 KI	5713.3	5587.1

Xanab-32	4	5727-5810 JST	5765	5635.94
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD			
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	5443	5442.32
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD			
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD			

Tabla 5.1. Resultados de profundidad medida y TVD.

- **Correlación**

Contiene los promedios de Potencial Espontáneo, Rayos Gamma, Factor Fotoeléctrico y Caliper por zona de cada pozo analizado en la tabla 5.2.

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	TVD (m)	SP	GR (API)	PE	CALI (pg)
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	5863.8	-97.6197	28.6	-	-
Xanab-1	2	5955-6090 KI	6027.2	-	33.1	-	-
Xanab-1	3	6090-6320 JST	6227.6	-	64.8	-	-
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	6413.6	-	30.5	-	-
Xanab-101	1	5915-6045 KS	5974.6	-	30.6	7.2150	8.5275
Xanab-101	2	6045-6195 KM	6115.9	-	10.3	9.4174	8.5670
Xanab-101	3	6195-6300 KI	6203.9	-	22.11	7.0469	8.3984
Xanab-101	4	6300-6433 JST	6385.0	-	35.1	9.2905	7.9760
Xanab-11	1	5560-5745 KS	5437.1	-	26.9	5.9436	9.1926
Xanab-11	2	5745-5873 KM	5586.4	-	25.9	6.6252	9.0567
Xanab-11	3	5873-6074 KI	5743.3	-	57.6	6.1876	8.9878
Xanab-11	4	6074-6278 JST	5850.7	-	57.5	12.2805	8.3073
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD						
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD						
Xanab-31	3	5540-6021 JST	5798.5	-	27.9	8.2165	6.4594
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	5916.74	-	32.9	13.8356	6.0327
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD						
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD						
Xanab-32	3	5700-5727 KI	5587.1	-	50.3	0	8.5860
Xanab-32	4	5727-5810 JST	5635.94	-	42.8	9.7397	5.9046
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD						
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	5442.32	-	36.6	5.8941	9.2876
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD						
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD						

Tabla 5.2. Promedio de SP, GR, PE y CALIPER por intervalo de cada pozo.

- **Cálculo de volumen de arcilla**

El volumen de arcilla fue calculado con base a la curva de Potencial Espontáneo, de Rayos Gamma y de Densidad-Neutrón, para cada pozo en estudio. Los valores obtenidos se muestran en la tabla 5.3.

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	Vsh	Vsh SP	Vsh GR	Vsh N-D
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	0.1019	1	0.1019	1
Xanab-1	2	5955-6090 KI	0.1349	-	0.1349	1
Xanab-1	3	6090-6320 JST	0.3692	-	0.3692	1
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	0.1167	-	0.1167	1
Xanab-101	1	5915-6045 KS	0.2679	-	0.2679	1
Xanab-101	2	6045-6195 KM	0.0231	-	0.0231	1
Xanab-101	3	6195-6300 KI	0.1614	-	0.1614	1
Xanab-101	4	6300-6433 JST	0.3227	-	0.3227	1
Xanab-11	1	5560-5745 KS	0.0888	-	0.0888	1
Xanab-11	2	5745-5873 KM	0.0816	-	0.0816	1
Xanab-11	3	5873-6074 KI	0.3153	-	0.3153	1
Xanab-11	4	6074-6278 JST	0.3151	-	0.3051	1
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-31	3	5540-6021 JST	0.0969	-	0.0969	1
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	0.1338	-	0.1338	1
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-32	3	5700-5727 KI	0.2620	-	0.2620	1
Xanab-32	4	5727-5810 JST	0.2066	-	0.2066	1
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	0.1605	-	0.1605	1
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD					

Tabla 5.3. Determinación de volumen de arcilla por intervalo.

- **Temperatura**

Se determinó la temperatura de la formación de cada zona por pozo, ver en la tabla 5.4:

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	TEMP_C (°F)
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	349
Xanab-1	2	5955-6090 KI	357
Xanab-1	3	6090-6320 JST	366
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	374
Xanab-101	1	5915-6045 KS	355
Xanab-101	2	6045-6195 KM	360
Xanab-101	3	6195-6300 KI	365
Xanab-101	4	6300-6433 JST	373
Xanab-11	1	5560-5745 KS	340
Xanab-11	2	5745-5873 KM	347
Xanab-11	3	5873-6074 KI	354
Xanab-11	4	6074-6278 JST	359
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-31	3	5540-6021 JST	352
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	358
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-32	3	5700-5727 KI	342
Xanab-32	4	5727-5810 JST	345
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	330
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD		

Tabla 5.4. Resultados de temperatura promedio de intervalo (°F).

- **Resistividad**

La resistividad fue medida con base a la curva de resistividad verdadera de la formación, resistividad del agua, resistividad media y resistividad somera, para cada zona por pozo en estudio (Tabla 5.5).

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	RT (ohm-m)	RW (ohm-m)	RM (ohm-m)	RS (ohm-m)
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	19.8	0.0073	22.1856	-
Xanab-1	2	5955-6090 KI	68.4	0.0072	95.0543	-
Xanab-1	3	6090-6320 JST	217.4	0.0070	390.8748	-
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	170.8	0.0068	341.5731	-
Xanab-101	1	5915-6045 KS	15.7	0.0072	18.3127	18.3127
Xanab-101	2	6045-6195 KM	44.9	0.0071	50.1782	49.2886
Xanab-101	3	6195-6300 KI	127.5	0.0070	135.3159	151.3159
Xanab-101	4	6300-6433 JST	317.8	0.0069	345.5969	339.9157
Xanab-11	1	5560-5745 KS	12.7	0.0075	13.0629	16.6226
Xanab-11	2	5745-5873 KM	79.1	0.0074	104.2913	141.2682
Xanab-11	3	5873-6074 KI	220.3	0.0072	318.7889	313.4806
Xanab-11	4	6074-6278 JST	273	0.0071	299.9413	424.7029
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-31	3	5540-6021 JST	317.1	0.0073	369.0308	1026.8999
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	249.6	0.0071	266.1554	1068.3964
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-32	3	5700-5727 KI	261.5	0.0075	238.1974	273.9935
Xanab-32	4	5727-5810 JST	885.7	0.0074	663.7923	340.9275
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	224	0.0077	138.3883	48.9587
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD					
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD					

Tabla 5.5. Determinación de resistividades RT, RW, RM y RS.

- **Porosidad**

La porosidad fue obtenida mediante el registro neutrón, registro de densidad y registro sísmico, basados en el conocimiento de iones de hidrógeno, de densidad de la matriz y tiempo de tránsito (Tabla 5.6).

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	POROSIDAD	PHIS	DT	PHID	RHOB	NPHI	IONES DE HIDRÓGENO
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	0.11	0.1251	66.1116	0.0303	2.6583	-	-
Xanab-1	2	5955-6090 KI	0.06	0.0690	57.5624	0.0179	2.6793	-	-
Xanab-1	3	6090-6320 JST	0.04	0.0669	57.2427	0.0068	2.6984	-	-
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	0.06	0.0708	57.8785	0.0142	2.6857	-	-
Xanab-101	1	5915-6045 KS	0.05	0.1061	66.2012	0.0402	2.6551	0.0959	0.4290
Xanab-101	2	6045-6195 KM	0.05	0.0504	56.0263	0.0557	2.6290	0.390	0.3733
Xanab-101	3	6195-6300 KI	0.05	0.0507	55.1622	0.0610	2.6296	0.315	0.0227
Xanab-101	4	6300-6433 JST	0.04	0.0686	59.2872	0.0553	2.6617	0.0510	0.3912
Xanab-11	1	5560-5745 KS	0.14	0.1500	68.3302	-	-	0.0935	10.2805
Xanab-11	2	5745-5873 KM	0.06	0.0653	56.2726	-	-	0.0202	22.3661
Xanab-11	3	5873-6074 KI	0.05	0.0710	57.0922	-	-	0.0233	296819
Xanab-11	4	6074-6278 JST	0.04	0.0539	54.6490	-	-	0.0192	33.8950
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD								
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD								
Xanab-31	3	5540-6021 JST	0.10	-	62.7034	0.1026	2.5345	0.0482	7.6365
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	0.08	-	61.1458	0.0925	2.5519	0.0493	17.7602
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD								
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD								
Xanab-32	3	5700-5727 KI	0.07	0.0950	60.0400	0	0	0.042	0.9085
Xanab-32	4	5727-5810 JST	0.07	0.0799	57.8805	0.1669	2.4245	0.0393	4.2618
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD								
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	0.07	0.0806	57.9897	0	2.6805	0.0264	5.4516
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD								
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD								

Tabla 5.6. Resultados de estimación de porosidad.

- **Saturación de agua**

Se calculó la saturación de agua en formaciones limpias por medio de la ecuación de Archie para cada zona petrofísica de interés identificada en los pozos (Tabla 5.7).

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	SW
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	0.26
Xanab-1	2	5955-6090 KI	0.21
Xanab-1	3	6090-6320 JST	0.11
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	0.19
Xanab-101	1	5915-6045 KS	0.56
Xanab-101	2	6045-6195 KM	0.42
Xanab-101	3	6195-6300 KI	0.17
Xanab-101	4	6300-6433 JST	0.13
Xanab-11	1	5560-5745 KS	0.23
Xanab-11	2	5745-5873 KM	0.19
Xanab-11	3	5873-6074 KI	0.11
Xanab-11	4	6074-6278 JST	0.10
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-31	3	5540-6021 JST	0.07
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	0.08
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-32	3	5700-5727 KI	0.07
Xanab-32	4	5727-5810 JST	0.05
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	0.13
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD		
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD		

Tabla 5.7. Resultados de saturación de agua en formaciones limpias.

- **Cálculo de saturación de agua irreducible**

Se muestra el promedio de la saturación de agua irreducible, los valores obtenidos se presentan en la tabla 5.8:

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	SWI
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	0.1047
Xanab-1	2	5955-6090 KI	0.1604
Xanab-1	3	6090-6320 JST	0.1051
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	0.1169
Xanab-101	1	5915-6045 KS	0.2526
Xanab-101	2	6045-6195 KM	0.2505
Xanab-101	3	6195-6300 KI	0.1667
Xanab-101	4	6300-6433 JST	0.1344
Xanab-11	1	5560-5745 KS	0.0270
Xanab-11	2	5745-5873 KM	0.0444
Xanab-11	3	5873-6074 KI	0.0452
Xanab-11	4	6074-6278 JST	0.0489
Xanab-31		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-31		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-31	3	5540-6021 JST	0.0539
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	0.0699
Xanab-32		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-32		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-32	3	5700-5727 KI	0.0673
Xanab-32	4	5727-5810 JST	0.0496
Xanab-DL1		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	0.1055
Xanab-DL1		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-DL1		POZO NO ATRAVIESA EDAD	

Tabla 5.8. Resultados de saturación de agua irreducible.

- **Permeabilidad**

Se estimó el índice de permeabilidad total, permeabilidad efectiva al agua y permeabilidad efectiva al aceite, por zona de cada pozo analizado (Tabla 5.9).

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	KHC (INDICE DE PERMEABILIDAD) (mD)	KW (mD)	KO (mD)
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	113.706	0.710	113.7061
Xanab-1	2	5955-6090 KI	6.859	0.002	6.8593
Xanab-1	3	6090-6320 JST	1.097	0	1.0972
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	8.999	0.103	8.9989
Xanab-101	1	5915-6045 KS	29.355	0.314	29.3553
Xanab-101	2	6045-6195 KM	160.8813	0.077	160.8813
Xanab-101	3	6195-6300 KI	162.5	0	162.5543
Xanab-101	4	6300-6433 JST	0.136	0.605	0.1358
Xanab-11	1	5560-5745 KS	317.195	1.655	315.273
Xanab-11	2	5745-5873 KM	26.234	0.085	26.2610
Xanab-11	3	5873-6074 KI	10.733	0.006	10.7328
Xanab-11	4	6074-6278 JST	2.188	0	2.1880
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-31	3	5540-6021 JST	47.553	0	47.5535
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	355.234	0	355..2344
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-32	3	5700-5727 KI	21.146	0	21.1462
Xanab-32	4	5727-5810 JST	333.792	0	333.7925
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	23.734	0.006	23.7276
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD				

Tabla 5.9. Resultados de permeabilidad.

- **Propiedades Geomecánicas (Esfuerzo, Relación de Poisson y Módulo de Young)**

Se calcularon los valores de Esfuerzo, relación de Poisson y módulo de Young para cada zona petrofísica de interés identificada en los pozos (Tabla 5.10).

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	ESFUERZO (psi)	RELACIÓN DE POISSON	MÓDULO DE YOUNG (psi× 10 ⁶)
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	14290.5693	0.2925	5.0540
Xanab-1	2	5955-6090 KI	14649.6445	0.2894	6.9046
Xanab-1	3	6090-6320 JST	14750.0986	0.2695	6.9906
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	15457.6924	0.2840	6.8927
Xanab-101	1	5915-6045 KS	14931.4170	0.3090	4.5004
Xanab-101	2	6045-6195 KM	15059.7939	0.3077	6.2165
Xanab-101	3	6195-6300 KI	15140.7871	0.2934	6.7048
Xanab-101	4	6300-6433 JST	15412.5859	0.3017	6.4606
Xanab-11	1	5560-5745 KS	12509.1299	0.2042	4.4696
Xanab-11	2	5745-5873 KM	13264.4883	0.1473	7.2184
Xanab-11	3	5873-6074 KI	13742.6807	0.1652	6.9797
Xanab-11	4	6074-6278 JST	14098.4268	0.1530	7.6926
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-31	3	5540-6021 JST	13819.9004	0.2515	5.8042
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	14385.8311	0.2683	6.1884
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-32	3	5700-5727 KI	14228.9971	0.3017	6.1234
Xanab-32	4	5727-5810 JST	14300.6875	0.3005	6.1909
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	13766.4814	0.3111	6.7353
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD				
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD				

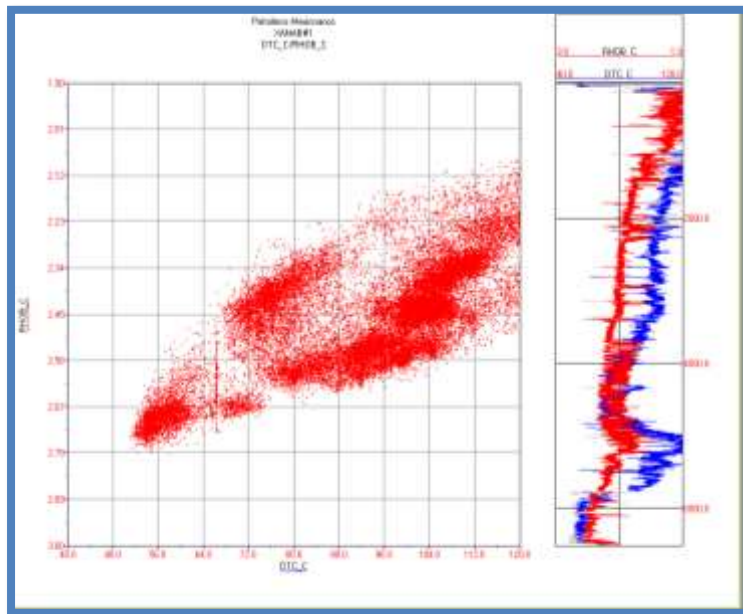
Tabla 5.10. Cálculo de esfuerzo, relación de Poisson y módulo de Young.

- **Litología**

Una de las principales aplicaciones de los registros es la identificación de rocas de propiedades similares.

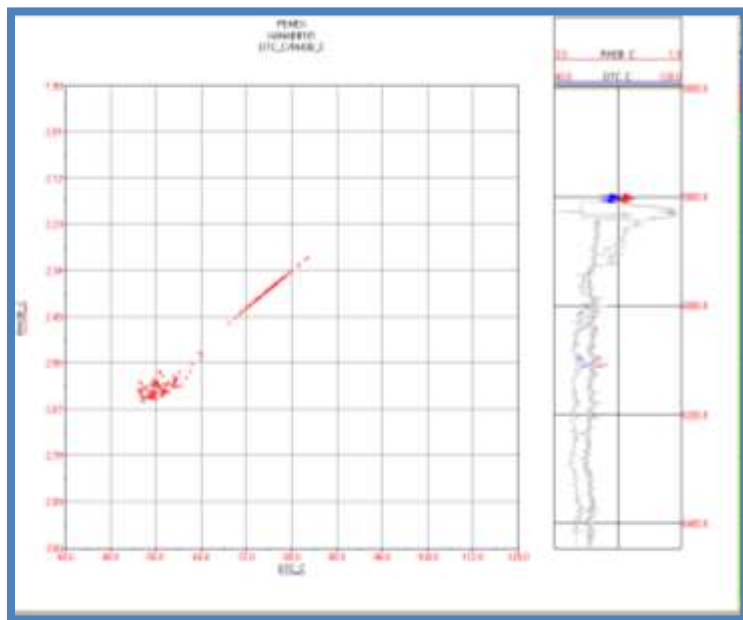
Partiendo de la gráfica de tiempo de tránsito en función del módulo de densidad se obtuvieron las gráficas 5.1 a 5.5:

Xanab-1



Gráfica 5.1. Crossplot DTC vs RHOB en pozo Xanab-1.

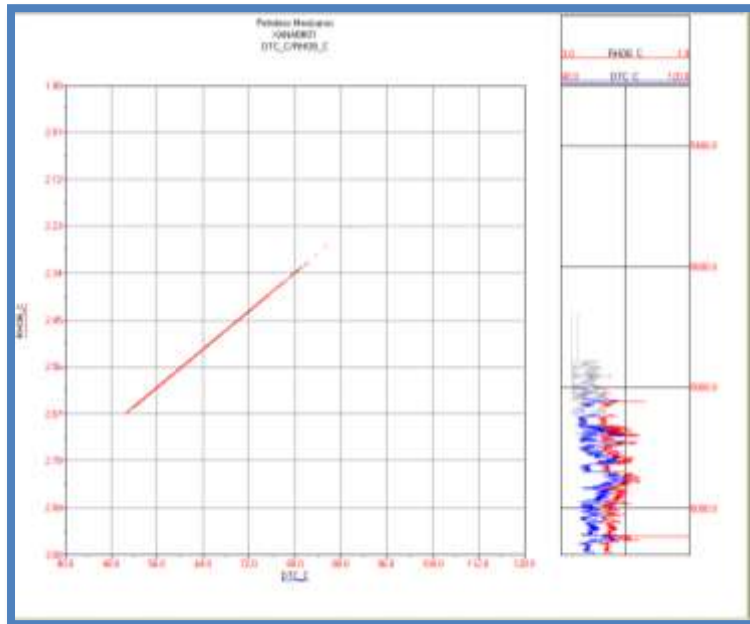
Xanab-101



Gráfica 5.2. Crossplot DTC vs RHOB en pozo Xanab-101.

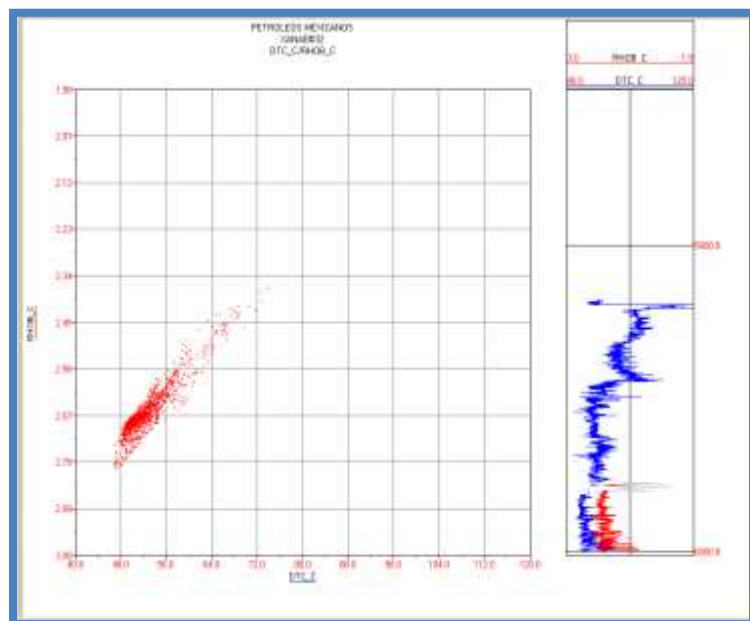
El pozo Xanab-11 no se muestra la gráfica porque no tiene registro de densidad bulk.

Xanab-31



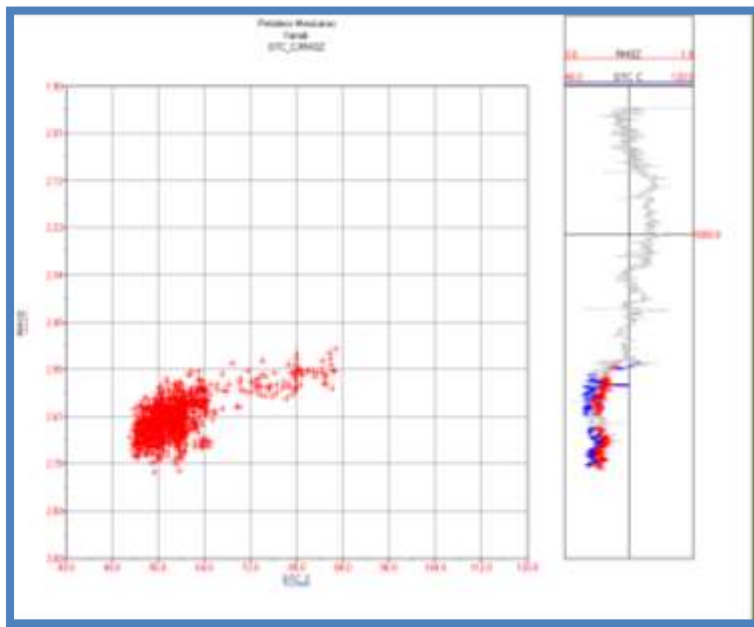
Gráfica 5.3. Crossplot DTC vs RHOB en pozo Xanab-31.

Xanab-32



Gráfica 5.4. Crossplot DTC vs RHOB en pozo Xanab-32.

Xanab-DL1

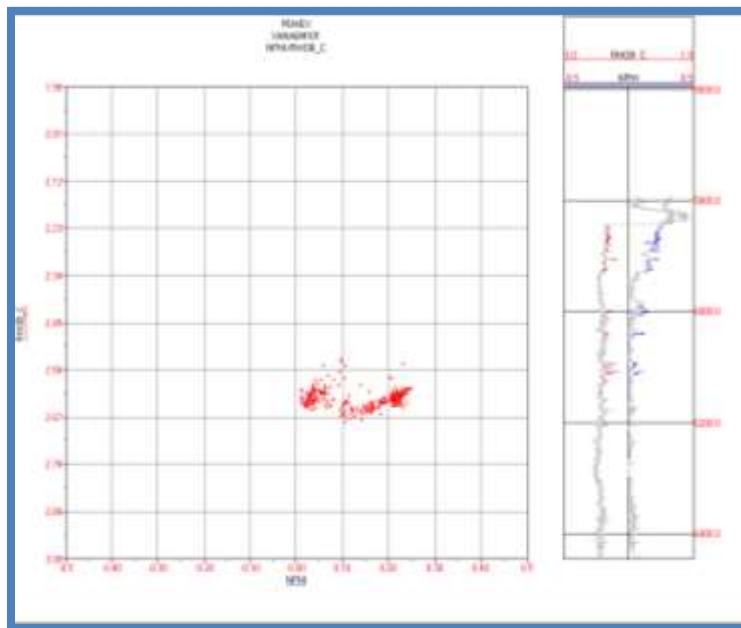


Gráfica 5.5. Crossplot DTC vs RHOB en pozo Xanab-DL-1.

Partiendo de la gráfica de porosidad neutrón en función del módulo de densidad se obtienen las gráficas 5.6 a 5.9:

El pozo Xanab-1 no se muestra la gráfica porque no tiene registro de porosidad neutron.

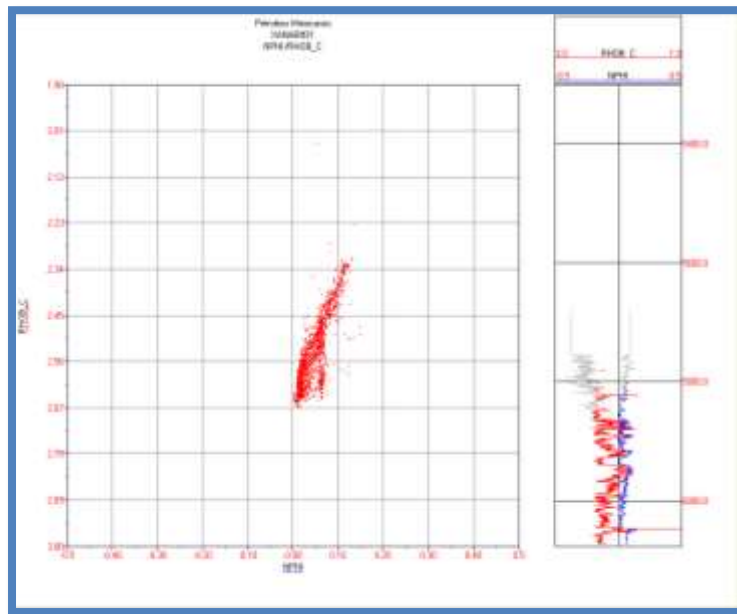
Xanab-101



Gráfica 5.6. Crossplot NPHI vs RHOB en pozo Xanab-101.

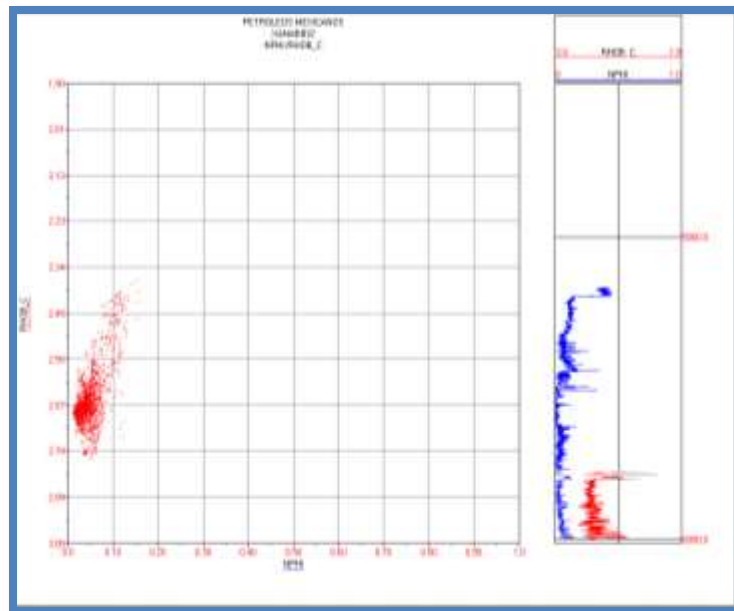
El pozo Xanab-11 no se muestra la gráfica porque no tiene registro de densidad.

Xanab-31



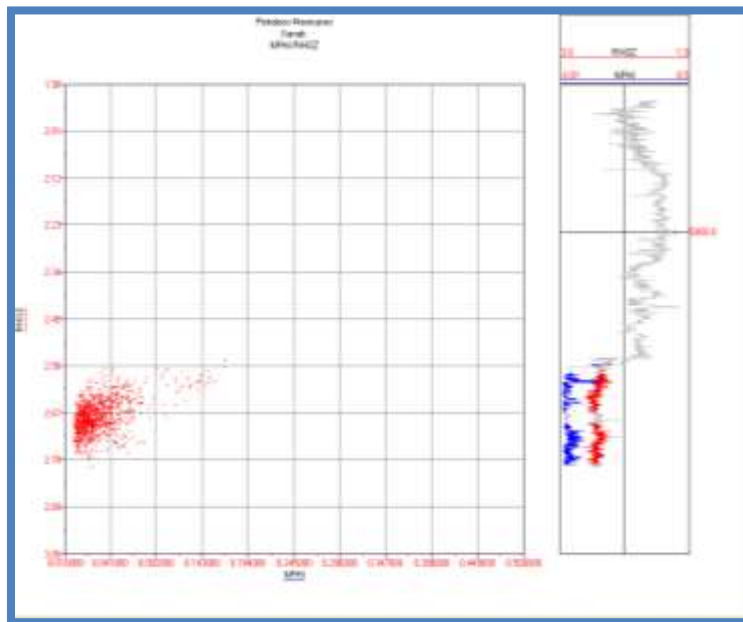
Gráfica 5.7. Crossplot NPHI vs RHOB en pozo Xanab-31.

Xanab-32



Gráfica 5.8. Crossplot NPHI vs RHOB en pozo Xanab-32.

Xanab-DL1

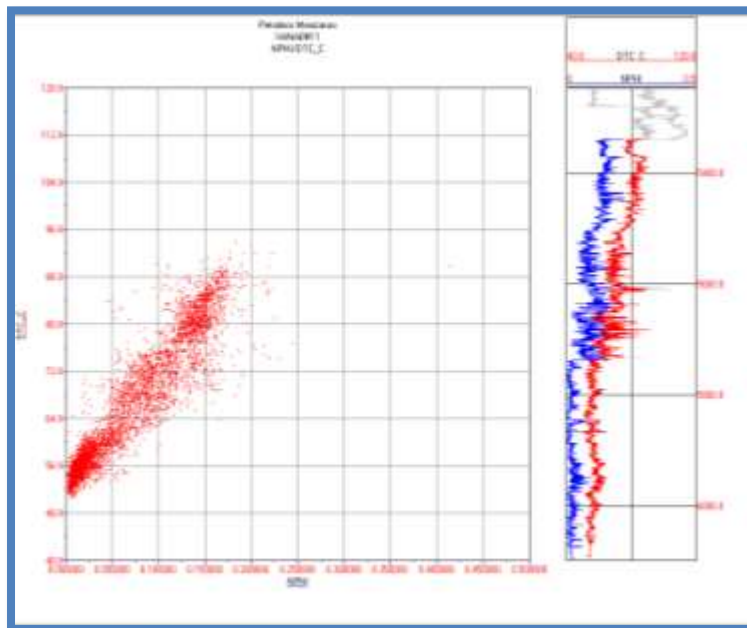


Gráfica 5.9. Crossplot NPHI vs RHOB en pozo Xanab-DL1.

Partiendo de la gráfica de porosidad neutrón en función de tiempo de tránsito se obtienen las gráficas 5.10 a 5.14:

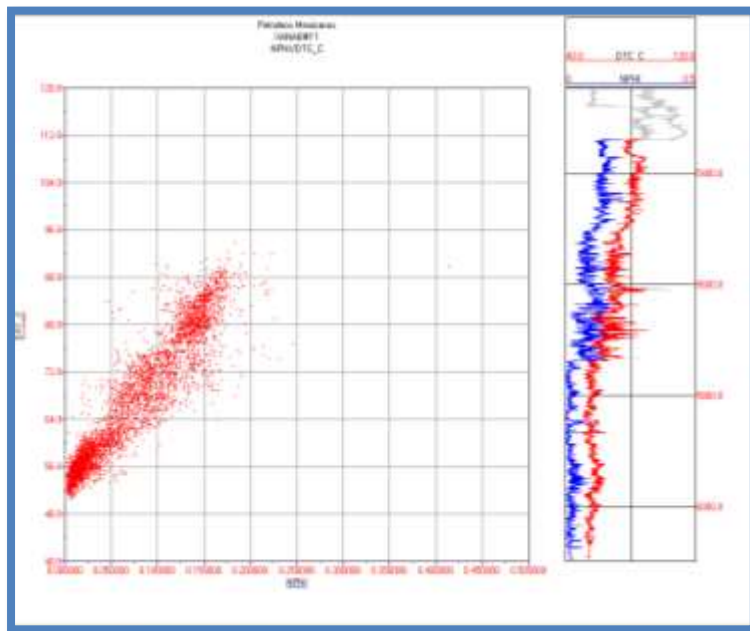
El pozo Xanab-1 no se muestra la gráfica porque no tiene registro de porosidad neutrón.

Xanab-101



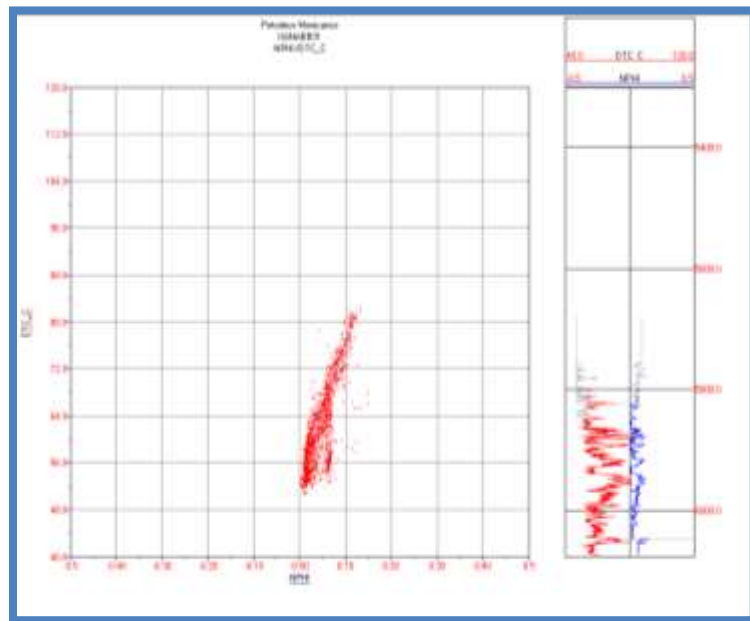
Gráfica 5.10. Crossplot NPHI vs DTC en pozo Xanab-101.

Xanab-11



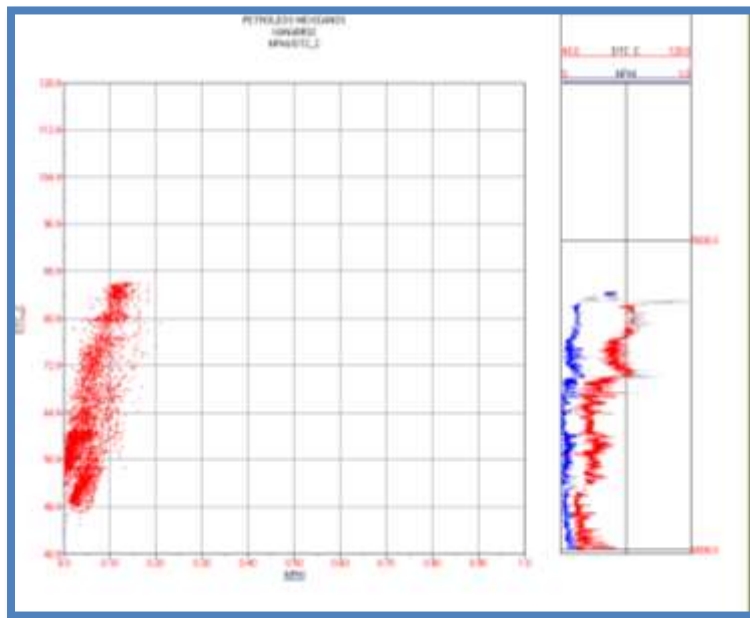
Gráfica 5.11. Crossplot NPHI vs DTC en pozo Xanab-11.

Xanab-31



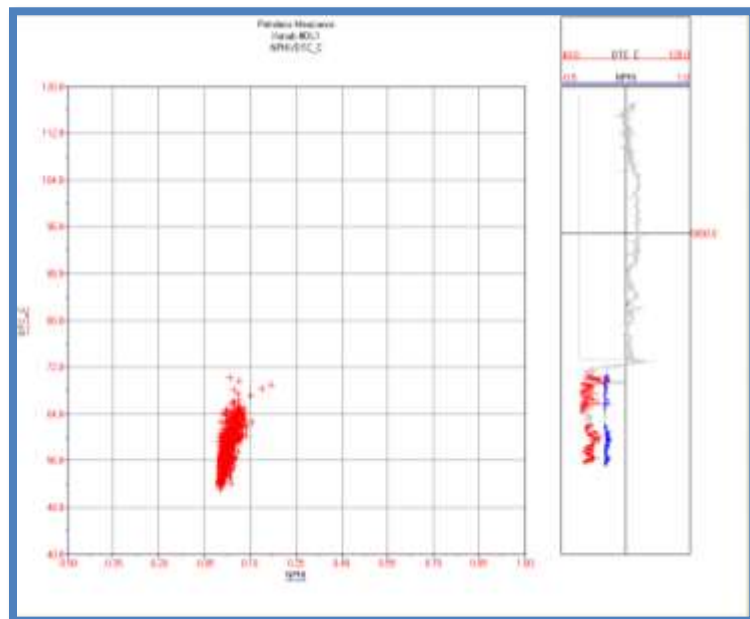
Gráfica 5.12. Crossplot NPHI vs DTC en pozo Xanab-31.

Xanab-32



Gráfica 5.13. Crossplot NPHI vs DTC en pozo Xanab-32.

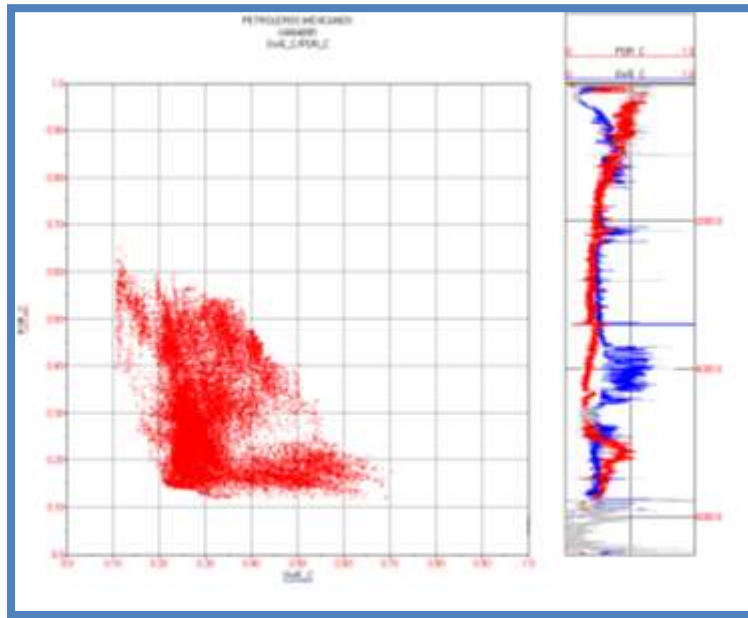
Xanab-DL1



Gráfica 5.14. Crossplot NPHI vs DTC en pozo Xanab-DL1.

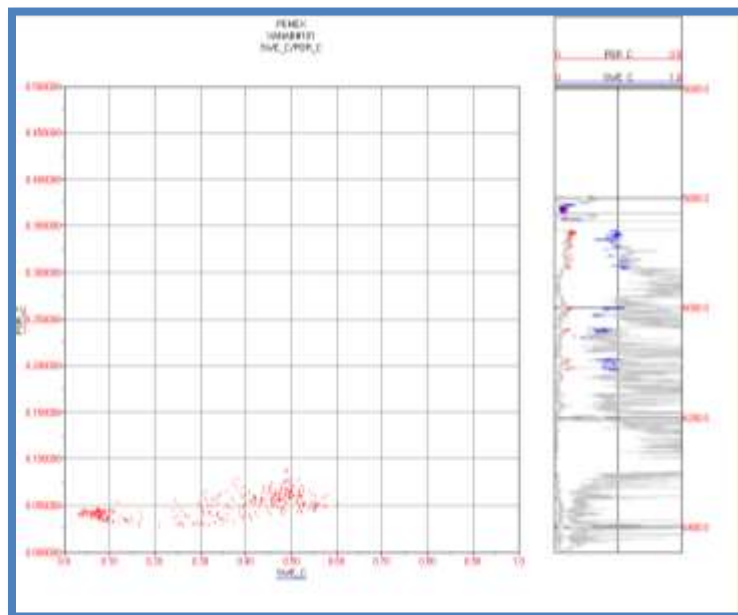
Las gráficas 5.15 a 5.20 se usan para determinar la porosidad a partir de la saturación de agua.

Xanab-1



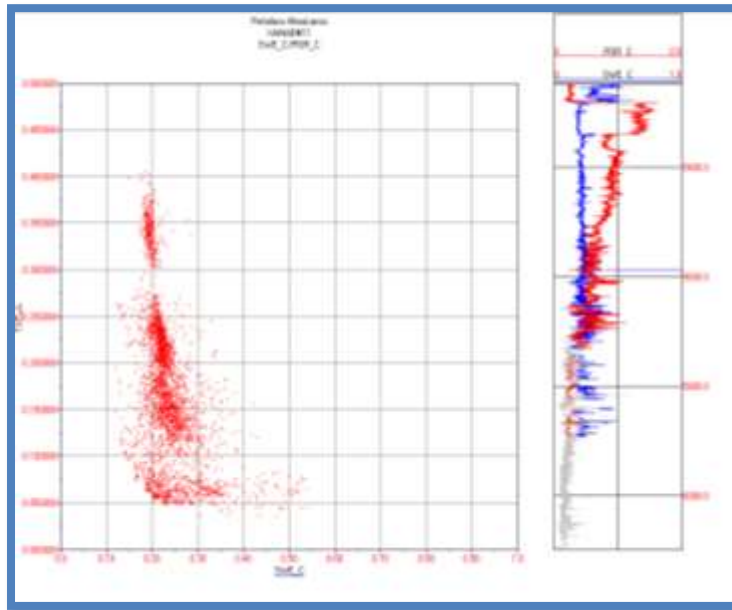
Gráfica 5.15. Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-1.

Xanab-101



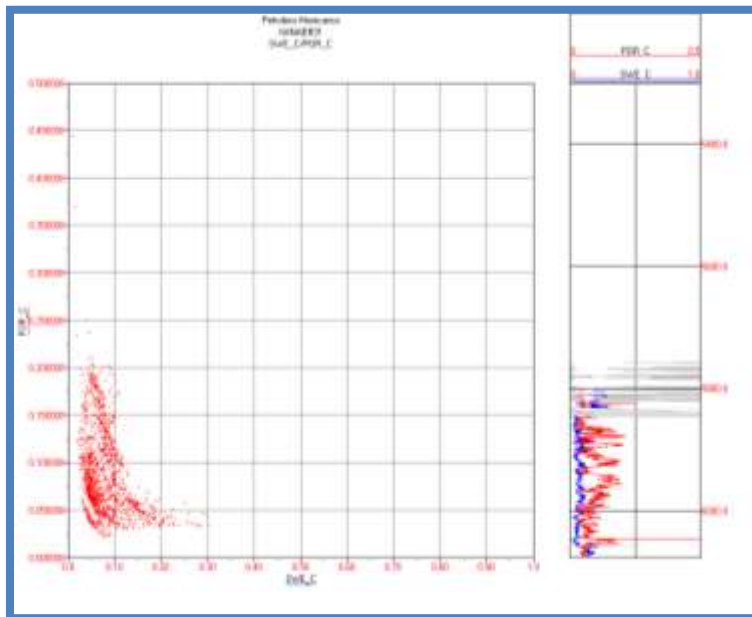
Gráfica 5.16. Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-101.

Xanab-11



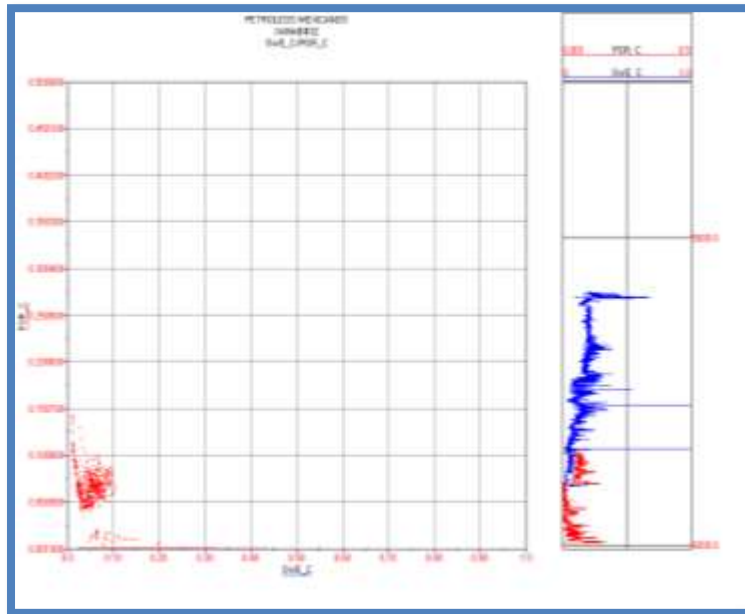
Gráfica 5.17. Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-11.

Xanab-31



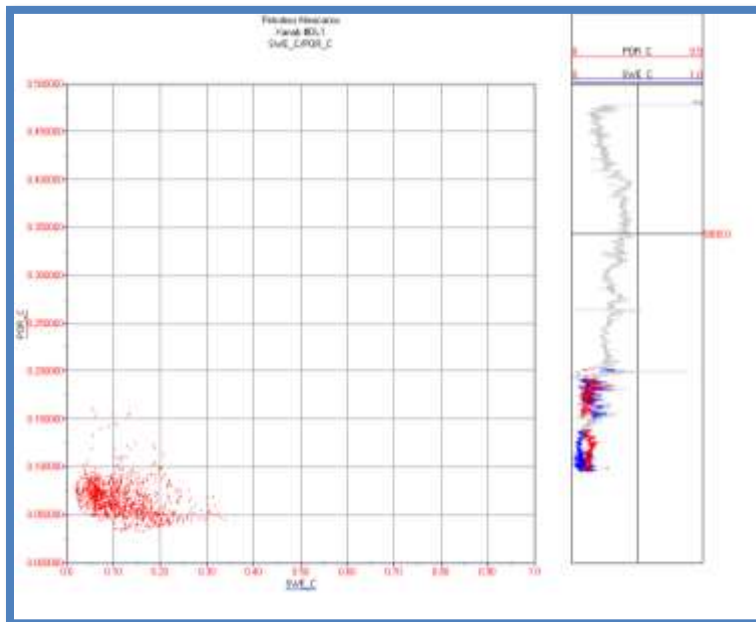
Gráfica 5.18. Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-31.

Xanab-32



Gráfica 5.19. Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-32.

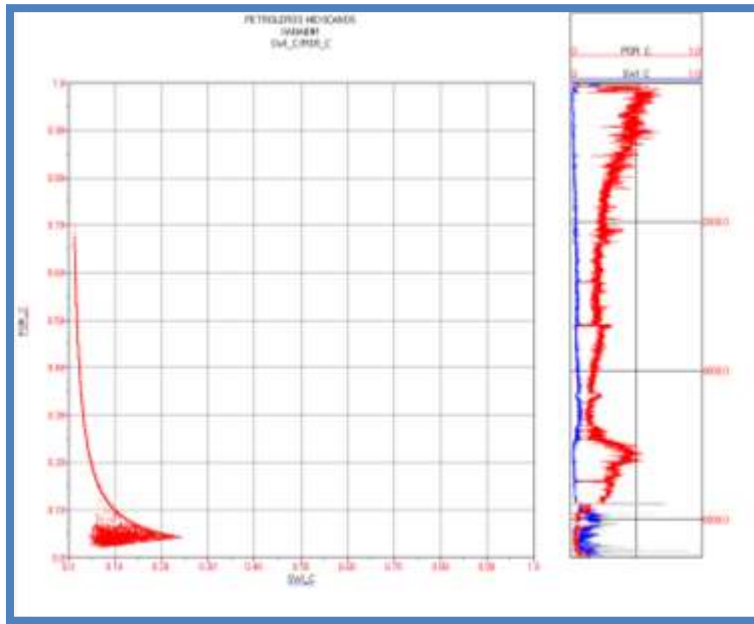
Xanab-DL1



Gráfica 5.20. Crossplot SWE vs POR en pozo Xanab-DL1.

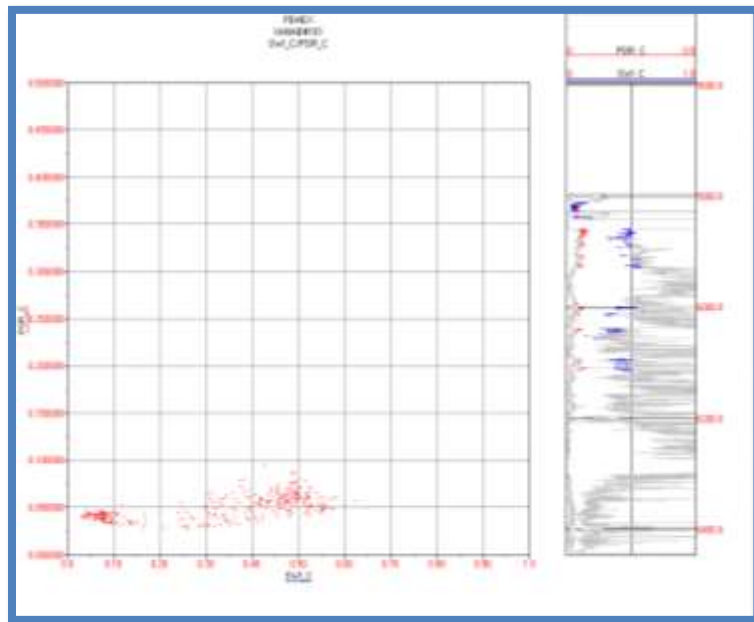
Las gráficas 5.21 a 5.26 son utilizadas para determinar la porosidad a partir de la saturación de agua irreducible.

Xanab-1



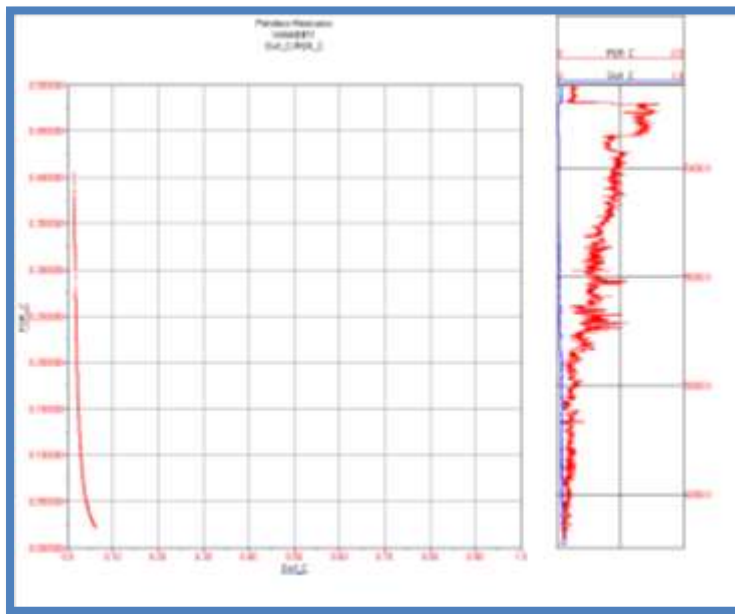
Gráfica 5.21. Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-1.

Xanab-101



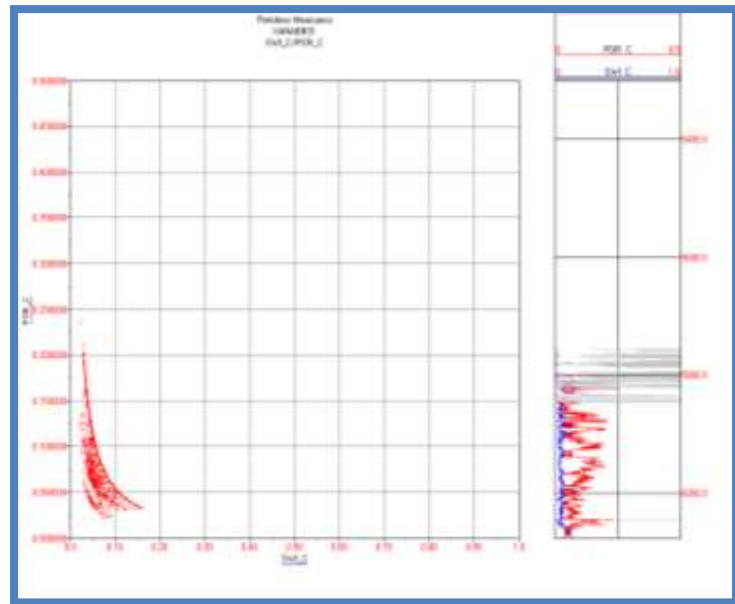
Gráfica 5.22. Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-101.

Xanab-11



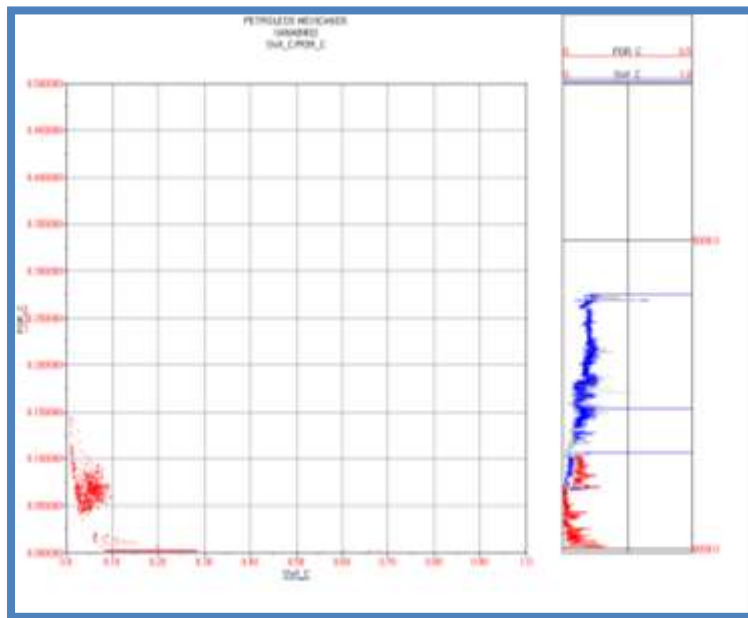
Gráfica 5.23. Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-11.

Xanab-31



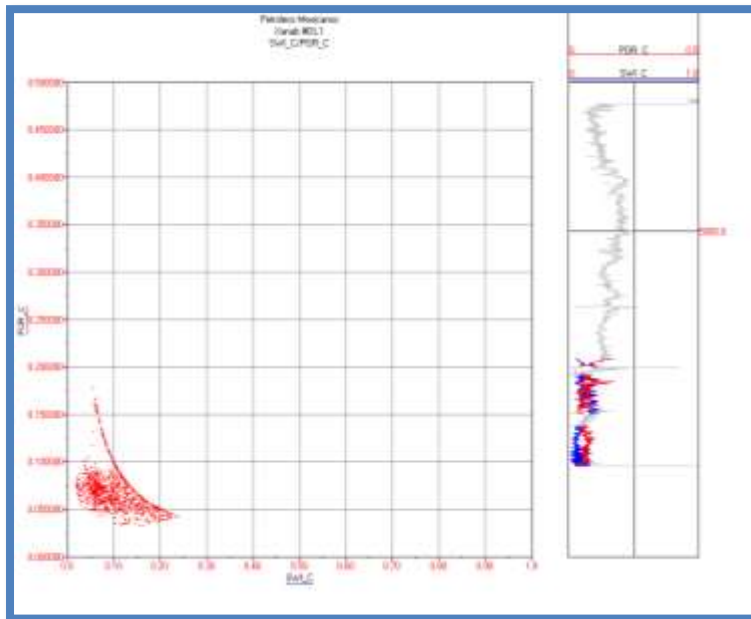
Gráfica 5.24. Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-31.

Xanab-32



Gráfica 5.25. Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-32.

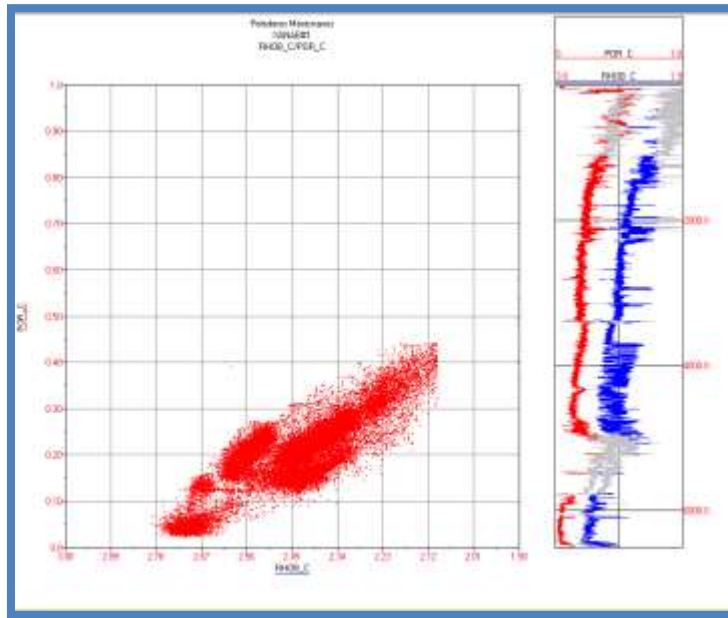
Xanab-DL1



Gráfica 5.26. Crossplot SWI vs POR en pozo Xanab-DL1.

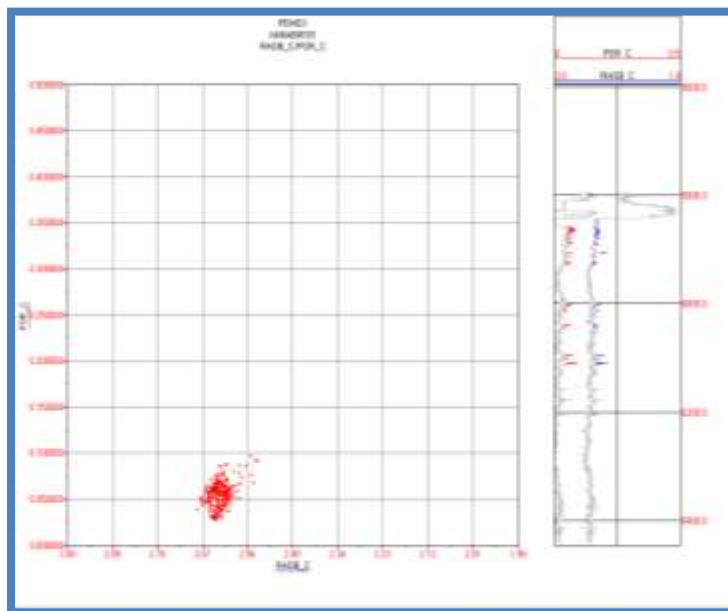
Las gráficas 5.27 a 5.31 son utilizadas para determinar la porosidad de la formación a partir de la densidad de la matriz.

Xanab-1



Gráfica 5.27. Crossplot RHO B vs POR en pozo Xanab-1.

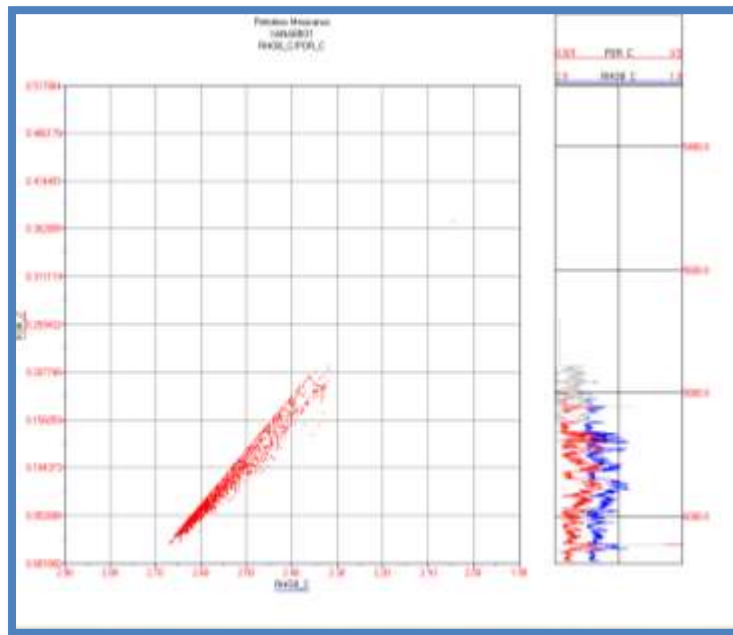
Xanab-101



Gráfica 5.28. Crossplot RHO B vs POR en pozo Xanab-101.

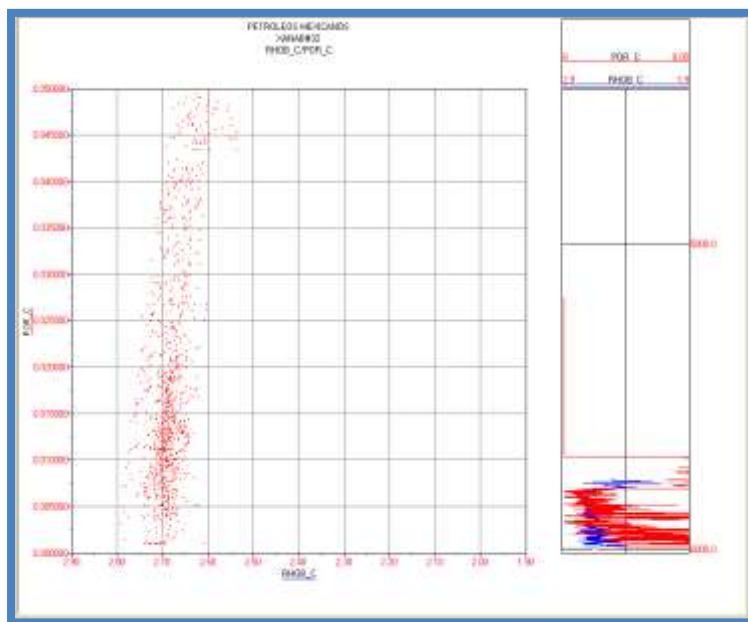
El pozo Xanab-11 no se muestra la gráfica porque no tiene registro de densidad.

Xanab-31



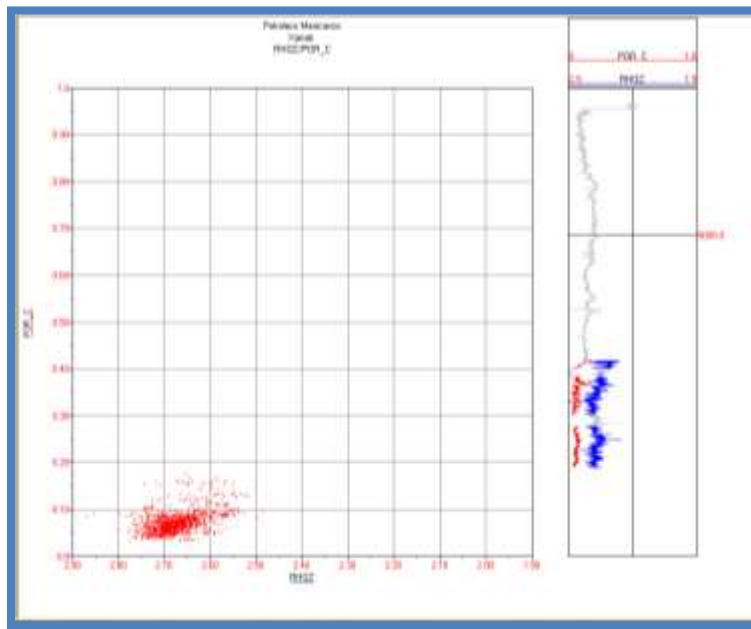
Gráfica 5.29. Crossplot RHO B vs POR en pozo Xanab-31.

Xanab-32



Gráfica 5.30. Crossplot RHO B vs POR en pozo Xanab-32.

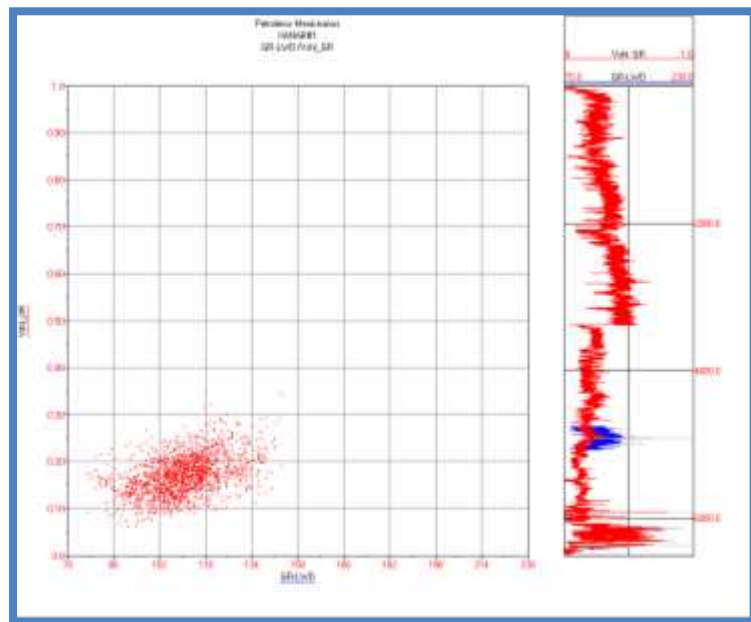
Xanab-DL1



Gráfica 5.31. Crossplot RHOB vs POR en pozo Xanab-DL1.

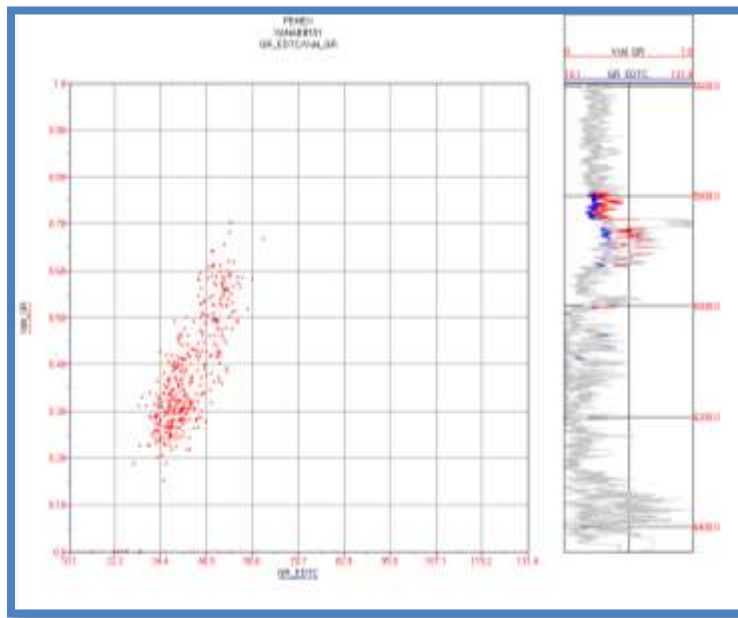
Las gráficas 5.32 a 5.37 se utilizan para determinar el volumen de arcilla en la formación a partir de la medición de rayos gamma.

Xanab-1



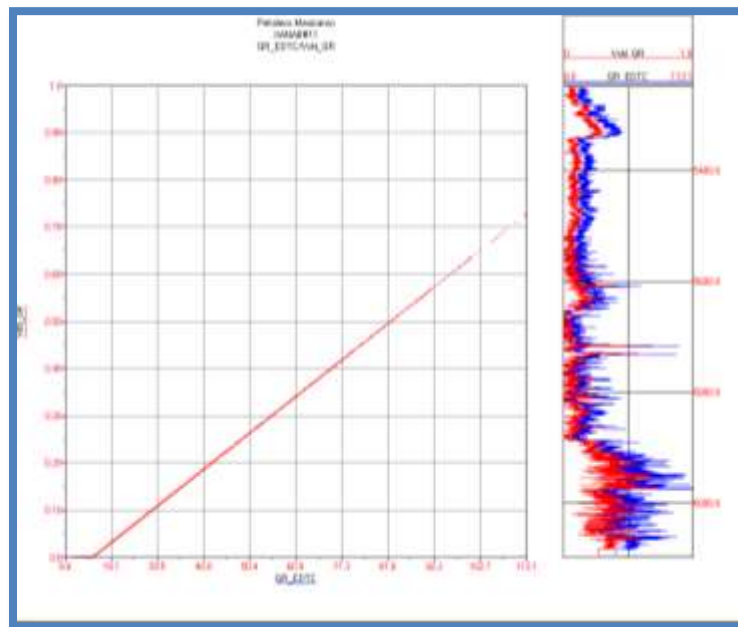
Gráfica 5.32. Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-1.

Xanab-101



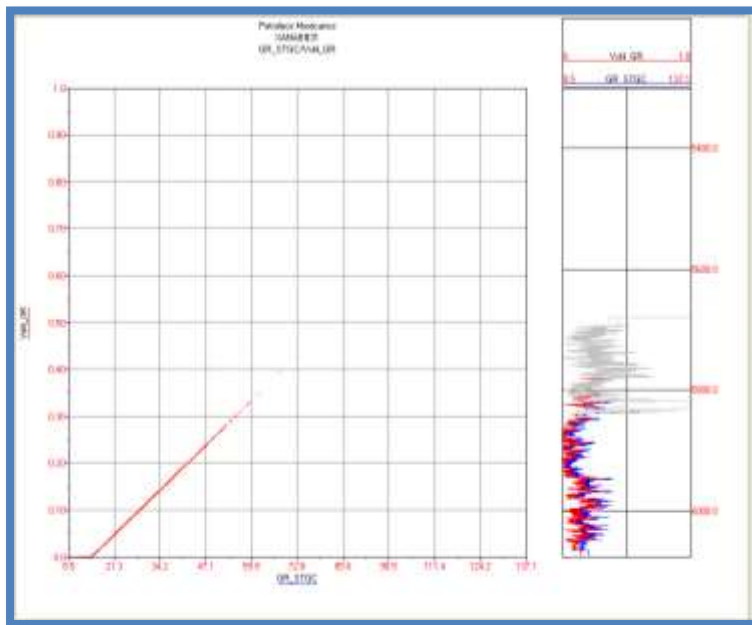
Gráfica 5.33. Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-101.

Xanab-11



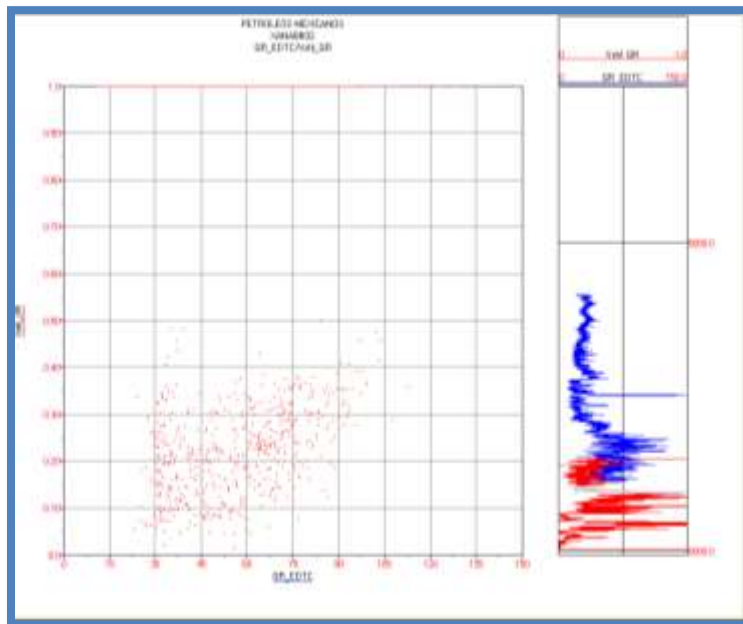
Gráfica 5.34. Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-11.

Xanab-31



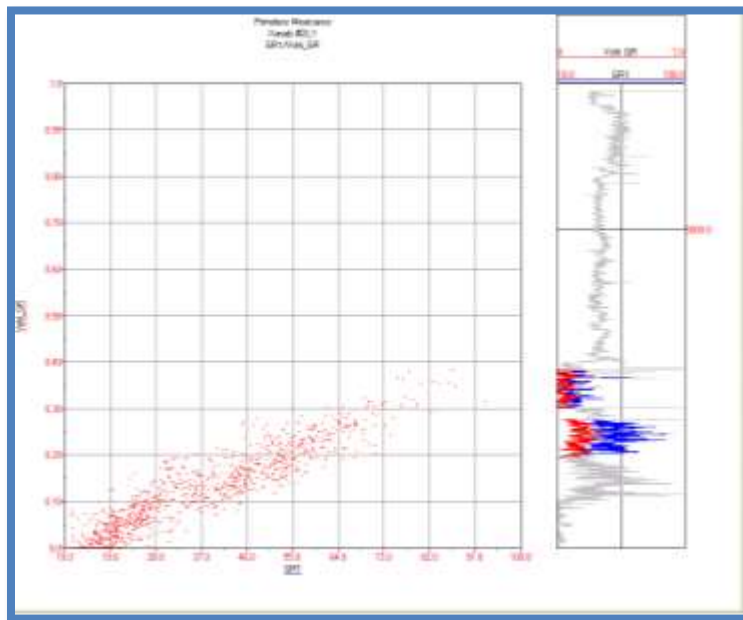
Gráfica 5.35. Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-31.

Xanab-32



Gráfica 5.36. Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-32.

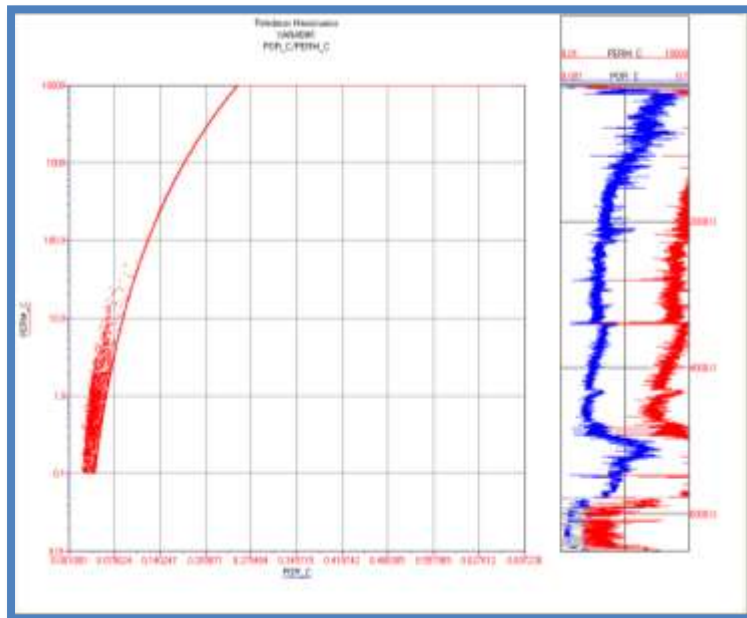
Xanab-DL1



Gráfica 5.37. Crossplot GR vs VSHL en pozo Xanab-DL1.

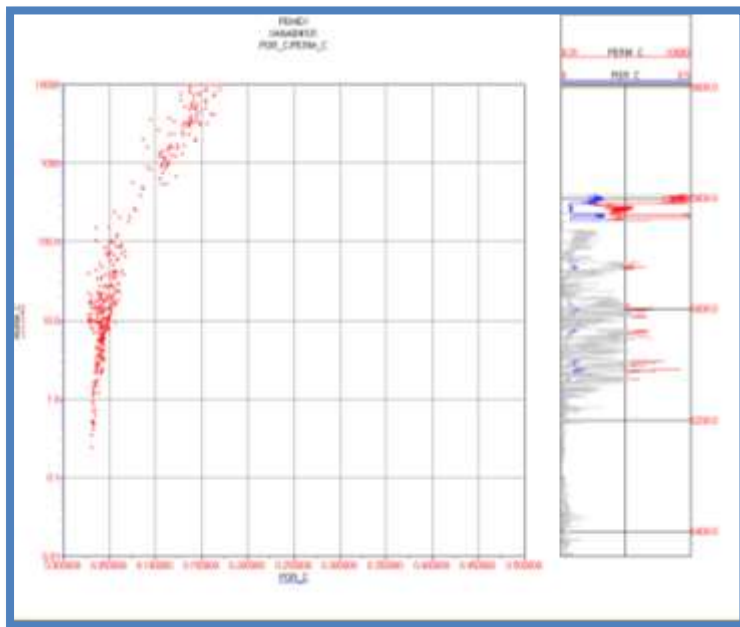
Las gráficas 5.38 a 5.43 se usan para determinar la calidad de los tipos de rocas presentes utilizando la porosidad y la permeabilidad.

Xanab-1



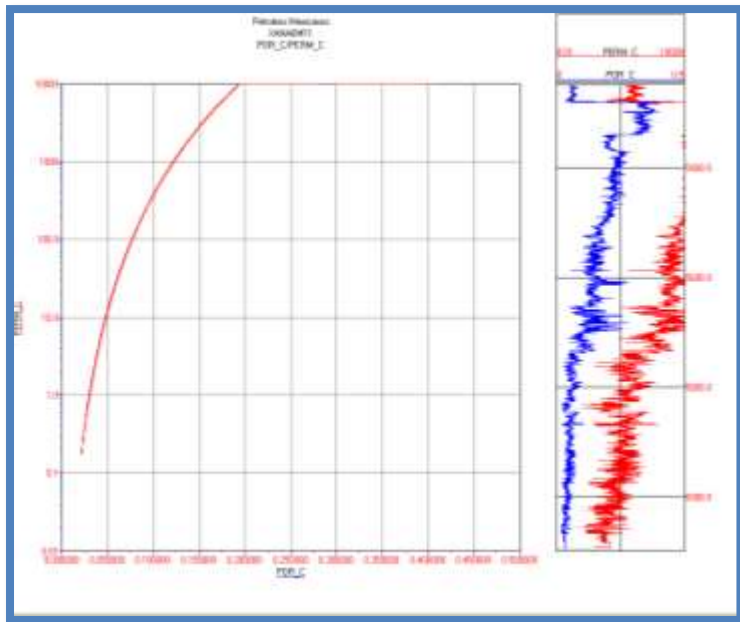
Gráfica 5.38. Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-1.

Xanab-101



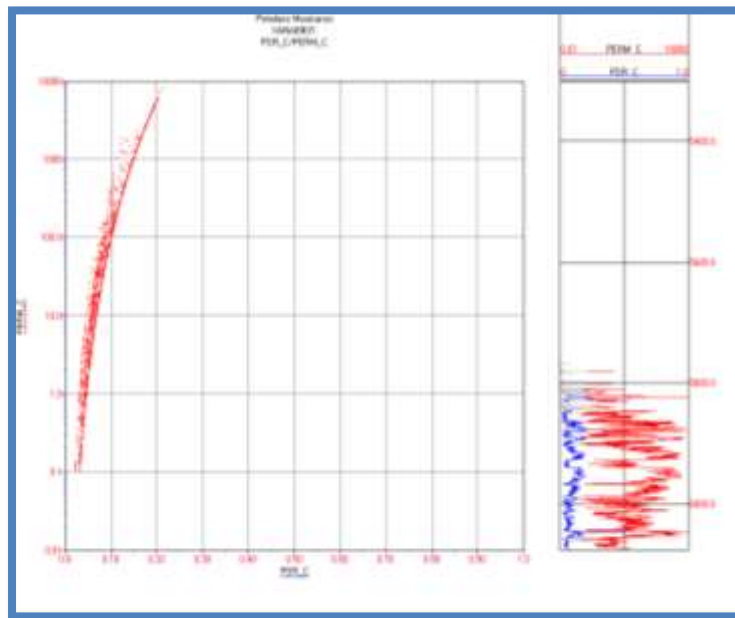
Gráfica 5.39. Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-101.

Xanab-11



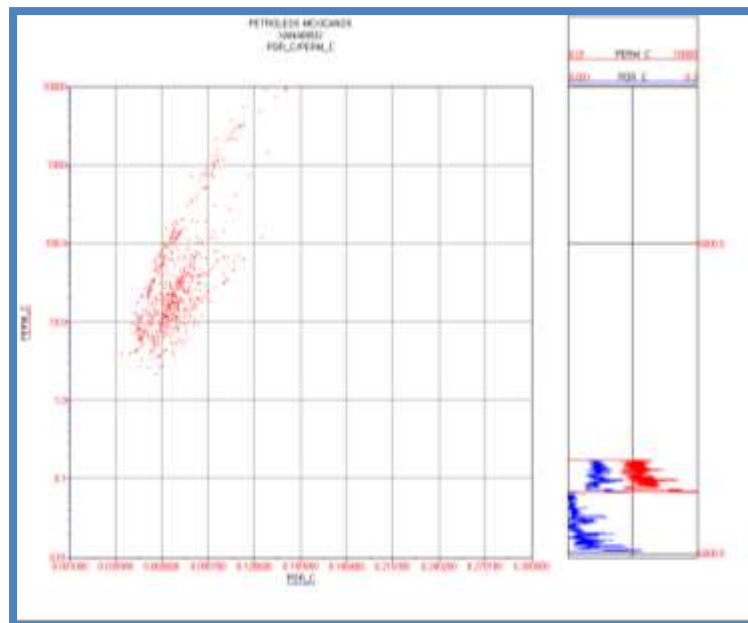
Gráfica 5.40. Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-11.

Xanab-31



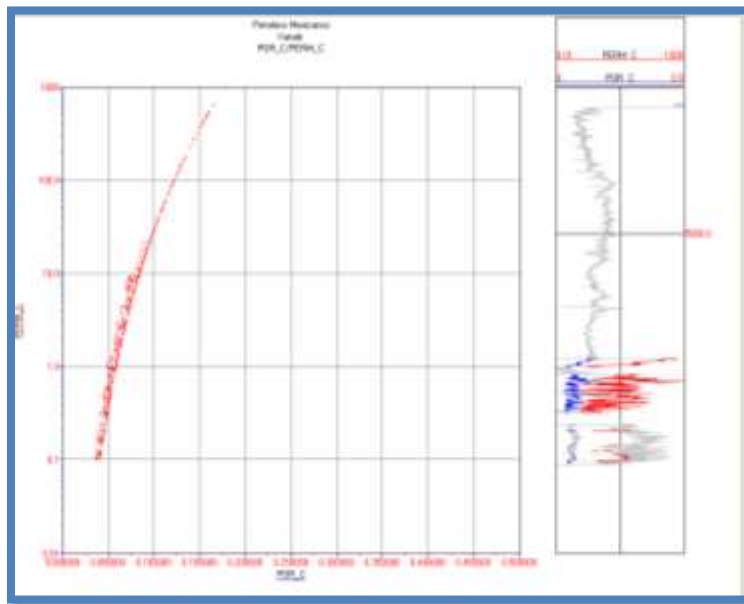
Gráfica 5.41. Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-31.

Xanab-32



Gráfica 5.42. Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-32.

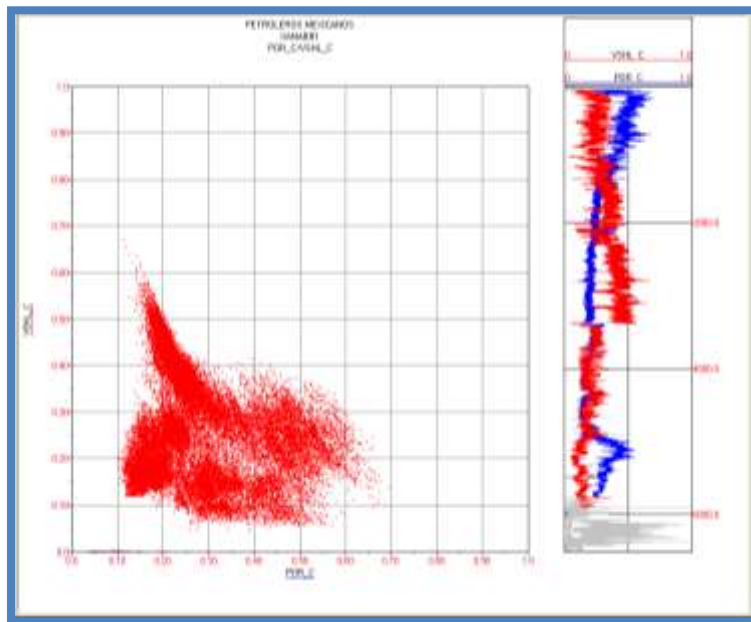
Xanab-DL1



Gráfica 5.43. Crossplot POR vs PERM en pozo Xanab-DL1.

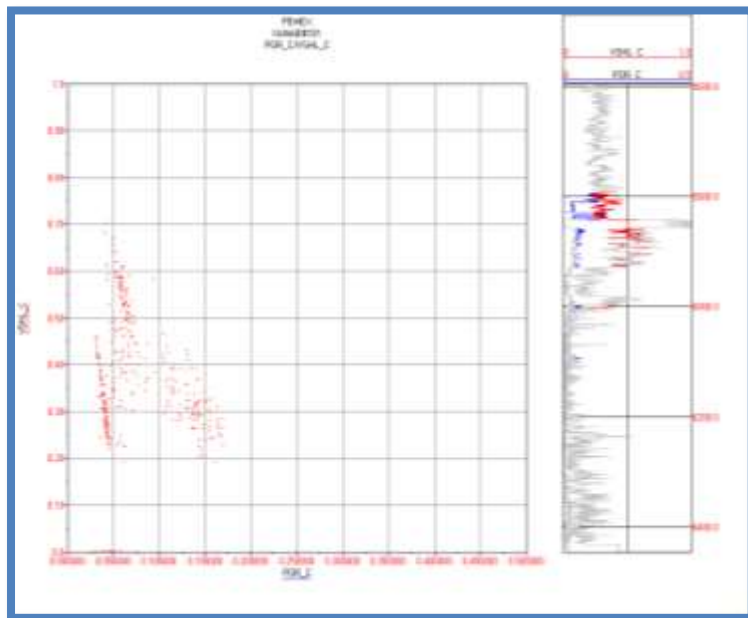
Las gráficas 5.44 a 5.49 se utilizan para determinar el volumen de arcilla a partir de la porosidad.

Xanab-1



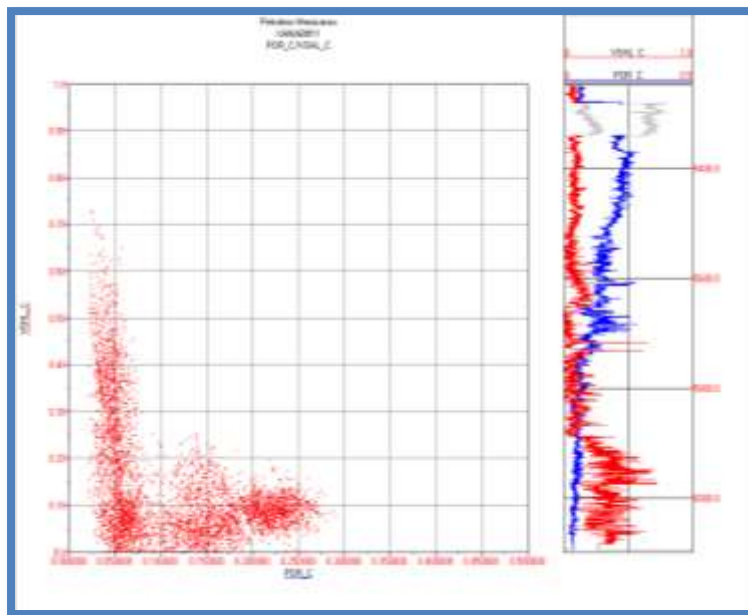
Gráfica 5.44. Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-1.

Xanab-101



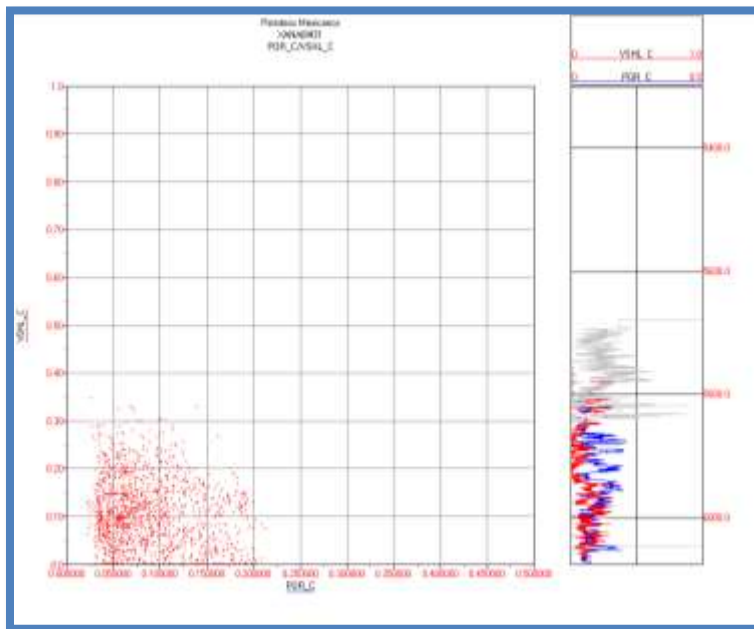
Gráfica 5.45. Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-101.

Xanab-11



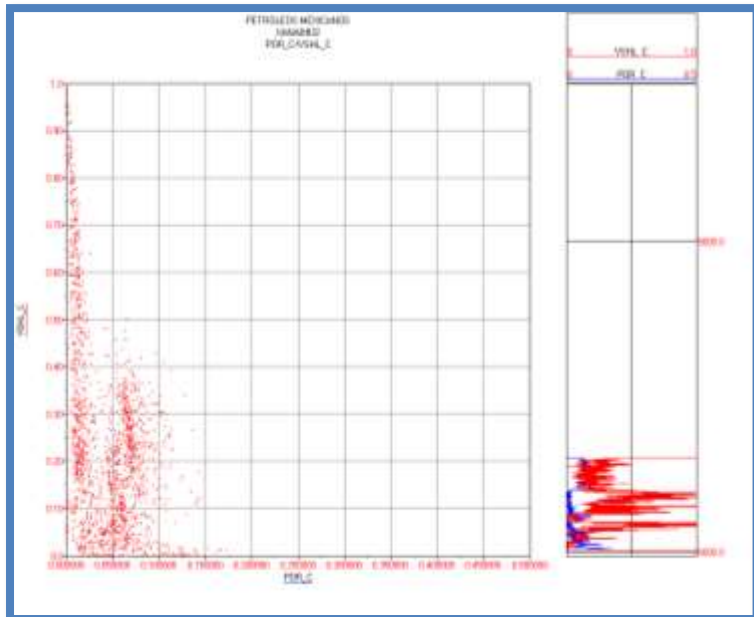
Gráfica 5.46. Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-11.

Xanab-31



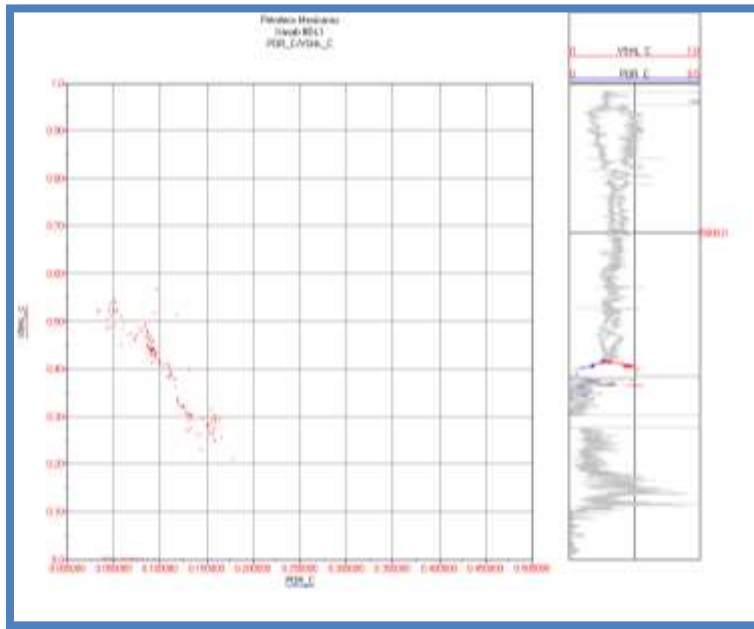
Gráfica 5.47. Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-31.

Xanab-32



Gráfica 5.48. Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-32.

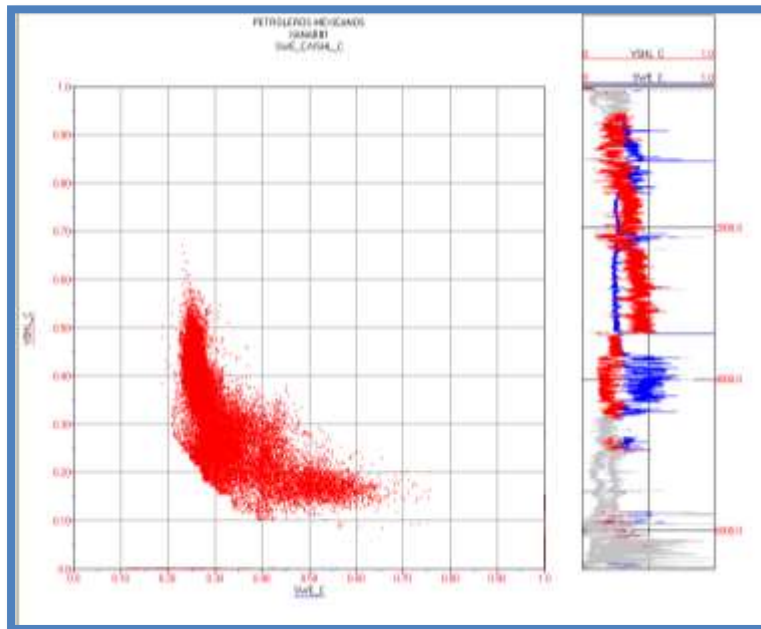
Xanab-DL1



Gráfica 5.49. Crossplot POR vs VSHL en pozo Xanab-DL1.

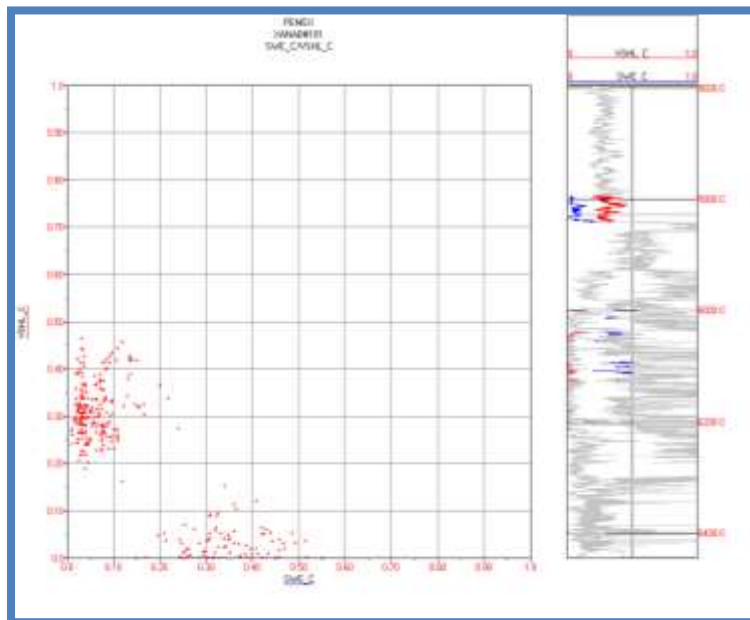
Las gráficas 5.50 a 5.55 son utilizadas para determinar el volumen de arcilla a partir de la saturación de agua.

Xanab-1



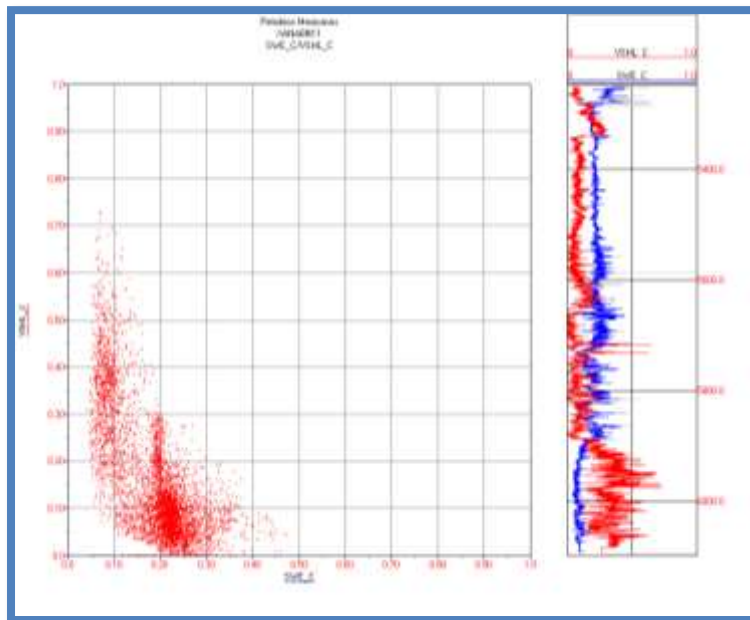
Gráfica 5.50. Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-1.

Xanab-101



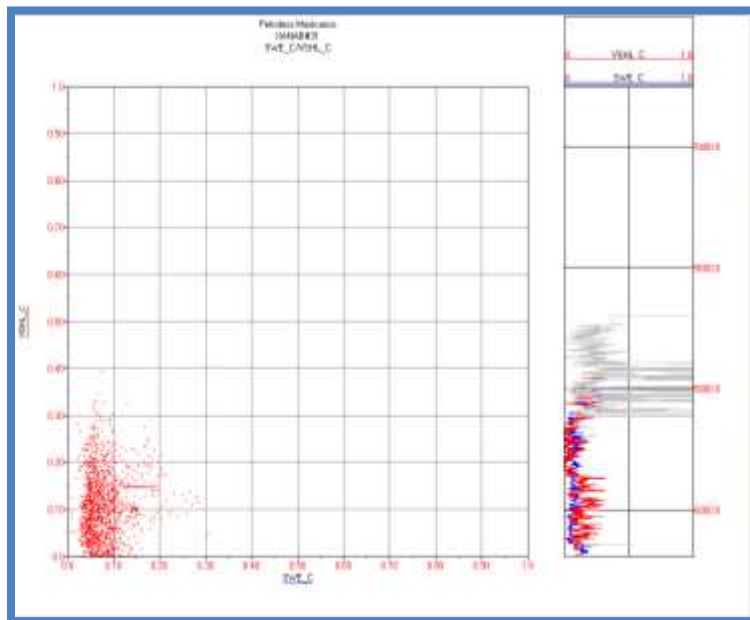
Gráfica 5.51. Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-101.

Xanab-11



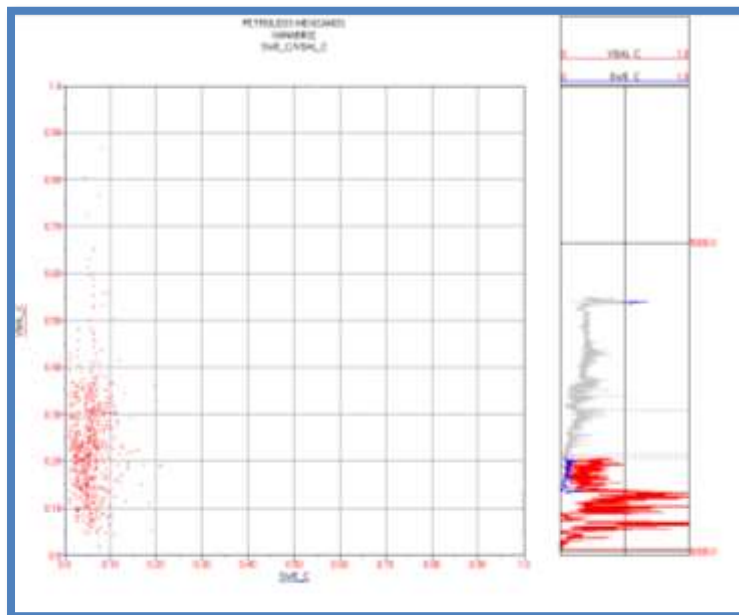
Gráfica 5.52. Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-11.

Xanab-31



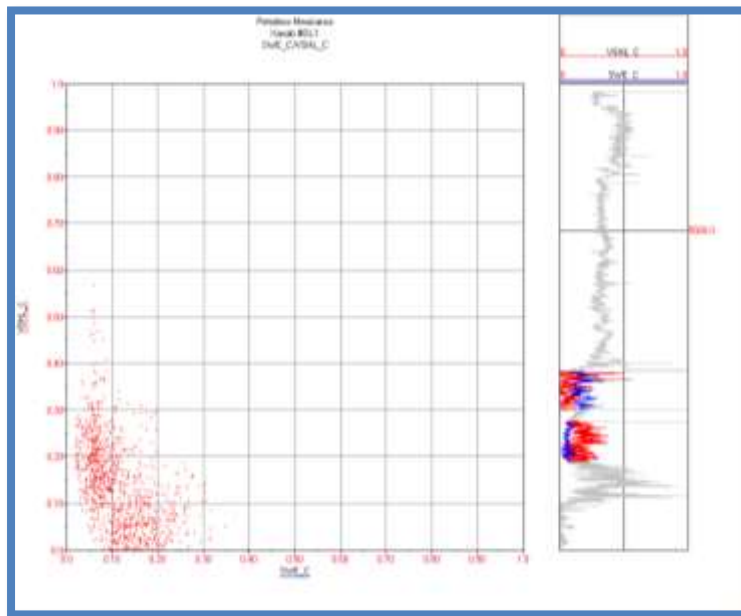
Gráfica 5.53. Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-31.

Xanab-32



Gráfica 5.54. Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-32.

Xanab-DL1



Gráfica 5.55 Crossplot SWE vs VSHL en pozo Xanab-DL1.

A continuación se listan las unidades de flujo (Tabla 5.11):

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	ESPESOR NETO (m)	CAPACIDAD DE FLUJO (mD-ft)
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	157.3	59519.21
Xanab-1	2	5955-6090 KI	119	2668.39
Xanab-1	3	6090-6320 JST	214.3	771
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	94.8	3005.71
Xanab-101	1	5915-6045 KS	17.2	1656.11
Xanab-101	2	6045-6195 KM	15.4	8126.11
Xanab-101	3	6195-6300 KI	0.2	0.07
Xanab-101	4	6300-6433 JST	0.6	0.2448
Xanab-11	1	5560-5745 KS	185.9	705906.69
Xanab-11	2	5745-5873 KM	128.2	11039.94
Xanab-11	3	5873-6074 KI	201.3	7080.63
Xanab-11	4	6074-6278 JST	18.7	134.53
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD			
Xanab-31	POZO NO ATRAVIESA EDAD			
Xanab-31	3	5540-6021 JST	160.93	25101.80
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	52.3	60907.10
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD			
Xanab-32	POZO NO ATRAVIESA EDAD			
Xanab-32	3	5700-5727 KI	29	2008.37
Xanab-32	4	5727-5810 JST	75.4	82592.49
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD			
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	195.8	14870.57
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD			
Xanab-DL1	POZO NO ATRAVIESA EDAD			

Tabla 5.11. Valores de espesor neto y de capacidad de flujo.

La tabla 5.12 muestra el resultado final del volumen de hidrocarburos del campo Xanab considerado los seis pozos. Este volumen de hidrocarburos se obtiene a partir de los datos de espesor neto, porosidad, saturación de agua y área.

POZO	ZONA	PROFUNDIDAD (m)	MILLONES DE BARRILES
Xanab-1	1	5765-5955 KS-KM	29.5
Xanab-1	2	5955-6090 KI	13.3
Xanab-1	3	6090-6320 JST	10.6
Xanab-1	4	6320-6476 JSK	26.1
Xanab-101	1	5915-6045 KS	1.3
Xanab-101	2	6045-6195 KM	1
Xanab-101	3	6195-6300 KI	0.1
Xanab-101	4	6300-6433 JST	0.1
Xanab-11	1	5560-5745 KS	43.9
Xanab-11	2	5745-5873 KM	13.4
Xanab-11	3	5873-6074 KI	25.7
Xanab-11	4	6074-6278 JST	1.9
Xanab-31		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-31		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-31	3	5540-6021 JST	8.3
Xanab-31	4	6021-6075 JSK	9.4
Xanab-32		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-32		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-32	3	5700-5727 KI	5.2
Xanab-32	4	5727-5810 JST	13
Xanab-DL1		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-DL1	2	5300-5548 KM-KI	29.9
Xanab-DL1		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
Xanab-DL1		POZO NO ATRAVIESA EDAD	
TOTAL			232.7

Tabla 5.12. Volumen de hidrocarburos.

5.2 Resultados de interpretación Petrofísica

POZO XANAB-1

EDAD: KS-KM

PROFUNDIDAD: 5765-5955M

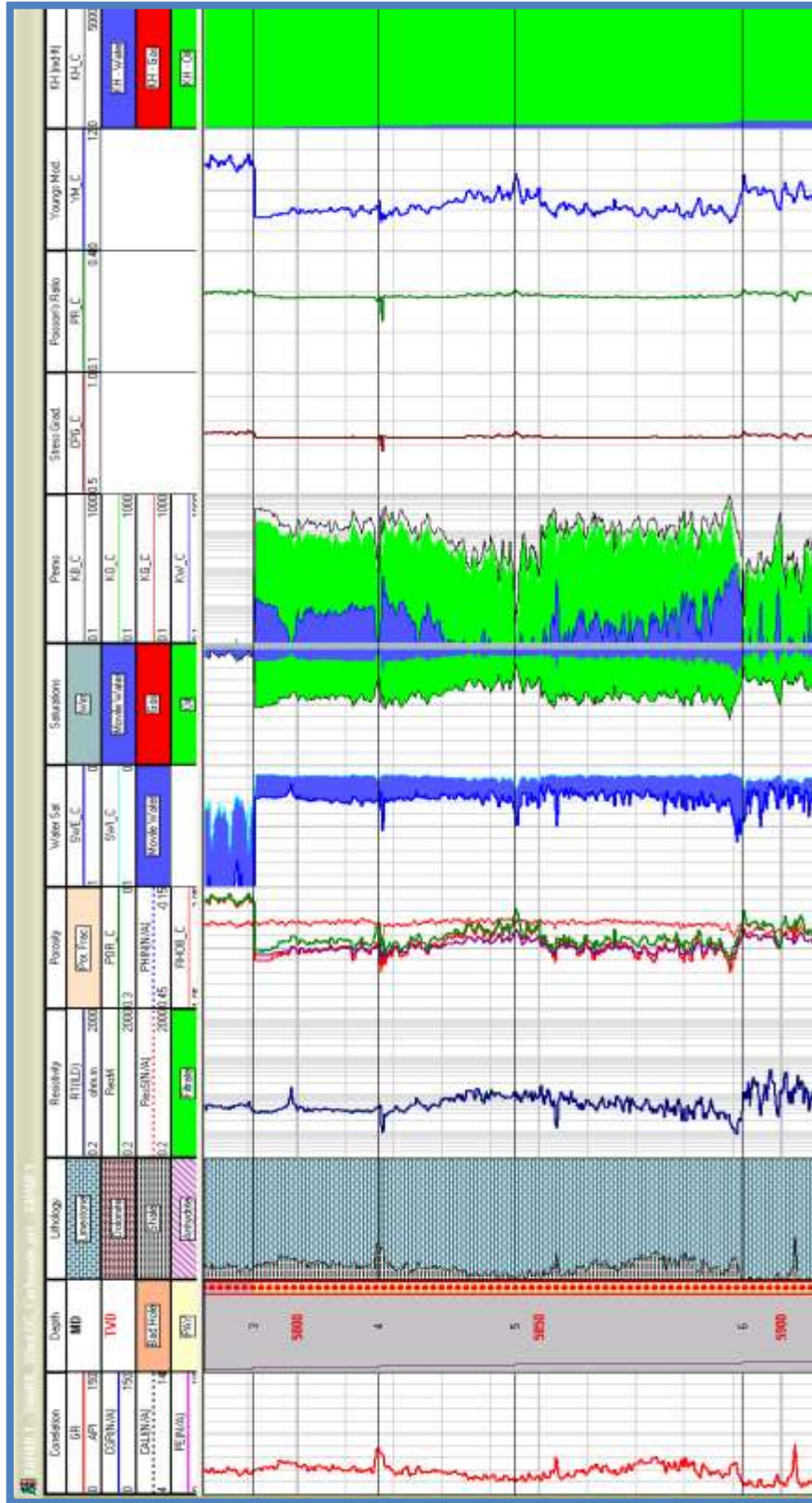


Figura 5.1 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 11%, Shc= 74%, K=113.7 mD. Productor de aceite.

EDAD: KI

PROFUNDIDAD: 5955-6090 m

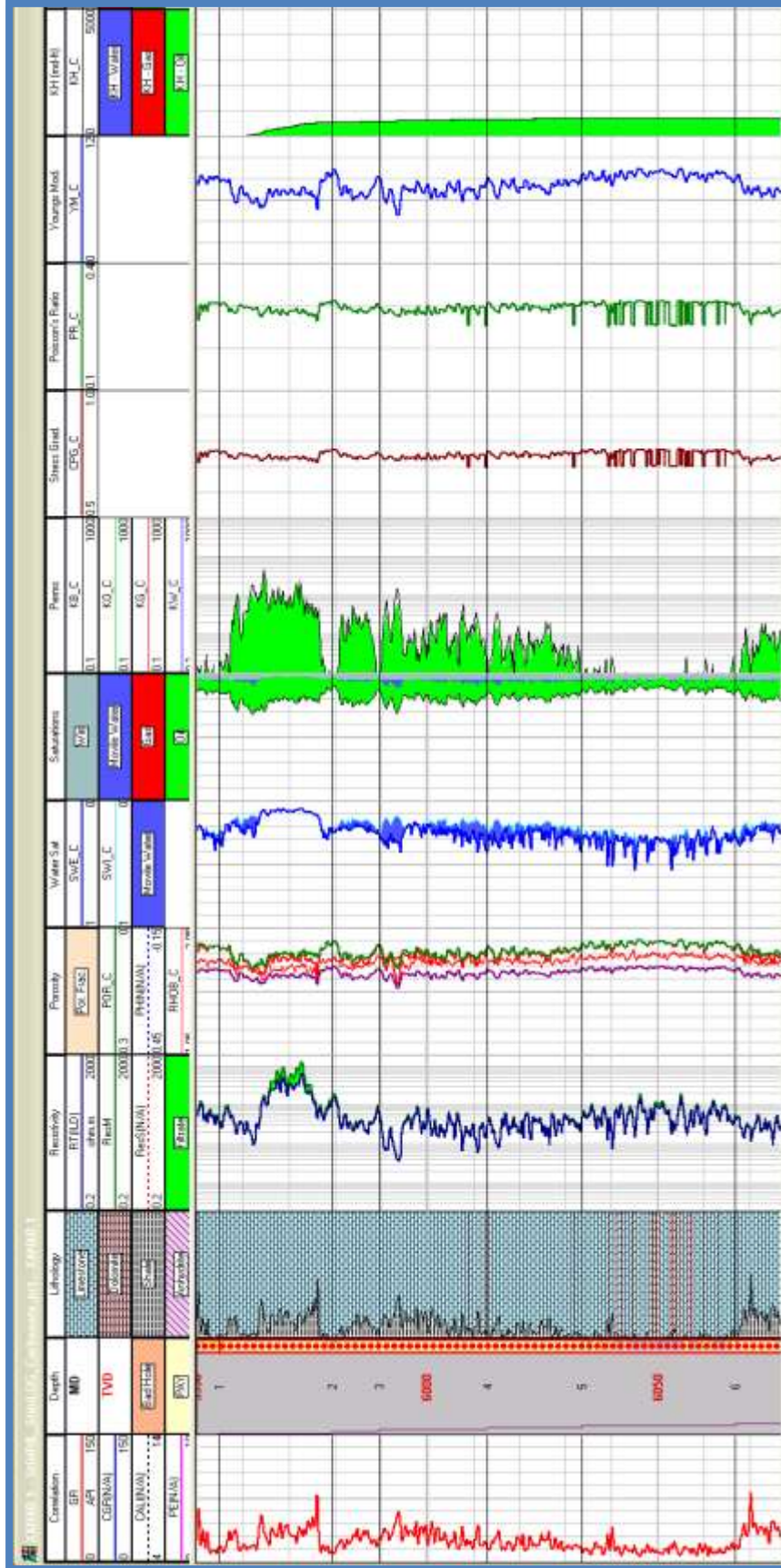


Figura 5.2 Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 6%, Shc= 79%, K=6.8 mD. Productor de aceite.

EDAD: JST

PROFUNDIDAD: 6090-6320 m

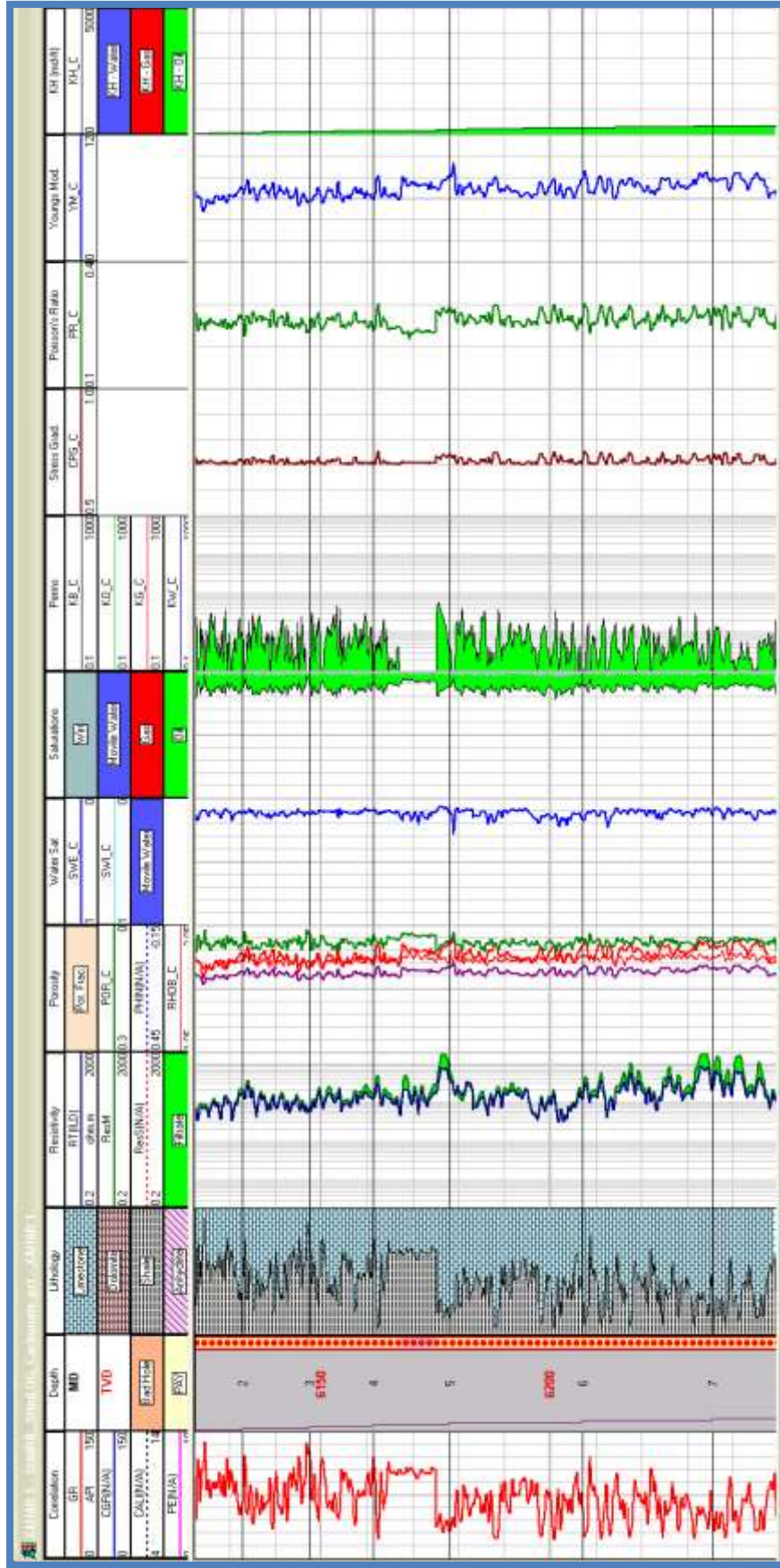


Figura 5.3. Interpretación (valores promedios): Caliza arcillosa, porosidad 4%, Shc= 89%, K=1.1 mD. No productor.

EDAD: JSK

PROFUNDIDAD: 6320-6476 m

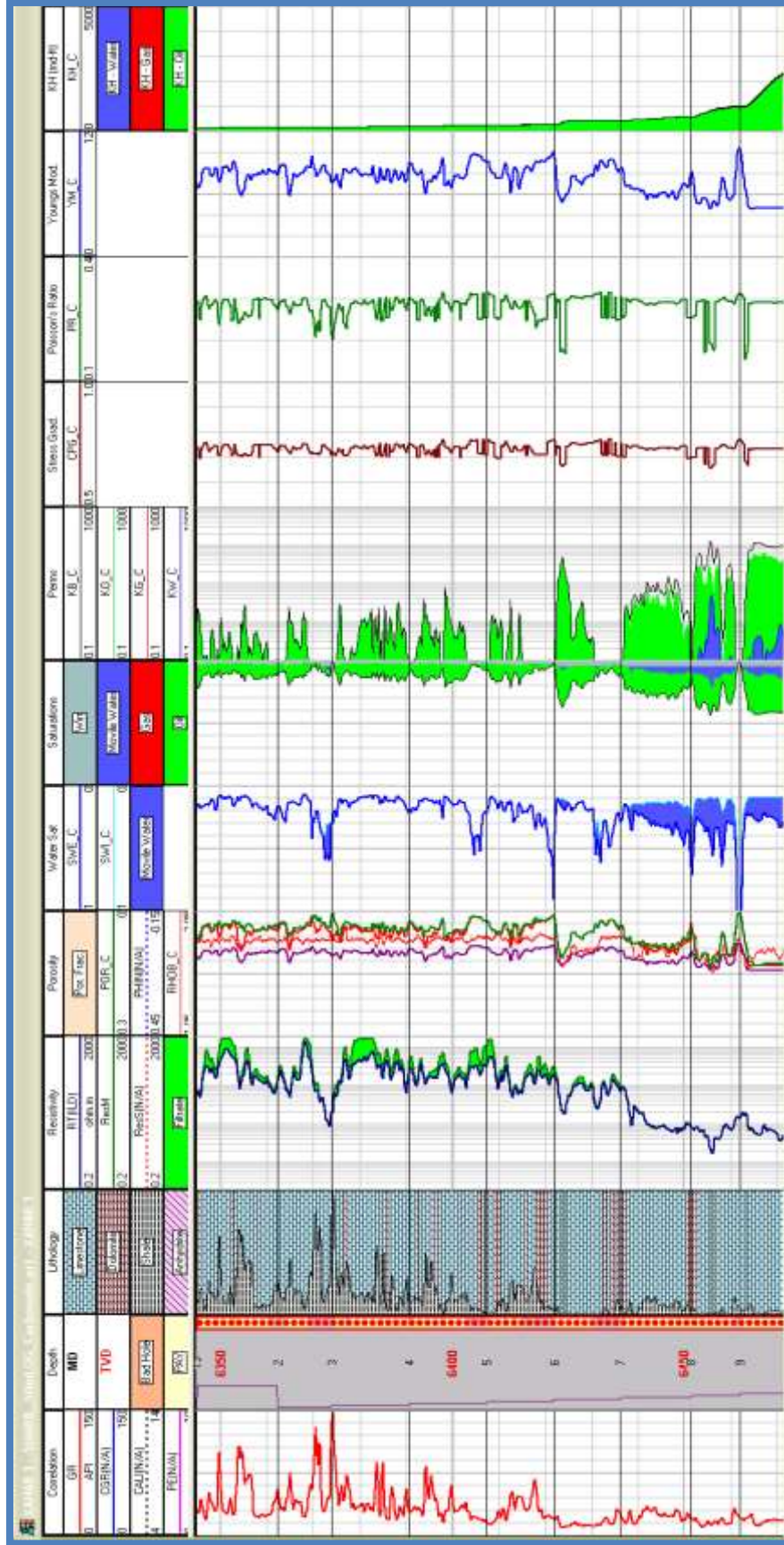


Figura 5.4. Interpretación (valores promedios): Caliza limpia y arcillosa, porosidad 6%, Shc= 81%, K=8.9 mD. Productor de aceite

POZO XANAB-101

EDAD: KS

PROFUNDIDAD: 5915-6045 m

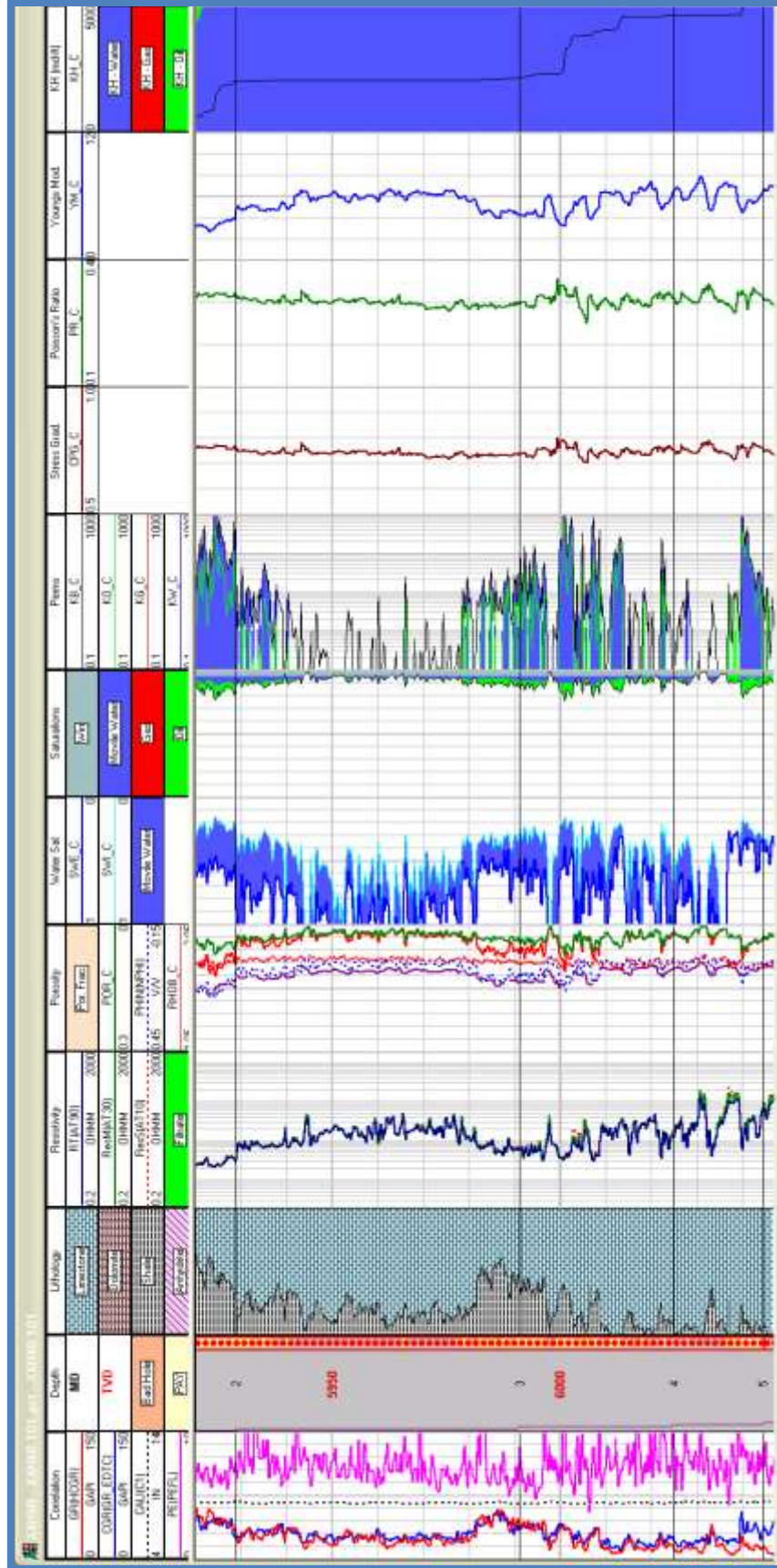


Figura 5.5. Interpretación (valores promedios): Caliza arcillosa y limpia, porosidad 5%, Shc= 44%, K=29.35 mD. Mayor permeabilidad al agua

EDAD: KM

PROFUNDIDAD: 6045-6195 m

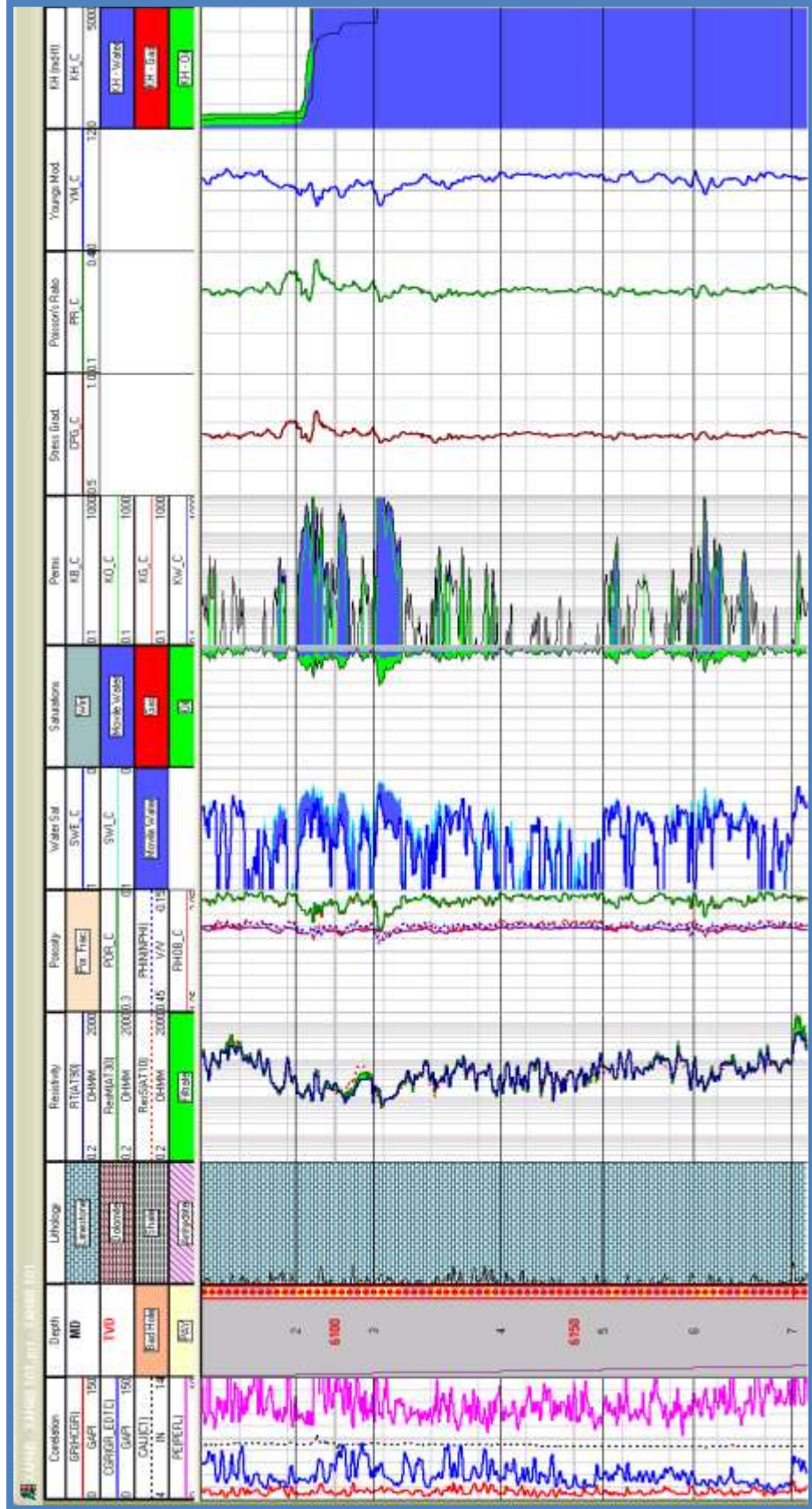


Figura 5.6. Interpretación (valores promedios): Caliza muy limpia, porosidad 5%, Shc= 58%, K=160.88 mD. Mayor permeabilidad al agua

EDAD: KI

PROFUNDIDAD: 6195-6300 m

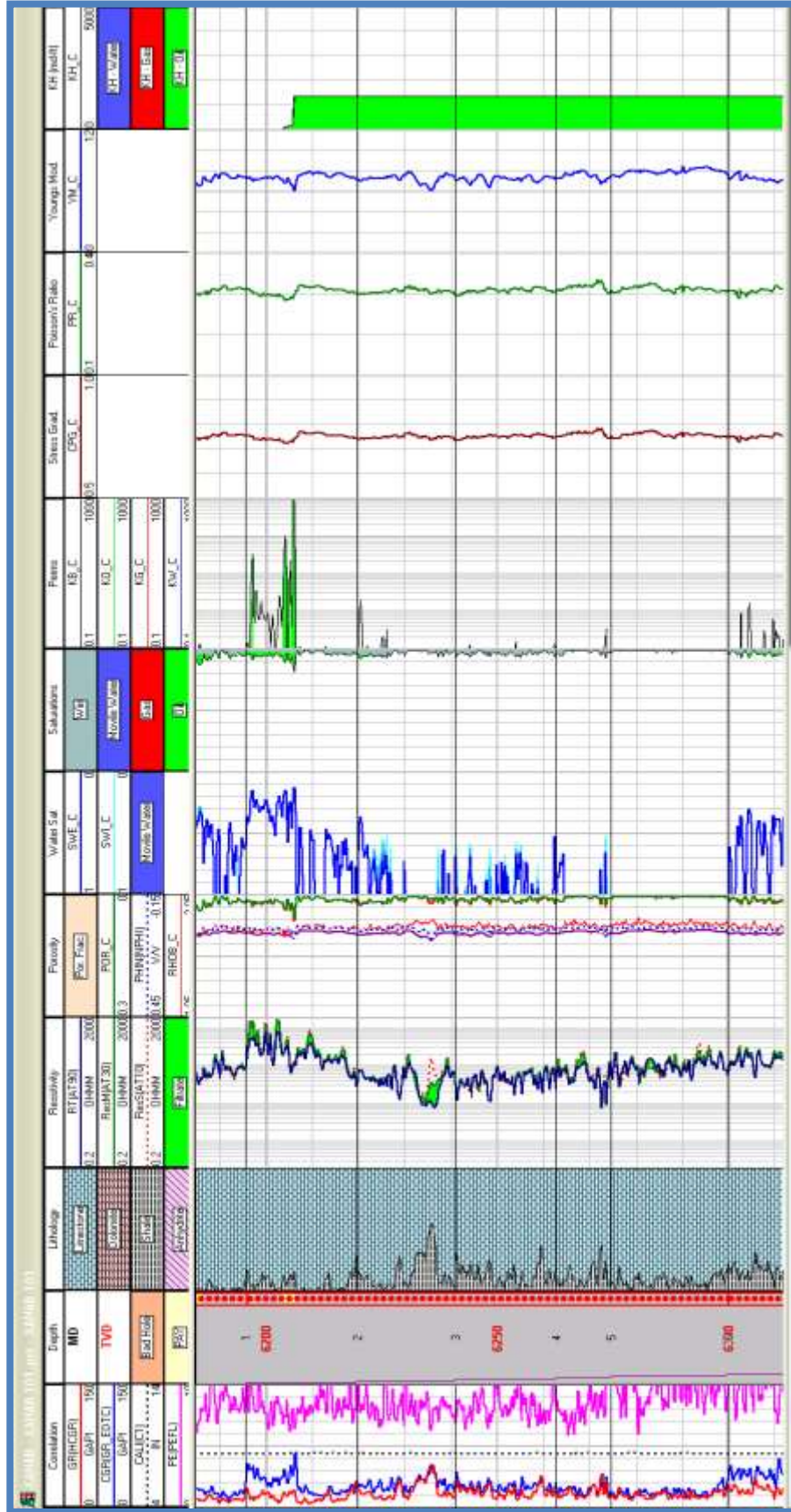


Figura 5.7. Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 5%, Shc= 83%, K=0.105 mD. Poco volumen de aceite.

EDAD: JST

PROFUNDIDAD: 6300-6443 m

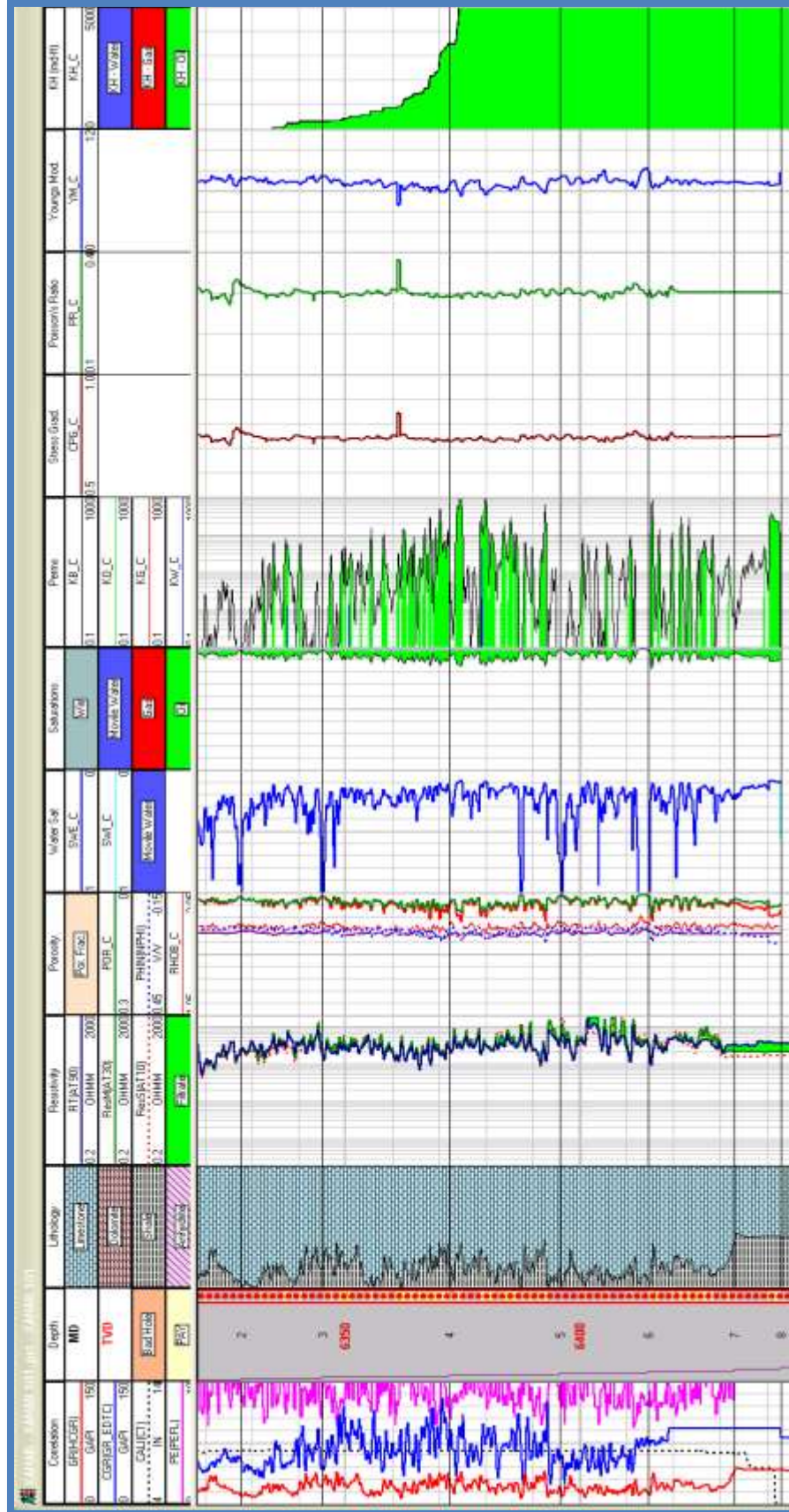


Figura 5.8. Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 4%, Shc= 87%, K=162.5 mD. No productor.

POZO XANAB-11

EDAD: KS

PROFUNDIDAD: 5560-5745 m

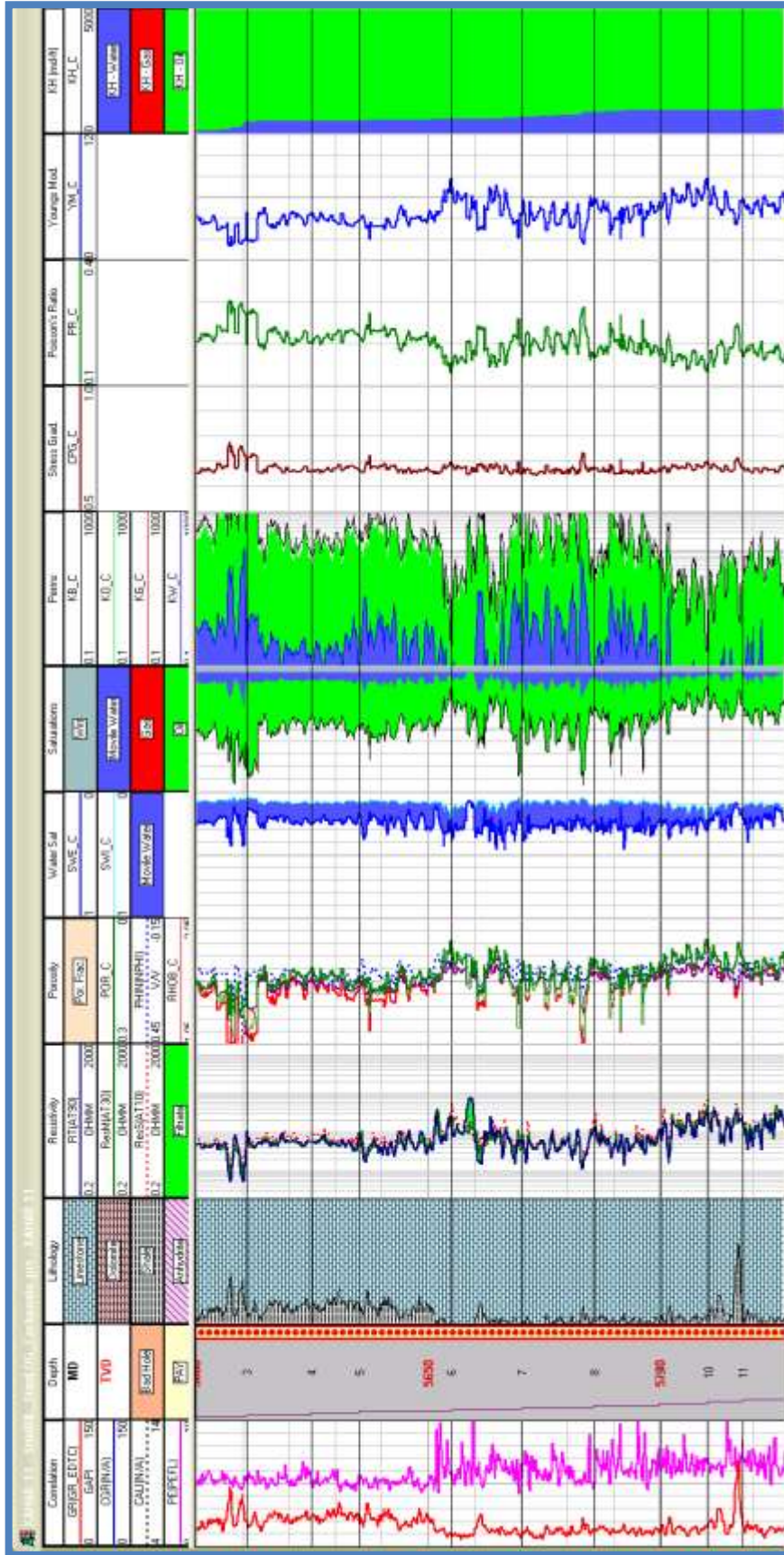


Figura 5.9. Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 14%, Shc= 77%, K=317.2 mD. Productor de aceite.

EDAD: KM

PROFUNDIDAD: 5745 -5873 m

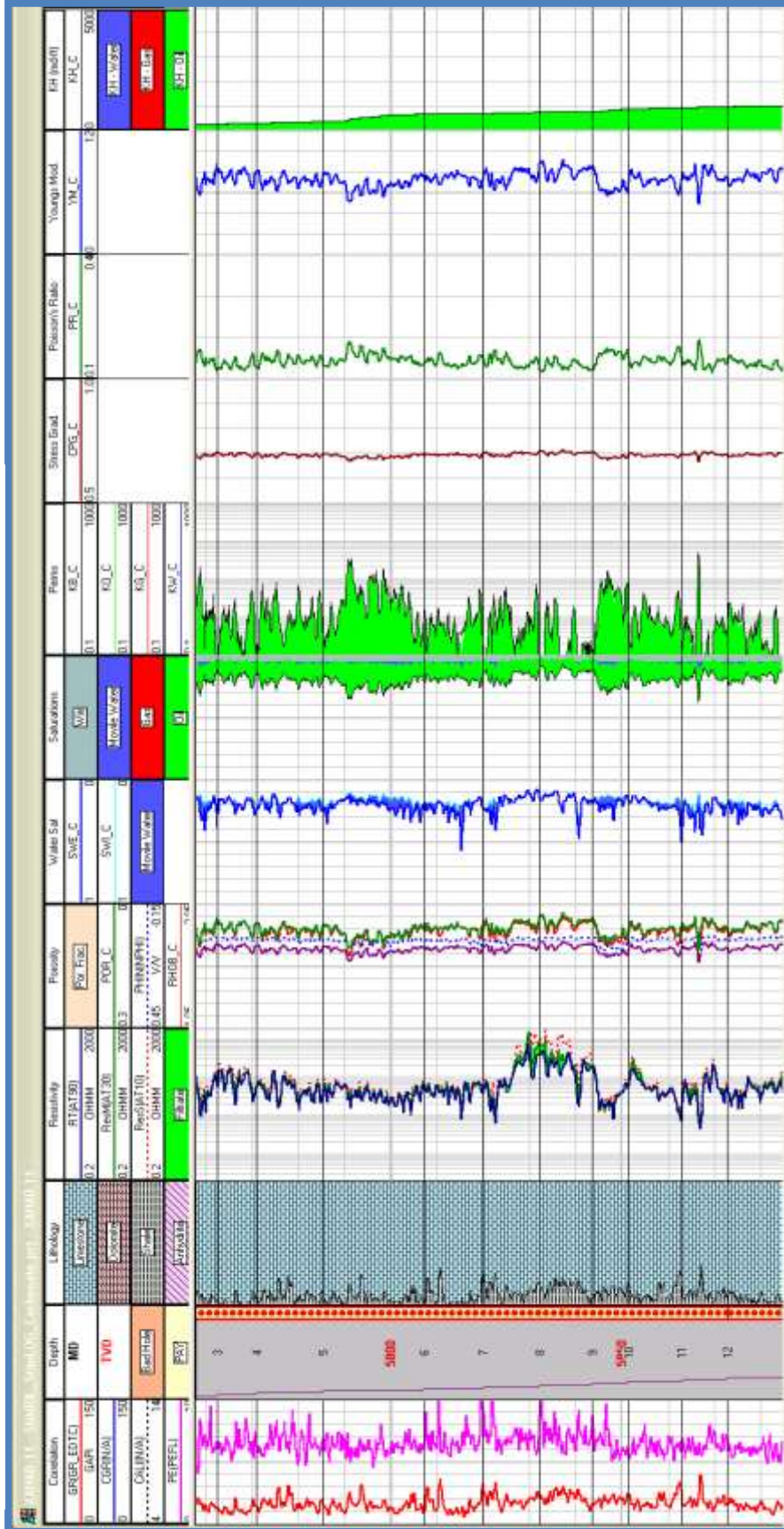


Figura 5.10. Interpretación (valores promedios): Caliza muy limpia, porosidad 6%, Shc= 81%, K=26.23 mD. Productor de aceite.

EDAD: KI

PROFUNDIDAD: 5873-6074 m

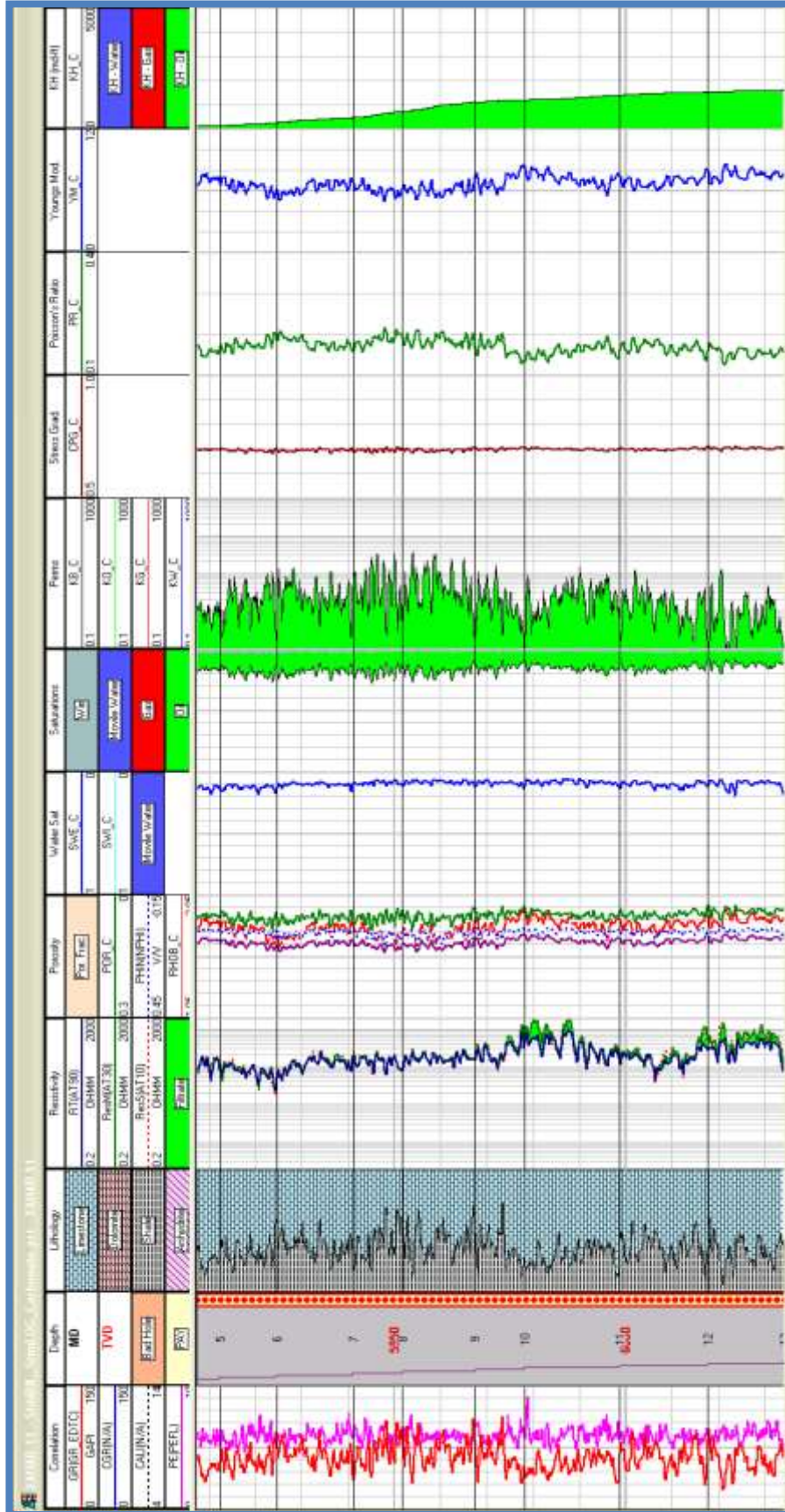


Figura 5.11. Interpretación (valores promedios): Caliza arcillosa, porosidad 5%, Shc= 90%, K=10.7 mD. Productor de aceite.

EDAD: JST

PROFUNDIDAD: 6074-6278 m

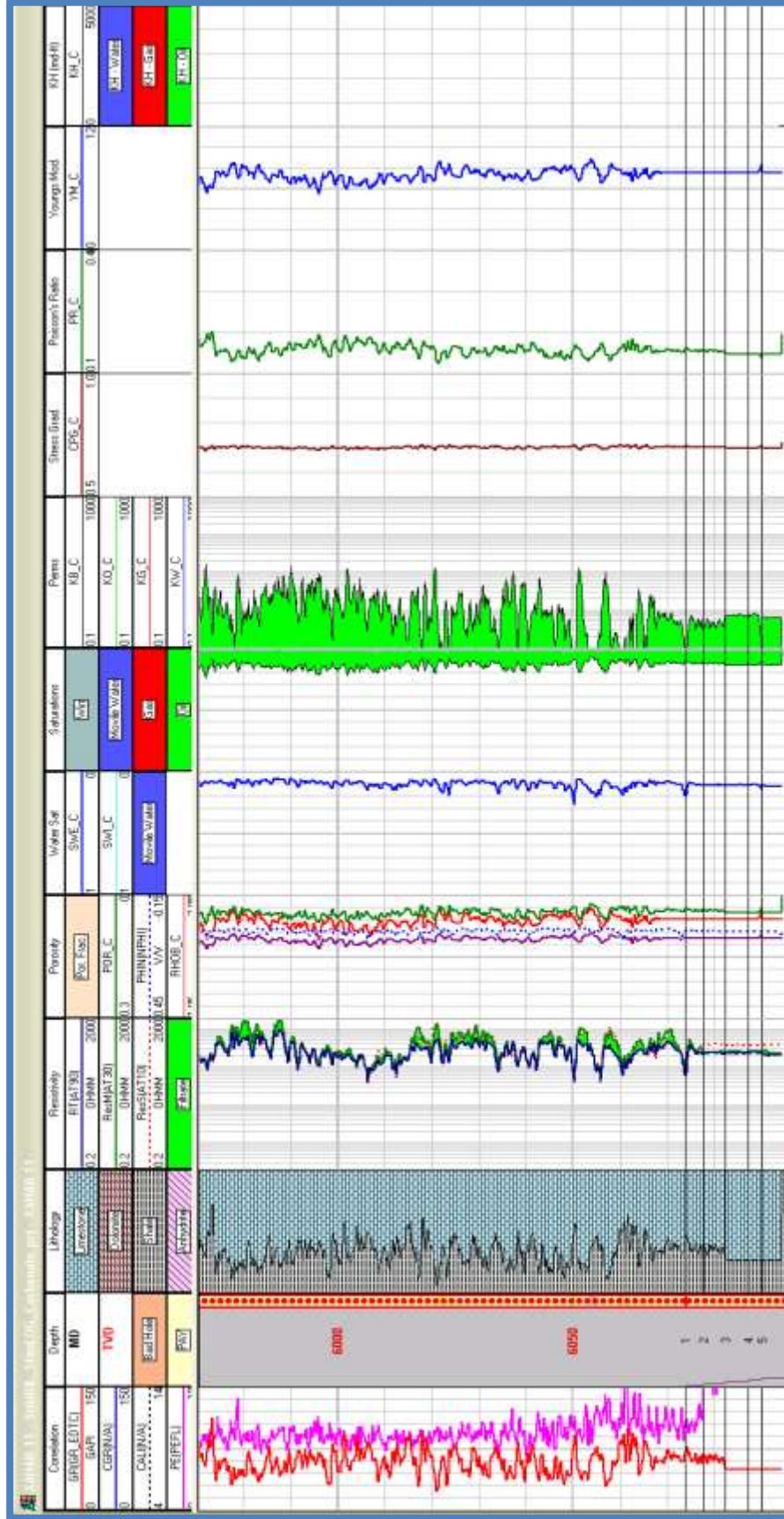


Figura 5.12. Interpretación (valores promedios): Caliza arcillosa, porosidad 4%, Shc= 90%, K=2.188mD. No productor .

POZO XANAB-31

EDAD: JST

PROFUNDIDAD: 5540-6021 m

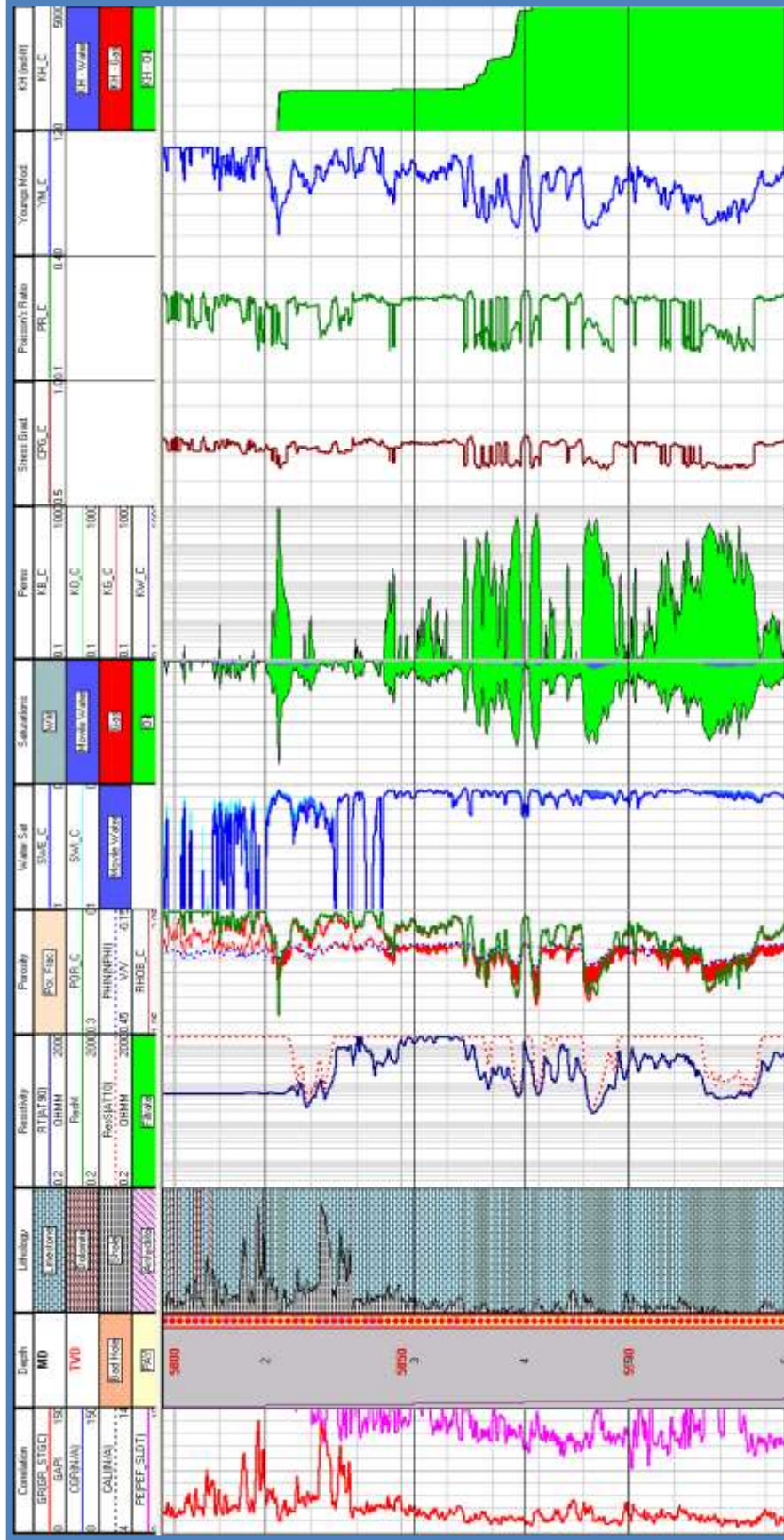


Figura 5.13. Interpretación (valores promedios): Caliza limpia y arcillosa, porosidad 10%, Shc= 92%, K=47.5 mD. No productor.

EDAD: JSK

PROFUNDIDAD: 6021-6075 m

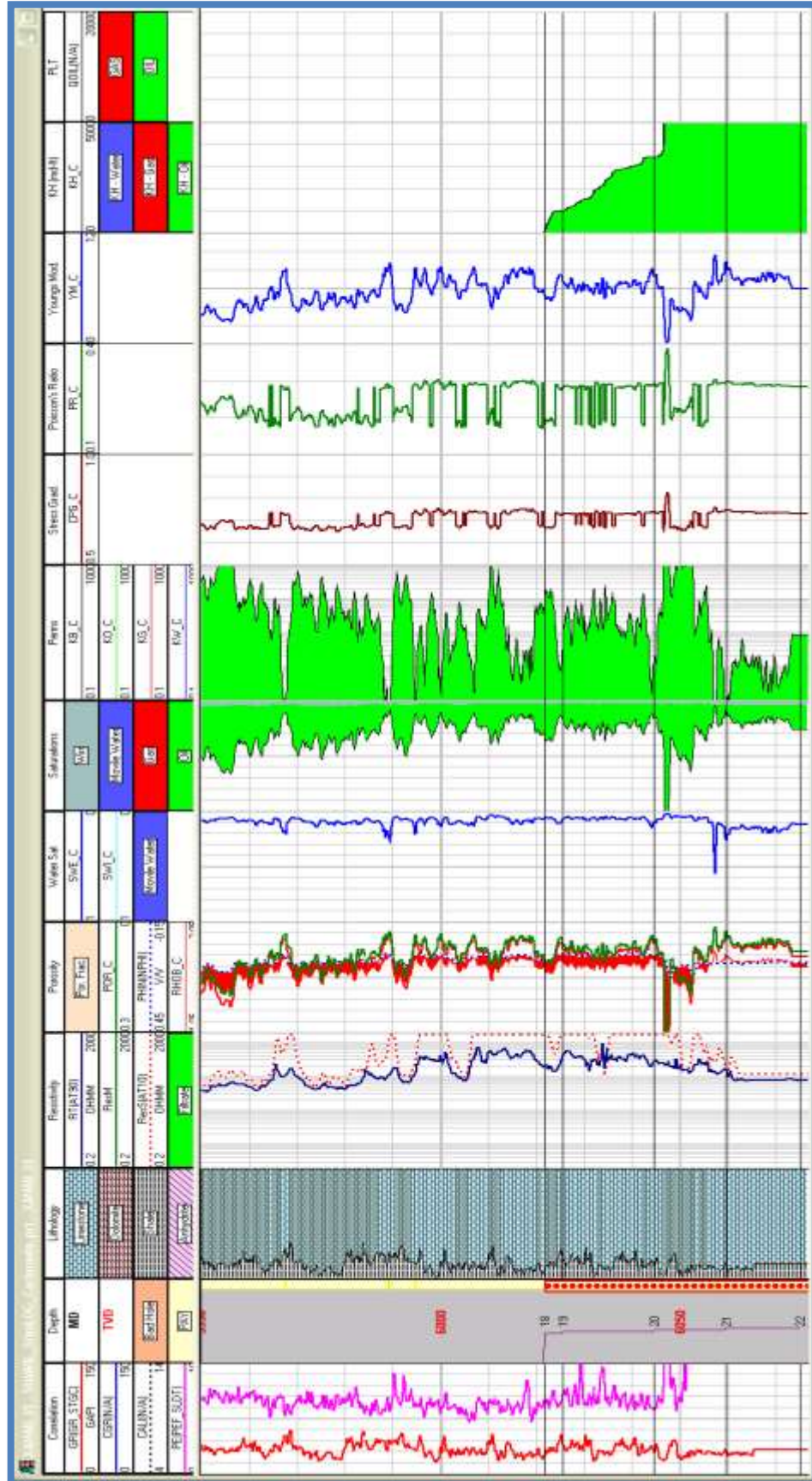


Figura 5.14. Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 8%, Shc= 92%, K=355.2 mD. Productor de aceite.

POZO XANAB-32

EDAD: KI

PROFUNDIDAD: 5700-5727 m

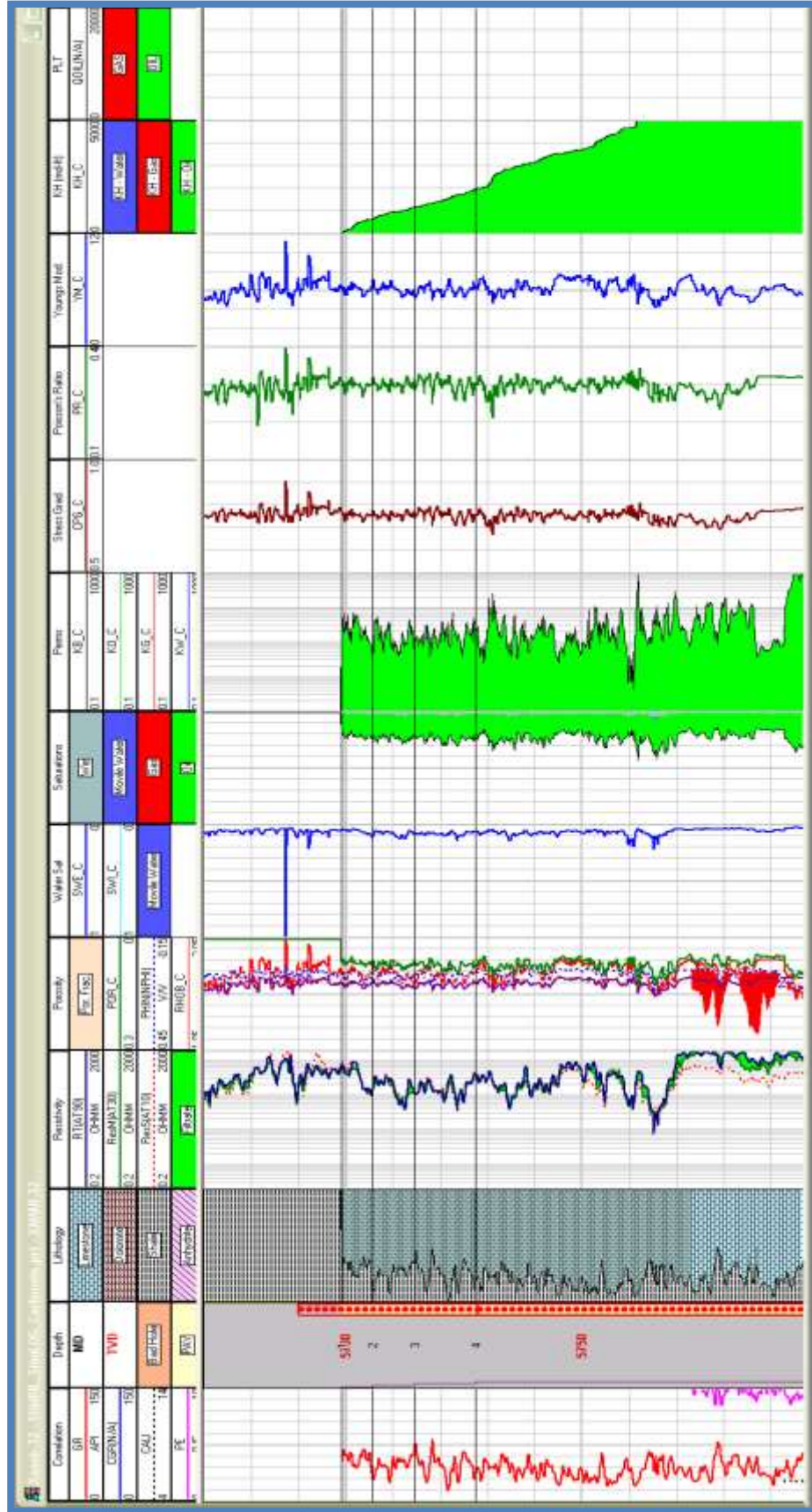


Figura 5.15. Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 7%, Shc= 93%, K=21.1 mD. Productor de aceite.

EDAD: JST

PROFUNDIDAD: 5727-5810 m

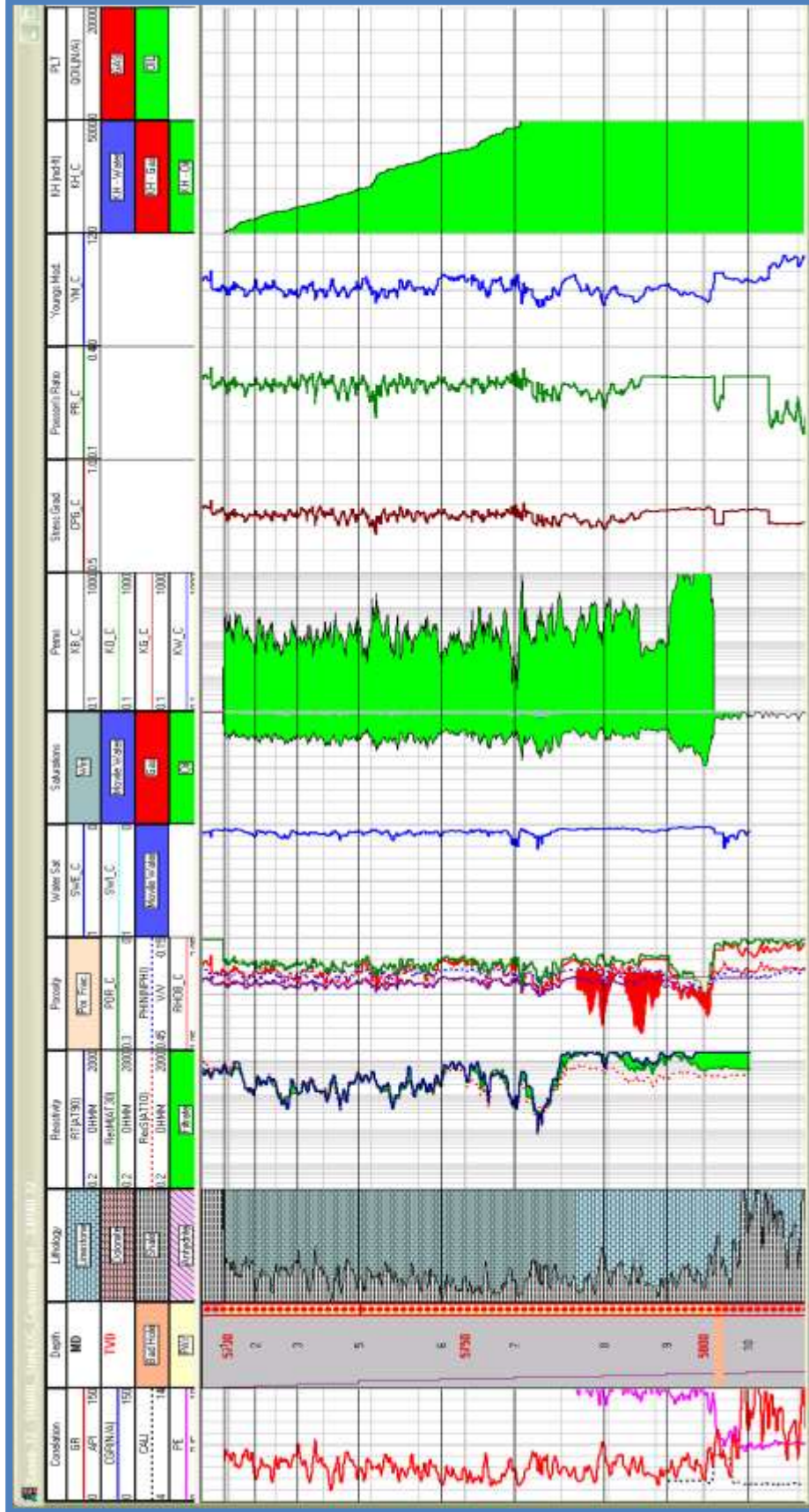


Figura 5.16. Interpretación (valores promedios): Caliza limpia Y arcillosa, porosidad 7%, Shc= 95%, K=333.8 mD. Productor de arcilla

POZO XANAB-DL1

EDAD: KM-KI

PROFUNDIDAD: 5300-5548 m

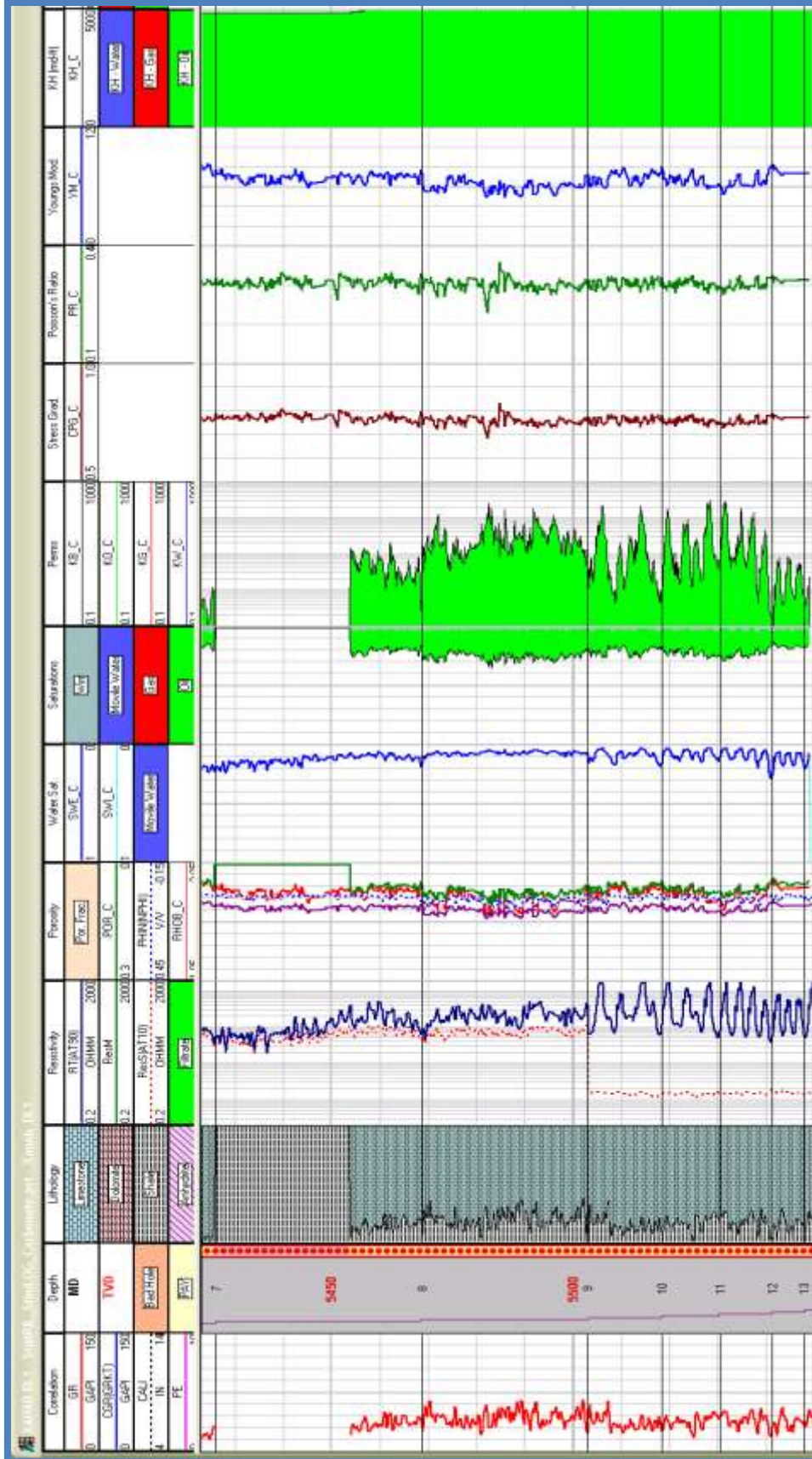


Figura 5.17. Interpretación (valores promedios): Caliza limpia, porosidad 7%, Shc= 88%, K=23.7 mD. Productor de aceite.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

- En este estudio se realizó la interpretación petrofísica en los 6 pozos del campo Xanab perforados recientemente.
- En formaciones arcillosas, la diferencia entre la ecuaciones está en el porcentaje de arcilla presente en la formación, si es baja se puede usar Poupon-Leveaux (Indonesia), de lo contrario, Simandoux da buenos resultados.
- Conocer la saturación de agua (S_w) y la del aceite (S_o) nos permite hacer una estimación de las reservas de hidrocarburos del yacimiento y detectar el contacto agua-aceite. La saturación de agua que mejor se ajusta para el yacimiento del campo Xanab es el modelo de la Ecuación de Archie.
- Con la aplicación del software PrizM se obtuvo un valor del índice de permeabilidad a partir de las curvas de resistividad, este valor ayuda a identificar las zonas de mayor potencial del pozo e identificar las características de la matriz.
- Las rocas con edad JST son los que tienen la mayor zona arcillosa y es identificada como una zona no productora, pero también es catalogada como roca madre o roca generadora.
- Al comparar los valores promedio del yacimiento en estudio con los parámetros arrojados por el programa PrizM, las edades K y JSK son prospectivas como productoras de hidrocarburos, al identificarse con alta capacidad de flujo de fluidos y mostrando las mejores propiedades petrofísicas.
- En algunos pozos, no fueron tomados todos los registros, lo cual implica que estos datos deban tomarse en correlación con otro pozo.
- En el pozo Xanab-1 los valores promedio de la interpretación petrofísica en los intervalos de interés fueron: caliza limpia, porosidad 6.5%, $S_{hc}=81\%$, $K=32.62$ mD. Productor de aceite.
- En el pozo Xanab-101 los valores promedio de la interpretación petrofísica en los intervalos de interés fueron: caliza limpia, porosidad 4.7%, $S_{hc}=68\%$, $K=88.20$ mD. Productor de aceite.

- En el pozo Xanab-11 los valores promedio de la interpretación petrofísica en los intervalos de interés fueron: caliza muy limpia, porosidad 7.2%, Shc=84.5%, K=89.07 mD. Productor de aceite.
- En el pozo Xanab-31 los valores promedio de la interpretación petrofísica en los intervalos de interés fueron: caliza limpia, porosidad 89%, Shc=92%, K=201.35 mD. Productor de aceite.
- En el pozo Xanab-32 los valores promedio de la interpretación petrofísica en los intervalos de interés fueron: caliza limpia, porosidad 7%, Shc=94%, K=177.4 mD. Productor de aceite.
- En el pozo Xanab-DL1 los valores promedio de la interpretación petrofísica en los intervalos de interés fueron: caliza limpia, porosidad 7%, Shc=88%, K=23.7 mD. Productor de aceite.

BIBLIOGRAFÍA

- Asquith G. and Gibson C., Basic Well Log Analysis for Geologists, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, 1982.
- Cheng Rivero, F. J., “Reinterpretación Petrofísica de las Arenas Basales de la Formación Paují y Formación Misoa del campo Barúa, Cuenca del Lago de Maracaibo, Edo. Zulia”, Tesis, Universidad Central de Venezuela, Febrero 2003.
- Darlig T., Well Logging and Formation Evaluation, Gulf Professional Publishing, USA., 2005.
- Dewan J., Essentials of modern Open-Hole Log Interpretation, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1983.
- Halliburton, Openhole Log Analysis and Formation Evaluation.
- Merkel R., Well Log Formation Evaluation, 1986.
- PEMEX, “Las reservas de hidrocarburos”, 2011.
- PEMEX, “Bases de usuario para solicitar servicio de perforación y terminación del pozo de desarrollo Xanab-11 (JSK)”, 2009.
- PEMEX, “Bases de usuario para solicitar servicio de perforación y terminación del pozo de desarrollo Xanab-32 (JSK)”, 2010.
- www.halliburton.com Toda la documentación de la compañía Halliburton fue obtenida bajo supervisión.