

Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
Facultad de Ingeniería
Colegio de Geofísica

Tesis
Para obtener el grado de Ingeniero Geofísico

Título:

“EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE FORMACIÓN HUGIN PARA IDENTIFICAR ZONAS DE PAGA POR ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE LOS POZOS 15/9-19-A, 15/9-F-SR, 15/9-F-4 y 15/9-F-11B UBICADOS EN EL MAR DEL NORTE, NORUEGA”

Presenta:

Marco Antonio Sánchez Cristóbal

Director interno

M.C. José Serrano Ortiz

Director externo

M.C., MBA Erick Osorio Santiago

Diciembre 2025



Vo.Bo.
José Serrano
Ortiz



BUAP

Oficio No. SAC/0040/2025

**C. Marco Antonio Sánchez Cristóbal -201759624-
Pasante de la carrera de Ingeniería
Geofísica
Presente.**

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

“EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE FORMACIÓN HUGIN PARA IDENTIFICAR ZONAS DE PAGA POR ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE LOS POZOS 15/9-19-A, 15/9-F-SR, 15/9-F-4 Y 15/9-F-11B UBICADOS EN CAMPO VOLVE, MAR NORTE, NORUEGA”

Por lo anterior hago de su conocimiento que se asigna como director de tema al Mtro. José Serrano Ortiz.

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

Atentamente
“Pensar bien, para vivir mejor”
H. Puebla de Z. a 14 de enero de 2025

M. I. Angel Cecilio Guerrero Zamora
Director



M'ACGZ/barv
C.c.p. Interesado
C.c.p. Archivo

M. I. Ángel Cecilio Guerrero Zamora
Director de la Facultad de Ingeniería
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
P r e s e n t e.

El que suscribe: Mtro. José Serrano Ortiz, director del tema de tesis:

“EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE FORMACIÓN HUGIN PARA IDENTIFICAR ZONAS DE PAGA POR ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE LOS POZOS 15/9-19-A, 15/9-F-SR, 15/9-F-4 Y 15/9-F-11B UBICADOS EN CAMPO VOLVE, MAR NORTE, NORUEGA”

Presentada por el C. Marco Antonio Sánchez Cristóbal -201759624-, pasante del Colegio de Ingeniería Geofísica, y en atención al oficio No. SAC/0040/2025 con fecha de emisión 14 de enero de 2025, me permito informar a Usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, metodología, redacción y ortografía de la tesis correspondiente, no tengo inconveniente en autorizar la impresión del mismo.

Sin otro particular, le reitero la seguridad de mi más atenta y distinguida consideración.

A t e n t a m e n t e
“Pensar bien, para vivir mejor”
H. Puebla de Z. a 24 de enero de 2025



M. C. José Serrano Ortiz
Director de Tema



Tabla de contenido

RESUMEN	1
OBJETIVOS	2
CAPITULO I. ZONA DE ESTUDIO.....	3
1.1. Antecedentes y zona de estudio	3
1.2. Historial de producción	5
1.3. Ubicación de la zona de estudio.	6
1.4. Unidades litoestratigráficas	8
1.4.1. Heather Fm	8
1.4.2. Hugin Fm	9
1.4.3. Sleipner Fm	10
1.4.4. Skagerrak Fm	11
1.5. Sistema Petrolero del yacimiento	15
1.5.1. Roca madre o generadora.	15
1.5.2. Roca almacén	16
1.5.3. Roca sello y Trampas	16
1.5.4. Migración	18
CAPITULO II. MARCO TEORICO	20
2.1. Petrofísica	20
2.1.1. Volumen de arcilla (Vsh)	20
2.1.2. Porosidad	22
2.1.3. Permeabilidad	27
2.1.4. Saturación de agua (Sw)	28
2.2. Registros geofísicos	33
2.2.1. Registro de calibración o caliper (CAL)	33
2.2.2. Registros resistivos.	34
2.2.3. Rayos Gamma (GR)	37
2.2.4. Densidad (RHOB)	41
2.2.5. Neutrón (NPHI)	43
2.2.6. Sonico (DT, DTSM)	46
CAPITULO III. METODOLOGÍA.....	48



3.1. Procesamiento de los datos	49
3.1.2. Control de calidad de los registros.....	49
3.1.3. Análisis de histogramas y crossplot	51
3.1.3. Cálculo de temperatura y presión de los pozos.....	52
3.1.4. Resistividad del agua de formación (Rw).....	54
3.1.5. Modelo de volumen de arcilla	55
3.1.6. Modelo de porosidad y porosidad efectiva	57
3.1.7. Modelo de saturación	58
3.1.8. Modelo de permeabilidad.....	61
3.1.9 Diámetro de poros.....	61
3.1.10. Valores de corte.....	62
3.1.11. Modelo probabilístico	64
CAPITULO IV. RESULTADOS	66
Pozo 15/9-F-4	67
Pozo 15/9-19-SR.....	76
Pozo 15/9-F-11 B.....	84
Pozo 15/9-19-A	93
CONCLUSIONES	103
Bibliografía	105



RESUMEN

En la actualidad, el mundo depende en gran medida del uso de hidrocarburos, lo que hace que su exploración y producción sigan siendo muy importantes tanto para la industria como para la vida cotidiana de la sociedad. Noruega es uno de los países que lleva más de 70 años dedicándose a la exploración de este recurso y continuará haciéndolo durante muchos años más. Esto se debe a que los eventos geológicos que ocurrieron a lo largo de millones de años durante la formación de su plataforma continental fueron favorables para permitir la existencia de este importante recurso, por lo que su estudio ha cobrado mucho impacto en el crecimiento del país. Para determinar si un yacimiento tiene el potencial de producir hidrocarburos a escalas rentables, es necesario conocer las características petrofísicas de la roca que conforma el yacimiento, como su porosidad, permeabilidad o la existencia de fluidos. En la presente tesis, se realizó una evaluación petrofísica de la formación Hugin (ubicada en el Jurásico Medio) y las formaciones limítrofes a esta, con base al análisis de registros geofísicos de cuatro pozos exploratorios dispuestos en el campo Volve, ubicados en el Mar del Norte. La evaluación petrofísica consiste en la creación y correlación de modelos (volumen de arcilla, porosidad total/efectiva, saturación de agua y permeabilidad), con ayuda de software especializado en visualización de información de pozos y en llevar a cabo flujos de trabajo petrofísico, para que sirvan como base para lograr inferir la litología, fluidos y las zonas con mayor probabilidad de acumulación de hidrocarburos en el yacimiento.

Por lo general, la litología dentro de un yacimiento es compleja y heterogénea, por lo que obtener valores confiables de porosidad y permeabilidad es complicado cuando solo se tiene información de registros. En este caso, los modelos fueron comparados con los valores de porosidad y permeabilidad obtenidos de núcleos, dándole más confiabilidad a los resultados. Los cuatro pozos mostraron presencia de hidrocarburos, aunque su cantidad varía para cada uno. Es importante señalar que los pozos del campo Volve ya han sido cerrados debido a que finalizaron su proceso de producción.



OBJETIVOS

Objetivo principal.

- **Realizar la evaluación petrofísica de los pozos 15/9-19 A, 15/9-F-SR, 15/9-F-4 y 15/9-F-11 B por medio de análisis de registros geofísicos de pozos para identificar zonas de paga.**

Objetivos secundarios.

- *Cuantificar las propiedades petrofísicas mediante la elaboración de modelos de volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y permeabilidad para analizar el potencial del yacimiento.*
- *Obtener los espesores netos de roca impregnada de hidrocarburo con base a los modelos obtenidos para identificar las zonas con mayor interés de exploración.*
- *Calibrar los resultados del modelo probabilístico con ayuda de muestras de núcleo por pozo para comprobar la eficiencia de los modelos obtenidos.*



CAPITULO I. CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA DE ESTUDIO.

1.1. Antecedentes y ubicación de la zona de estudio.

La era del petróleo en Noruega comenzó en 1969 con el descubrimiento del campo Ekofisk, uno de los campos más grandes descubiertos ubicado en el Mar del Norte, el cual comenzó su producción 1971; a esto, se sumaron descubrimientos importantes tales como Statfjord, Oseberg, Gullfaks y Trolls que impulsaron a la industria petrolera en Noruega, como se puede observar en la figura 1, que muestra una línea del tiempo de estos descubrimientos. (Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy , 2023).

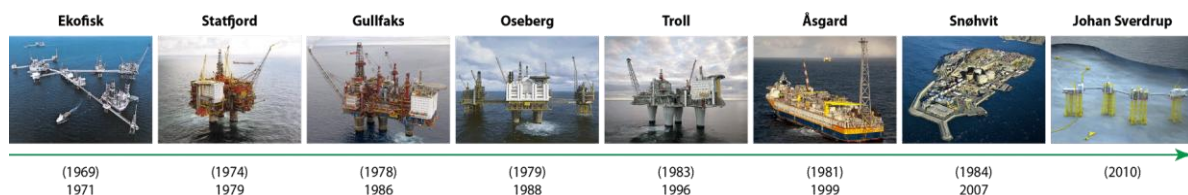


Figura 1. Línea del tiempo de algunos campos importantes, con fecha de descubrimiento e inicio de producción. (Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy , 2023)

La exploración se dio por partes, es decir, que la plataforma continental Noruega se dividía en “cuadrantes” a lo largo del Mar del Norte, el Mar de Noruega y del Mar de Barents (figura 2), ya que cubre un área mayor a dos millones de kilómetros cuadrados (2,039,951 km²), por lo que cada “cuadrante” individual corresponde aproximadamente a un grado de longitud y latitud, que a su vez se dividen en 12 “bloques” más pequeños aún. Los cuadrantes del Mar del Norte se nombraron con base a una numeración que va del 1 al 36, mientras que los del Mar de Noruega y el Mar de Barents se nombran según el grado de longitud y latitud.

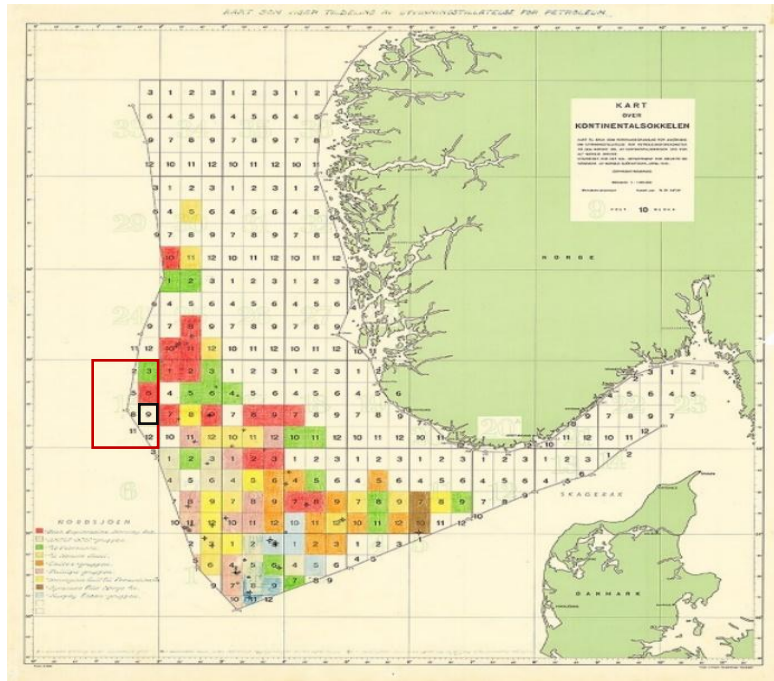


Figura 2. Distribución por "bloques" en Mar del Norte. El recuadro rojo corresponde al cuadrante 15, y el recuadro negro corresponde al bloque 9, donde se ubica el campo de interés. (Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy , 2023)

El Mar del Norte cuenta con 70 campos en producción, mientras que el Mar de Noruega cuenta con 21 campos y el Mar de Barents cuenta con 2 campos en producción hasta ahora. En la tabla 1 y la figura 3 se muestran los recursos totales y la producción anual del Mar del Norte, así como su producción anual desde el inicio de su producción hasta la fecha. Se puede observar que el aceite y el gas es lo que más se produce en los campos, aunque el gas parece incrementar con los años, mientras que el aceite decae poco a poco.

Las unidades utilizadas son *metros cúbicos estándar de aceite equivalentes* o Sm^3 o.e. Donde: $1 Sm^3$ o.e. = 6.29 barriles aproximadamente. (Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy , 2023)

Tabla 1. Recursos totales de Mar del Norte (Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy , 2023)

Resource class	Oil	Condensate	NGL	Gas	Sum o.e.	Change sum o.e. from 2021
Produced	4053	70	177	2167	6628	172
Reserves	840	0	45	974	1900	-9
Contingent resources in fields	137	0	8	96	248	-106
Contingent resources in discoveries	86	0	3	94	186	-113
Undiscovered resources	365	45	0	225	635	-5
Total	5481	115	234	3556	9597	-62



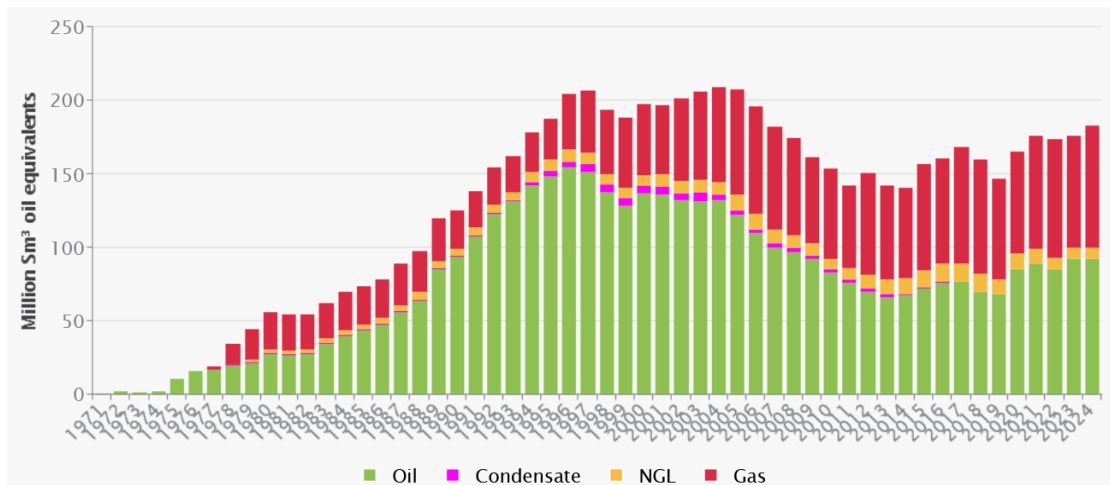


Figura 3. Producción anual del Mar del Norte (Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy , 2023)

1.2. Historial de producción del campo Volve

Los pozos utilizados en este proyecto se encuentran dentro del campo Volve, el cual, se ubica en la zona central del Mar del Norte, para ser preciso, en el bloque 9 del cuadrante 15. Fue descubierto en 1993, pero su Plan de Desarrollo y Operación (PDO) fue aprobado en 2005, lo que permitió iniciar la producción comercial hasta 2008. Volve presenta una profundidad del regularmente uniforme, que varía entre los 80 y 90 m. (figura 4) y produjo petróleo a partir de arenisca del Jurásico Medio en la Formación Hugin una profundidad de 2.700 a 3.100 metros.



Figura 4. Plataforma petrolera sobre el Campo Volve (Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy , 2023))

El campo se produjo con inyección de agua para soporte de presión y produjo en total 11.4 millones de Sm³ o.e. (tabla 2) de hidrocarburos.

Tabla 2. Reservas totales de Volve (Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy, 2023)

	Oil	Gas	NGL	Condensate	Sum
Recoverable reserves originally	10.2	0.8	0.3	0.1	11.4
Remaining reserves	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

En la figura 5 se observa que los primeros 3 años fue donde mayor producción hubo, destacado el año 2009; contrario al 2016 que fue el año con menor producción, siendo también el último año de operación, el campo se cerró y las instalaciones se retiraron en 2018. (Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy, 2023)

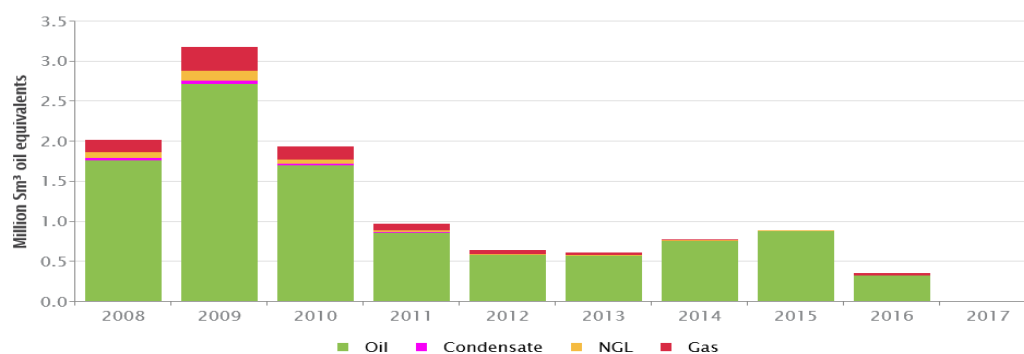


Figura 5. Producción anual del Campo Volve (Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy, 2023)

1.3. Ubicación de los pozos analizados.

Los pozos se localizan precisamente a 240 km al este de las costas de Egersund, encontrándose dentro del Mar del Norte, dentro del cuadrante 15 y bloque 9 de campo Volve, es por esa razón que los nombres de cada pozo comienzan por los números “15/9...”. La tabla 3 muestra la información básica de cada pozo, incluyendo el campo al que pertenecen, era y formación geológica analizada, coordenadas y profundidad, también se muestran dos valores de profundidad, que consisten en: Measured Depth (MD) o profundidad medida, y True Vertical Depth (TVD) o profundidad vertical real. La diferencia es que MD representa la longitud del



pozo, mientras que TVD representa la profundidad vertical real del pozo sin considerar la dirección o desviación de este.

Tabla 3. Pozos considerados para la evaluación petrofísica (elaboración propia con datos de (Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy, 2023)).

Pozo	15/9-19 A	15/9-19 SR	15/9-F-4	15/9-F-11 B
Campo	Volve	Volve	Volve	Volve
Era geológica	Jurásico Medio	Jurásico Medio	Jurásico Medio	Jurásico Medio
Formación de interés	Hugin FM	Hugin Fm	Hugin FM	Hugin FM
MD	4131 m	4641 m	3510 m	4770 m
TVD	3319 m	3132 m	3139 m	3257 m
Grados NS	58° 26' 9.25" N	58° 26' 9.25" N	58° 26' 29.72" N	58° 24' 2.53" N
Grados EW	1° 55' 47.05" E	1° 55' 47.05" E	1° 53' 14.92" E	1° 53' 41.79" E
UTM NS	6477887.72	6477887.72	6478560.84	6474001.57
UTM EW	437506.71	437506.71	435049.84	435410.76

La ubicación de estos pozos se muestra en la figura 6, donde se puede observar que los pozos son *off shore*, es de decir, se encuentran en el mar

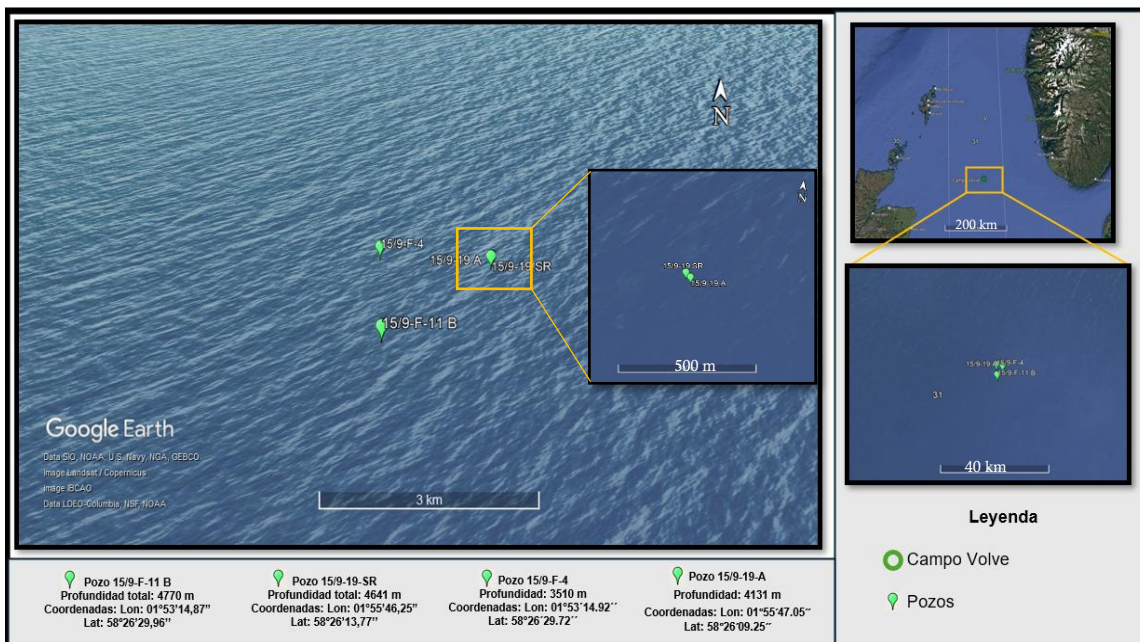


Figura 6. Mapa de localización de los pozos 15/9-F-4, 15/9-F-11 B, 15/9-19 A y 15/9-19 SR (Elaboración propia en Google Earth)

1.4. Unidades litoestratigráficas

La formación de interés es Hugin Fm, sin embargo, para la evaluación se tomaron en cuenta las formaciones limítrofes a esta para tener un mejor panorama de exploración, ya que permite conocer la existencia de posibles acumulaciones de hidrocarburo que no se encuentren precisamente en Hugin Fm. Estas formaciones son: Heather Fm, Sleipner Fm y Skagerrak Fm. La tabla 4 muestra las formaciones o unidades litoestratigráficas que atraviesa cada pozo.

Tabla 4. Formaciones que atraviesa cada pozo.

Pozo	Top o cima	Formación
15/9-19 A	3706 m	Heather Fm
	3797 m	Hugin Fm
	3919 m	Sleipner Fm
15/9-19 SR	4309 m	Heather Fm
	4316 m	Hugin Fm
	4340 m	Skagerrak Fm
15/9-F-4	3190 m	Heather Fm
	3250 m	Hugin Fm
	3430 m	Sleipner Fm
15/9-F-11 B	3353 m	Heather Fm
	3467 m	Hugin Fm
	4732 m	Sleipner Fm

Para la descripción geológica de cada formación su utilizó como fuente principal a (Vollset & Doré, 1984), ya que describe las características principales de cada formación.

1.4.1. Heather Fm

De acuerdo con Vollset & Doré (1984), la Formación Heather (Heather Fm) pertenece al Grupo Viking (Viking Gp.) y se formó entre el Bathoniense y el Kimmeridgiense (~163 Ma), y está conformada principalmente por arcillas limosas



que fueron depositadas en un ambiente marino abierto durante una transgresión marina, es decir, cuando el mar aumenta de nivel en la costa.

La litología de Heather Fm cuenta también con intercalaciones delgadas de caliza que acompañan ocasionalmente a las arcillas. Esta formación se divide en dos partes principales:

1. Parte inferior: Arcilla limosa compacta, gris clara a oscura, frecuentemente micácea y calcárea.
2. Parte superior: Dividida por una discordancia identificada mediante análisis bioestratigráficos, aunque sin variación litológica evidente.

Los límites estratigráficos son:

- Inferior: Contacto abrupto con las arenas del Grupo Brent.
- Superior: Cambio a la Formación Draupne, caracterizada por alta respuesta de rayos gamma y baja velocidad sísmica (Vollset & Doré, 1984).

1.4.2. Hugin Fm

En este caso, la Formación Hugin (Hugin Fm) se depositó durante el Bathoniense temprano y el Oxfordiano temprano (~168 Ma), gracias a un sistema de areniscas marinas con influencia de ambientes fluvio-deltáicos, es decir, cuando un río desemboca en el mar. Esta formación pertenece al Grupo Vestland (Vestland Gp). (Vollset & Doré, 1984)

La Hugin Fm está compuesta por:

- Areniscas de grano fino a medio, con coloración marrón clara a amarilla.
- Estratos ocasionales de grano grueso, con clasificación moderada y granos subangulares a subredondeados.
- Intercalaciones frecuentes de lutitas y limolitas, junto con material carbonoso abundante (fragmentos de carbón y láminas delgadas).
- A menudo hay bioturbación y algunos intervalos presentan estratificaciones cruzadas.



Límites estratigráficos:

- Límite inferior: Consiste en una transición gradual desde las facies de la Formación Sleipner.
- Límite superior: Es un contacto repentino con las lutitas del Viking Gp marcado por discontinuidades, las cuales, llegan a ser visibles en algunos registros sísmicos y de rayos gamma.

1.4.3. Sleipner Fm

La Formación Sleipner (Sleipner Fm) se depositó durante el Jurásico Medio (Bajoniense al Calloviense, ~170 Ma) gracias a una secuencia fluviodeltaica continental como el caso de Hugin Fm. (Vollset & Doré, 1984).

La formación presenta una litología mixta que comprende:

- Areniscas con coloración marrón claro a medio y textura de grano fino a medio, las cuales presentan una clasificación moderada a pobre, con granos subangulares a subredondeados.
- Arcillas limosas de color gris medio a oscuro con composición micácea y ligeramente fisible, es decir, que tiene facilidad para dividirse siguiendo planos de fractura.
- Así también se encuentran algunos componentes orgánicos como carbón y láminas de arcilla limosa, así como fragmentos carbonosos, hojas fósiles y trazas de raíces

Límites estratigráficos:

- Límite inferior: Existe una discordancia sobre las rocas más antiguas del Jurásico Inferior y las areniscas presentan velocidades más bajas que las formaciones subyacentes.
- Límite superior: Consiste en una transición hacia las lutitas del Viking Gp o también hacia las arenas de Hugin Fm, que puede ser visible en algunos registros sísmicos y de rayos gamma.



1.4.4. Skagerrak Fm

La Formación Skagerrak (Skagerrak Fm) se depositó durante el Triásico Medio a Tardío; forma parte del Grupo Hegre (Hegre Gp) y representa un sistema sedimentario complejo en una cuenca formada por abanicos aluviales coalescentes y progradante, es decir, que se unían y crecían en dirección al mar. (Vollset & Doré, 1984) mencionan que la arcilla con tonos oscuros, los carbonatos y la anhidrita se depositaron en un ambiente lacustre, ya que se presentan animales poco conservados en una extensión corta de terreno.

La litología de Skagerrak tiene las siguientes características:

- Se encuentran conglomerados, areniscas y lutitas intercaladas con tonos rojos y marrones principalmente, aunque también hay camas intercaladas de tonos grises.
- También se encuentran rocas como anhidrita, caliza y dolomía, aunque de una manera menos frecuente.

La figura 7 muestra la distribución de las principales formaciones geológicas más recientes, es decir, las más jóvenes en la plataforma continental. El campo Volve se ubica al sur de Viking y al oeste de Ling Graben, junto a Sleipner (círculo rojo), dentro del cuadrante 15 como se mencionó anteriormente.



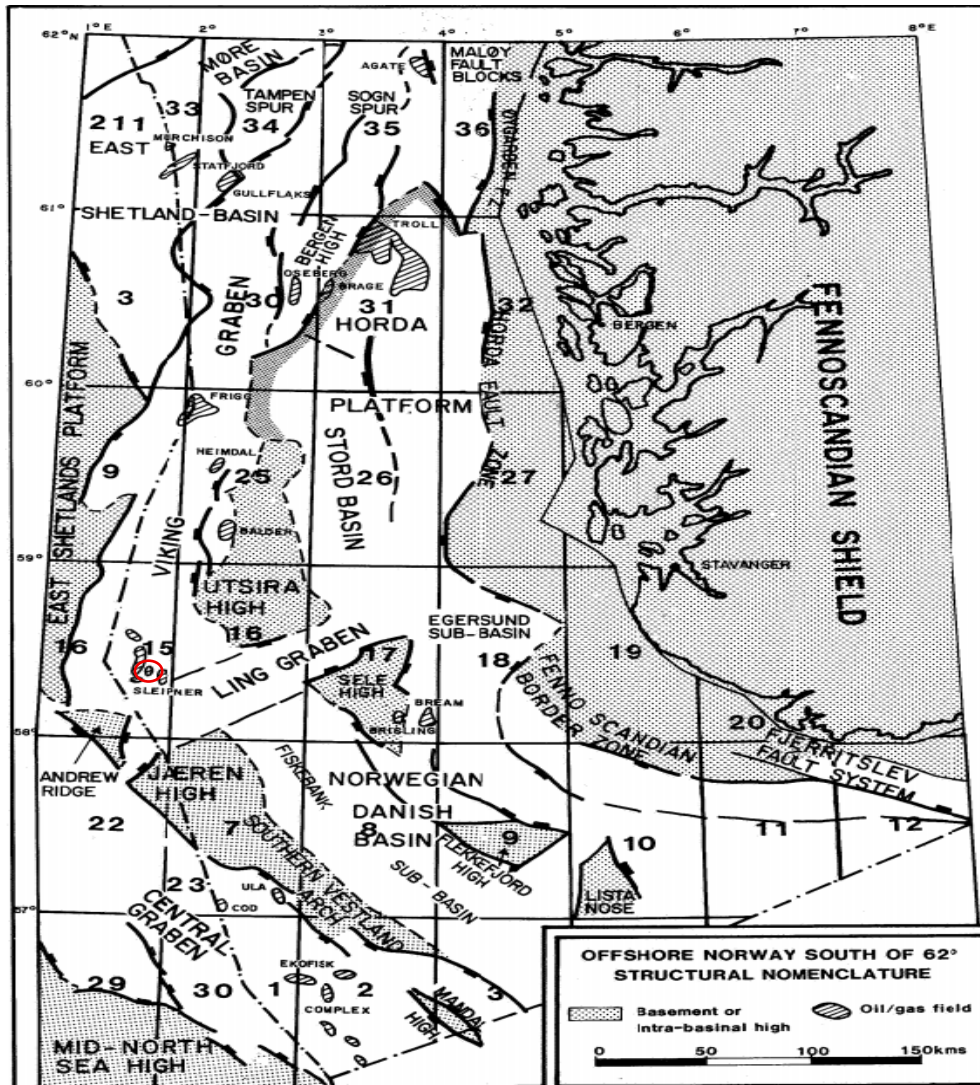


Figura 7. Costa afuera de Noruega, nomenclatura estructural. (Vollset & Doré, 1984)

Con base a la figura 8 y 9, se observa que las formaciones de interés se ubican dentro del Jurásico medio a superior, Heather Fm, Hugin Fm y Sleipner Fm, mientras que Skagerrak Fm se formó aun en el Triásico. Estas formaciones presentan formas irregulares, es por eso que sus espesores y ordenamiento varía en cada uno de los registros.

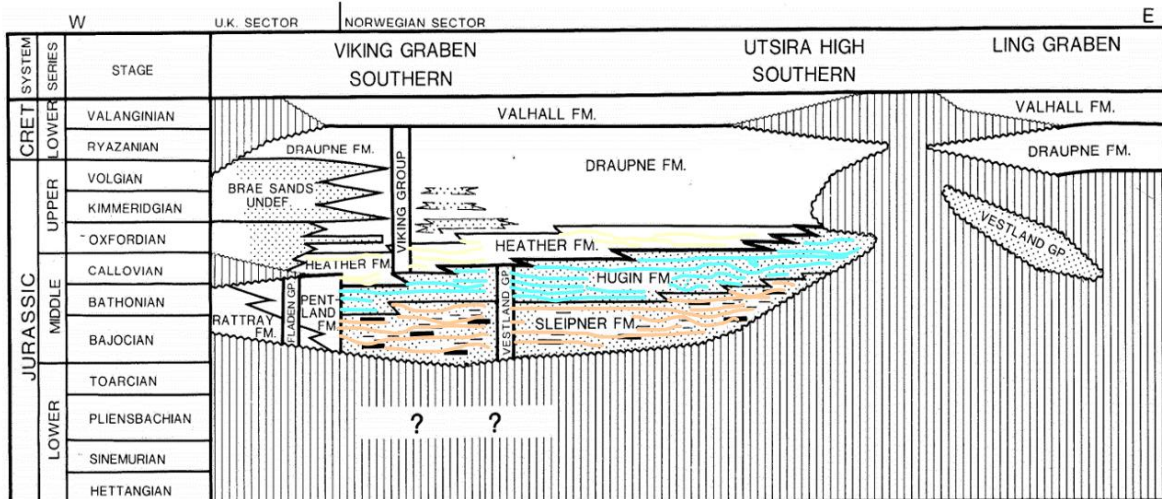


Figura 8. Ubicación de Heather Fm, Hugin Fm y Sleipner Fm. (Vollset & Doré, 1984)

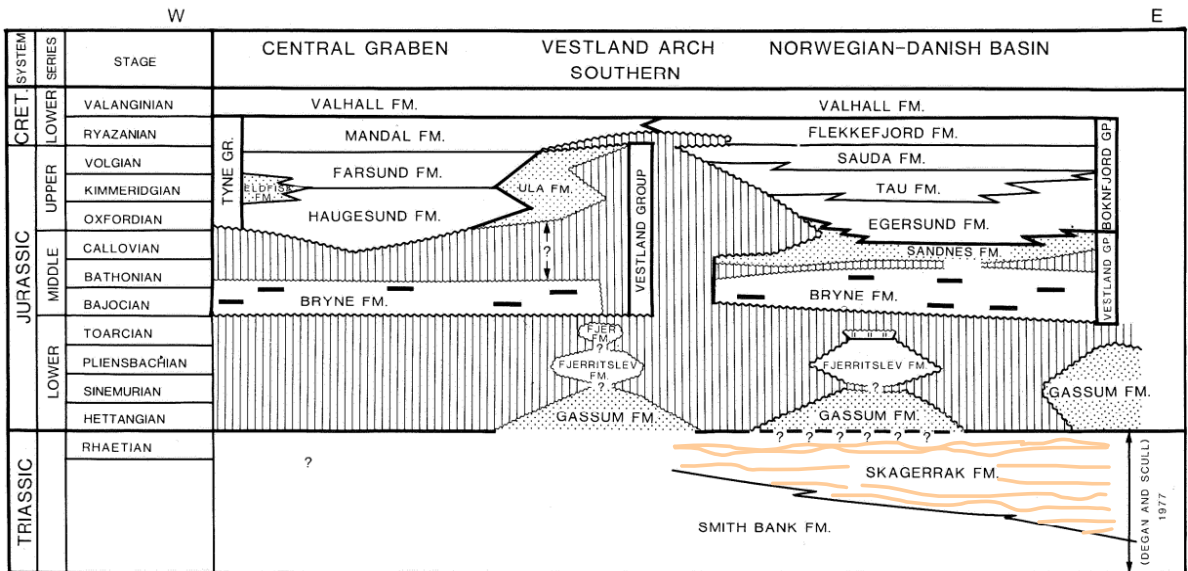


Figura 9. Ubicación de Skagerrak Fm. (Vollset & Doré, 1984)

La carta litoestratigráfica de Noruega (figura 10) muestra también que las formaciones de interés pertenecen al Jurásico, y que se tienen presencia de arenas y arcillas, principalmente en Heather Fm y Hugin Fm.

Southern Viking Graben Utsira - Stord Basin

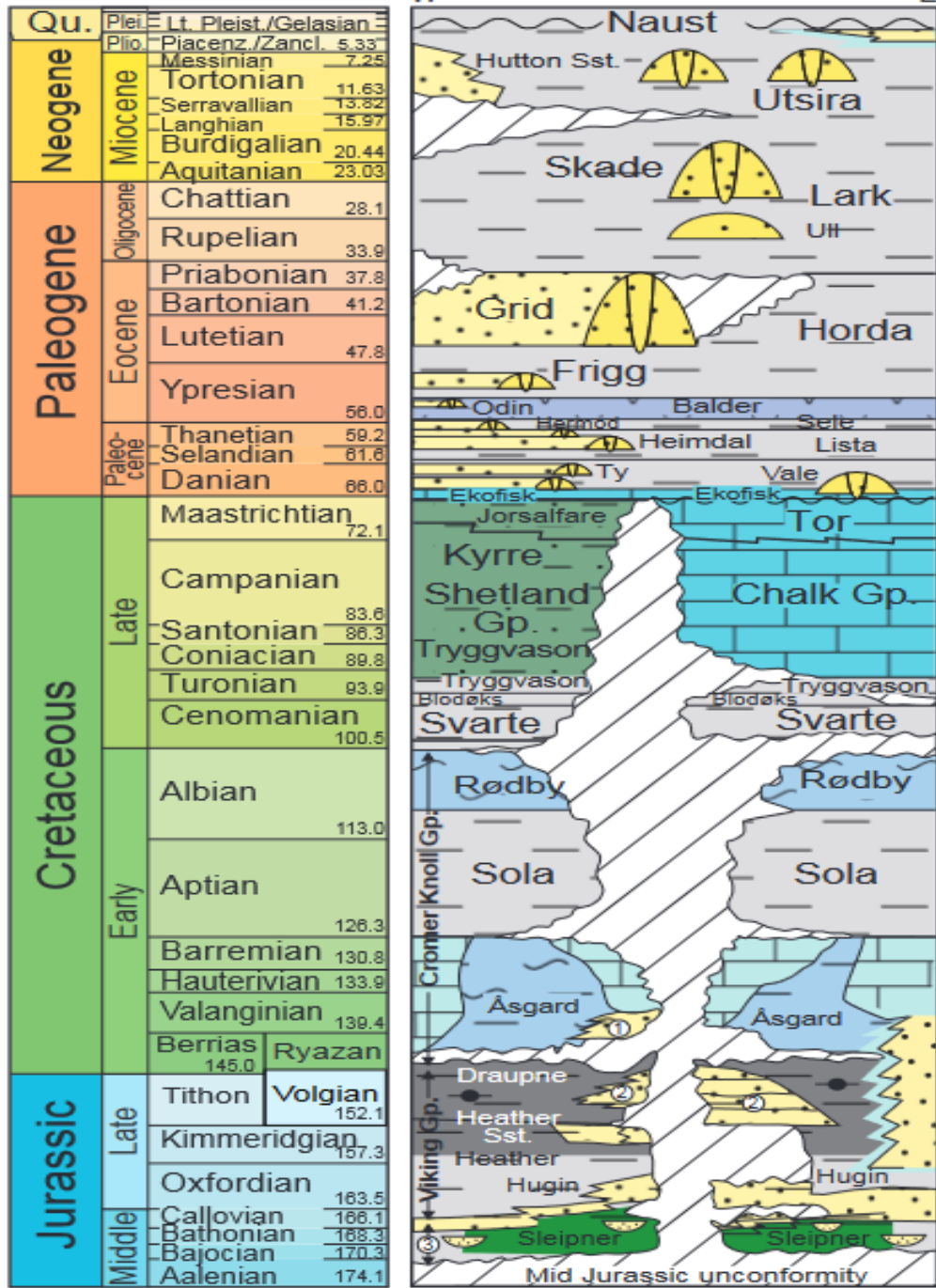


Figura 10. Carta litoestratigráfica de Noruega (Fundation, 2017)

1.5. Sistema Petrolero del yacimiento

1.5.1. Roca madre o generadora.

Según Statoil (1993), se realizaron análisis geoquímicos de las muestras de hidrocarburo, lo que resultó en al menos tres formaciones generadoras distintas en los procesos de generación de hidrocarburos en esta zona, las cuales, fueron presentadas en 4 tipos principales:

Tipo 1. Roca generadora de tipo carbón o arcilla con materia orgánica terrestre (Formaciones Sleipner y Hugin):

- a) Fuente de gas en Hugin Fm, dentro de la estructura de Sleipner Vest (Oeste).
- b) Fuente de gas y condensado en Heimdal Fm, ubicada en las estructuras Sleipner Øst (Este) y Loke
- c) Fuente de condensado en el yacimiento de la estructura de Loke, en el Jurásico - Triásico
- d) Fuente de gas en Hugin Fm, dentro de las estructuras Sleipner Øst y Loke.

Tipo 2. Roca generadora de tipo arcilla (Draupne Fm.)

- a) Fuente de aceite en la estructura de Sleipner (pozo 15/9-1)
- b) Fuente de condensado/aceite en Hugin Fm, en la estructura Sleipner Øst.

Tipo 3. Roca generadora de tipo mixto (mezcla terrestre/marina de fuentes de tipo 1 y 2)

- a) Fuente de condensado en Hugin Fm, en la estructura Sleipner Vest

Tipo 4. Roca generadora marina no clástica (¿carbonatos? / ¿facies desconocidas de Draupne?)

- a) Fuente de aceite en la estructura Volve.

Sin embargo, la roca generadora de tipo 4 es poco común que se presente en esas zonas del Mar del Norte, además, el gas que llega a presentarse en Volve no se puede tipificar debido a su composición isotópica inusual. Esta información se puede resumir en algunos puntos importantes, tomando en cuenta las estructuras donde



Hugin Fm se encuentra y el tipo de hidrocarburo presente en cada una, se puede realizar la tabla 5.

Tabla 5. Tipo de hidrocarburo por estructura en Hugin Fm.

Estructura	Formación	Aceite	Gas	Condensado
Volve	Hugin	Tipo 4	S/C	-
Loke	Hugin	-	Tipo 1	Tipo 1
Sleipner Øst	Hugin	Tipo 2	Tipo 1	Tipo 2
Sleipner Vest	Hugin	-	Tipo 1	Tipo 3

Volve resalta ya que contiene aceite proveniente de una roca generadora inusual en el Mar del Norte (tipo 4), y el gas presente muestra una composición que no se puede clasificar, contrario a las demás estructuras que contienen hidrocarburos de las fuentes más comunes.

1.5.2. Roca almacén

La Formación Hugin es de importancia, ya que juega el papel de roca almacén dentro del yacimiento, formada con areniscas marinas con gran variedad de tamaño de grano, permitiendo la acumulación de hidrocarburo dentro de ella. Sus características se verán más a detalle por medio de la evaluación petrofísica en cada pozo.

1.5.3. Roca sello y Trampas

Según Statoil (1993) en las zonas alrededor de Volve – Loke, existen numerosas fallas geológicas que varían entre 200 y 500 metros de longitud, aunque algunas superan el kilómetro de longitud, lo que podría sugerir que exista entre ellas sistemas de fallas aún más extensos, que no son detectables con la resolución de datos sísmicos disponibles.

El área de Sleipner se divide en dos subáreas estructurales principales: la Sleipner Terrace (Plataforma Sleipner) y el Gamma High (figura 12), separadas por una zona de falla mayor con un desplazamiento vertical aproximado de 1 km. La zona de Sleipner Terrace se ubica al oeste de la falla principal y al este de Viking Graben



(Fosa Viking), siendo parte del bloque hundido donde se encuentra también el campo Sleipner Vest. Por otra parte, Gamma High, se localiza al este de la falla, formando parte del bloque elevado, perteneciendo a la extensión media de Utsira High, en la que se ubican los campos Sleipner Øst, Loke y Volve. La parte sur de la falla principal presenta una dirección predominante N-S, con una ligera desviación hacia NW-SE, mientras que en la parte norte tiene un cambio abrupto de NE-SW.

La estructura de Volve se localiza al este de la falla principal, como se aprecia en la figura 11 (marca verde) y está delimitada por numerosas fallas y lineamientos estructurales que siguen distintas direcciones, aunque las tres direcciones predominantes en el área de Sleipner: NE-SO, NO-SE y N-S, las cuales, al estar cruzándose entre sí, son suficientes para cortar el yacimiento a través de las fallas. (Statoil, 1993).

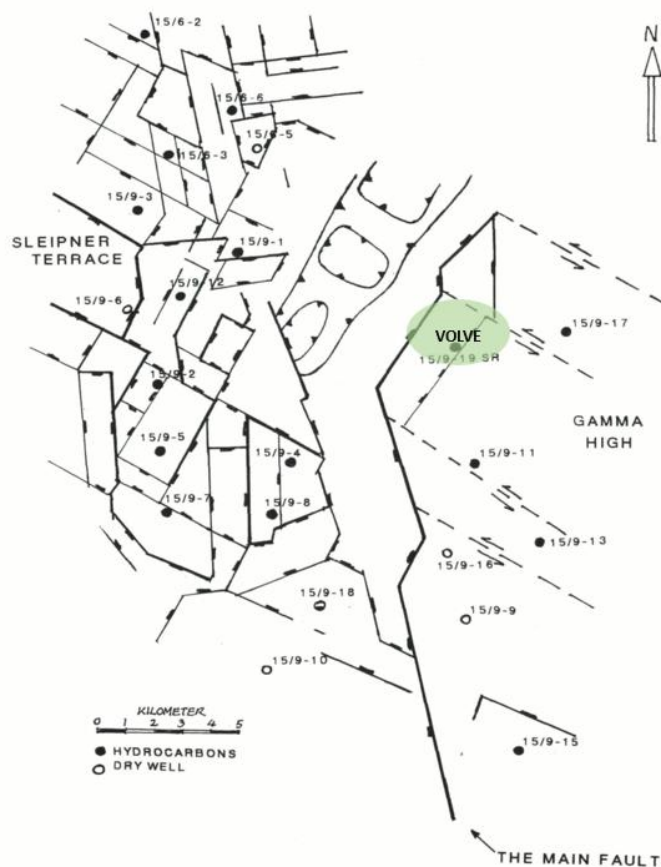


Figura 11. Principales fallas en el área Sleipner y Volve. Editada. (Statoil, 1993)

Por otra parte, debido a que Heather Fm está hecha principalmente por arcillas limosas, es decir, con granos de tamaño fino a muy fino, tiene las condiciones para funcionar como roca sello.

1.5.4. Migración

Statoil (1993) también menciona que la migración de hidrocarburo proviene de dos áreas de origen, identificadas como I y II, las cuales, permiten que los fluidos atraviesen la falla principal hacia el área de Sleipner Øst - Loke – Volve, como se puede observar en la figura 12, donde se muestra las fuentes de hidrocarburos y sus posibles rutas de migración principales. También se puede observar la ruta de migración del aceite tipo 4 que proviene del área de origen II y atraviesa la falla principal hacia el campo Volve (pozo 15/9-19S).

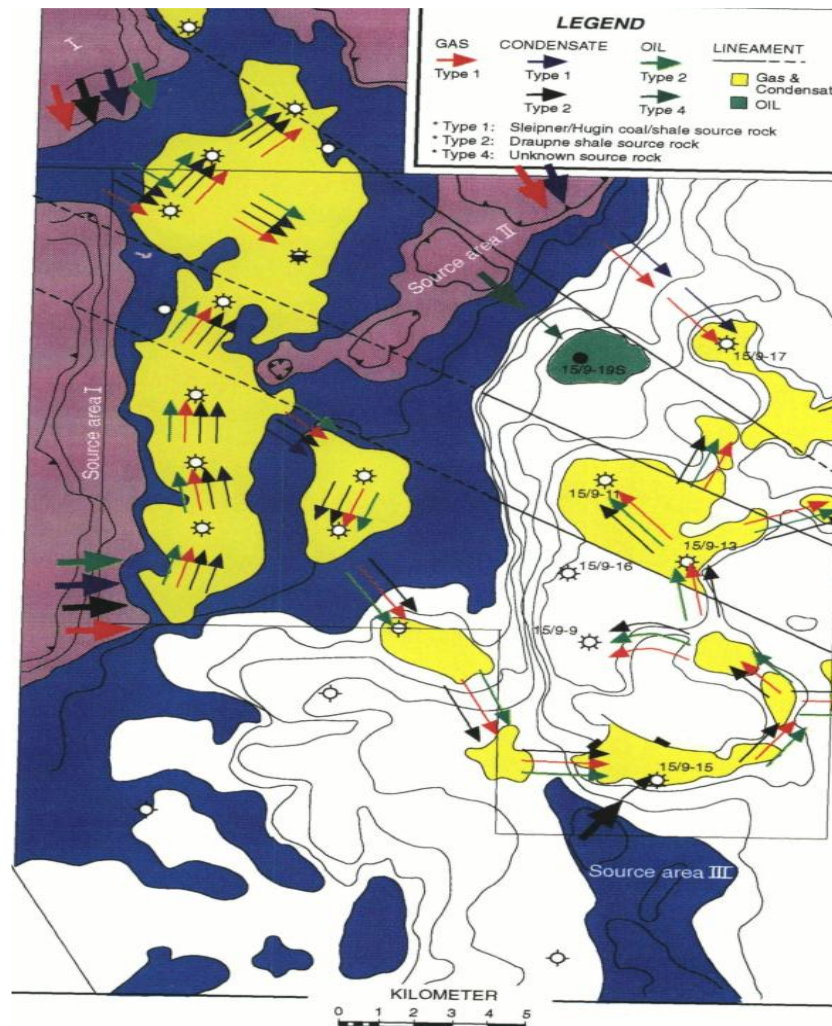


Figura 12. Rutas de migración identificadas. (Statoil, 1993)

En general, el límite al nivel del Cretácico base a través de esta falla principal está en el rango de 200 a 300 metros, aunque al noroeste de Volve, donde el rumbo de la falla principal gira de N-S a NE-SW, existe una pendiente más suave entre Sleipner Terrace y Gamma High, por lo que la falla principal también tiene un alcance menor de hasta 70 metros en el nivel del Cretácico base. Esta área es una de las más probables para la migración desde Sleipner Terrace al área de Gamma High ya que en la base de esta zona de talud, se encuentra la cuenca del área fuente II y en la parte superior de la pendiente se encuentran Volve y la zona de Loke. (Statoil, 1993).



CAPITULO II. MARCO TEORICO

Para realizar una evaluación petrofísica es necesario tener algunos conceptos clave en cuenta, términos como: porosidad, permeabilidad, volumen de arcillas, saturación; así como tener conocimiento en registros geofísicos, ya que es fundamental para desarrollar el tema. En este capítulo se busca explicar estos temas para tener un mejor panorama del proyecto y busca darles sustento teórico a los métodos utilizados en esta investigación.

2.1. Petrofísica

2.1.1. Volumen de arcilla (Vsh)

De acuerdo con Lara (2019), el volumen de arcilla es un parámetro importante que representa el porcentaje de arcilla presente en una formación geológica. Este dato es interés para:

- Identificar intervalos arcillosos.
- Poder corregir su influencia en los valores de las propiedades petrofísicas, como permeabilidad y porosidad que suelen verse afectadas por la presencia de arcillas.

El volumen de arcilla (VSH) se puede obtener con ayuda del registro geofísico de Rayos Gamma o Gamma Ray, el cual, es necesario para calcular el Índice de Rayos Gamma (IGR), ya que este dato es utilizado en todos los métodos para obtener el volumen de arcillas, y se basa principalmente en los datos del registro GR en una zona limpia (libre de arcillas) y los valores detectados en una zona sucia (con mayor cantidad de arcillas) y se realiza la operación descrita en la ecuación 1. El método lineal es el más sencillo para calcular el volumen de arcillas, ya que el valor de IGR será siempre igual al VSH, llevando a cabo una relación lineal. Por otro lado, los demás métodos tienen consideraciones que toman en cuenta para obtener el VSH, tales como el método de Clavier, Larionov (1969) para rocas del Terciario, Larionov (1969) para rocas más antiguas, Stieber (Mioceno-Plioceno), Variación de Stieber I



y Variación de Stieber II, los cuales hacen uso del IGR y algunos valores constantes para posteriormente obtener el volumen de arcilla. De acuerdo con la bibliografía consultada, las ecuaciones correspondientes para cada método son:

- Índice Gamma Ray

$$IGR = \frac{GR - GR_{matriz}}{GR_{shale} - GR_{matriz}} \quad (\text{Ec. 1})$$

- Método lineal

$$IGR = VSH \quad (\text{Ec. 1.1})$$

- Clavier

$$VSH = 1.7 - \sqrt{3.38 - (IGR + 0.7)^2} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

- Larionov para rocas del Terciario

$$VSH = 0.083 * (2^{(3.7*IGR)} - 1) \quad (\text{Ec. 1.3})$$

- Larionov para rocas más antiguas

$$VSH = 0.33 * (2^{(2*IGR)} - 1) \quad (\text{Ec. 1.4})$$

- Variación de Stieber I

$$VSH = \frac{IGR}{2 - IGR} \quad (\text{Ec. 1.5})$$

- Stieber (Mioceno-Plioceno)

$$VSH = \frac{IGR}{3 - 2 * IGR} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

- Variación Stieber II

$$VSH = \frac{IGR}{4 - 3 * IGR} \quad (\text{Ec. 1.7})$$



Donde;

V_{SH} = Volumen de arcilla

I_{GR} = Índice Gamma Ray

GR_{log} = Lectura del registro

GR_{shale} = Lectura del registro en una zona sucia con 100% arcillas

GR_{matriz} = Lectura del registro en una zona limpia con 100% matriz

2.1.2. Porosidad

De acuerdo con Schon (2015), la porosidad es una propiedad volumétrica que cuantifica la capacidad de almacenamiento de fluidos en medios porosos y se expresa en fracción de volumen o porcentaje. Conceptualmente:

“La porosidad representa la fracción del volumen total de roca ocupada por espacios vacíos (poros, fracturas, grietas), equivalente al volumen de componentes no sólidos (agua, hidrocarburos, gas) en una muestra o formación”.

Es decir, es la suma del volumen total de poros o también podría ser la suma del volumen de fluidos que se encuentren dentro de una muestra o formación. Esta relación puede describirse matemáticamente de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{V_{por}}{V_{form}} = \frac{V_{form} - V_{sol}}{V_{form}} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde V_{por} es el volumen de los poros, V_{form} es el volumen de formación o muestra, V_{sol} es el volumen de los componentes sólidos o “granos”, lo que se puede ver representado en la figura 13.

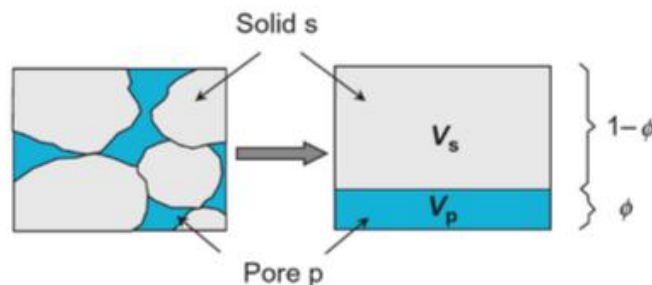


Figura 13. Definición de porosidad. (Schon, 2015)

Sin embargo, esta definición describe a la “porosidad total”, pero si la formación tiene poros no conectados o separados, entonces estos poros nos contribuyen al transporte de ningún fluido al no tener contacto entre ellos, y se dice que la porosidad no es efectiva. La porosidad efectiva se refiere al volumen total de la roca o formación que solamente tiene poros conectados que permitan el movimiento de fluidos, descartando aquellos poros aislados y no comunicados. La figura 14 muestra una clasificación de estos poros:

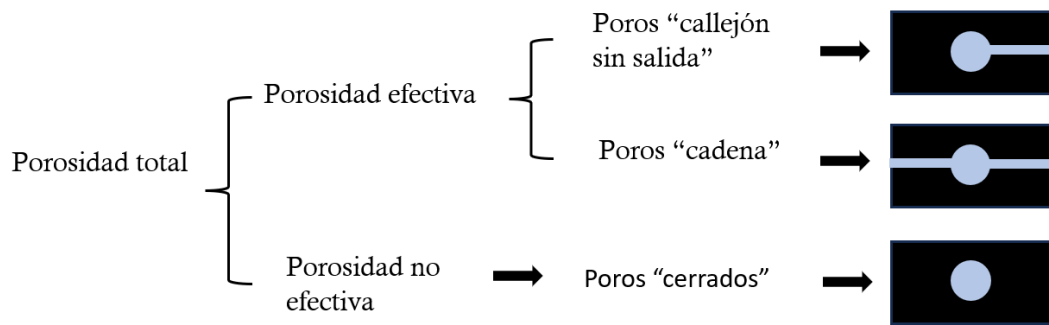


Figura 14 Tipos de poros comunes. Editada (Selley, 1998)

Richard C. Selley (1998) menciona que los poros en “cadena” y en “callejón sin salida” son los únicos que tienen aporte a la porosidad efectiva, ya que la conexión entre poros permite el movimiento de fluidos, mientras que los poros “cerrados” solo son espacios con fluidos sin poder conectarse a otros poros, grietas o fracturas, por lo que no son considerados en el porcentaje de porosidad efectiva.

También se deben de considerar algunos factores litológicos que afectan a la porosidad efectiva, como el contenido de las arcillas presentes en la roca, el tamaño de los granos, el empaque, cementación y cualquier meteorización que pueda haber afectado la roca. En la figura 15 se observan algunos factores que afectan reduciendo la porosidad.

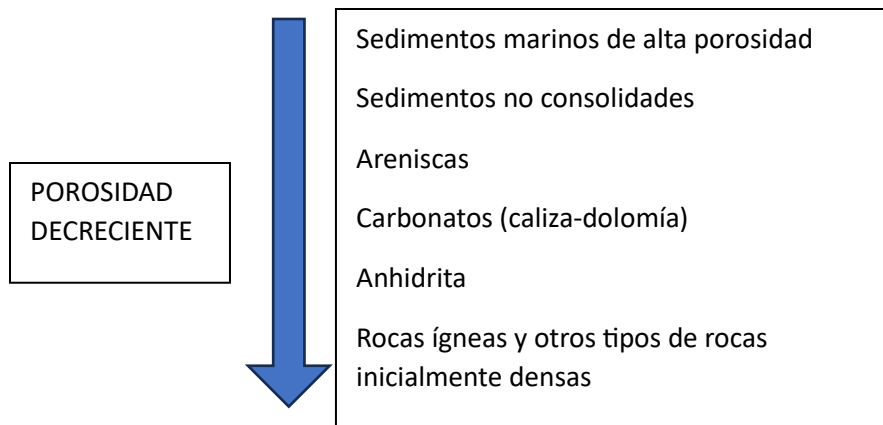


Figura 15. Tendencia a la disminución de la porosidad relacionada con una serie de rocas. (Schon, 2015)

Tipos de porosidad

Djebbar Tiab (2004) clasifica la porosidad con base a dos principales características, la primera se basa en si los poros se originaron cuando formó la roca por primera vez (porosidad primaria o matriz); y la segunda si se formaron después de la creación de la roca (porosidad secundaria o inducida), es decir, si fue afectada por fracturas debido a esfuerzos tectónicos o de meteorización, así como grietas creadas por disolución de agua en la roca y procesos químicos como la dolomitización (rocas carbonatadas. La figura 16 muestra algunos ejemplos de porosidad.

Porosidad primaria

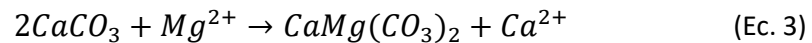
- Inter cristalino: Son pequeños espacios entre los planos de ruptura de los cristales, con poros de menos 0,002 mm de diámetro.
- Intergranular o interpartícula: Huecos con tamaño de hasta 0.5mm de diámetro.
- Vacíos sedimentarios diversos: Espacios que se crearon por la acumulación de fragmentos de fósiles, por el empaque de oolitos, huecos vuggy o creados por organismos vivos.

Porosidad secundaria

- Porosidad por solución: Estos espacios son creados por la disolución de los minerales de las rocas por el paso de soluciones tibias o calientes como el

agua, así como fracturas creadas por la intemperie y luego agrandados por la solución.

- Dolomitización: Proceso por el cual la caliza se transforma en dolomita:



Si el agua en los poros contiene cantidades importantes del catión magnesio, el calcio de la roca puede intercambiarse por magnesio en la solución y debido a que el volumen iónico del magnesio es menor que el del calcio, la dolomita resultante tendrá una mayor porosidad.

- Porosidad de fracturas: En este caso, las fallas estructurales y plegamientos generadas por la tensión de las actividades tectónicas brindan un aumento en la porosidad al incrementar la cantidad de espacios vacíos en las rocas.

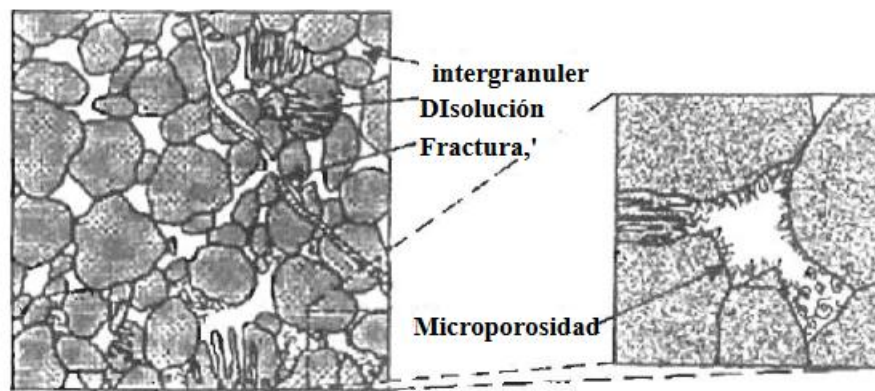


Figura 16. Algunos tipos de porosidad. (Djebbar Tiab, 2004)

La porosidad puede ser determinada por:

- Mediciones directas (laboratorio) basadas en la determinación del volumen de sólidos, expansión de gas y técnicas de desplazamiento
- Mediciones indirectas (métodos de registros, métodos sísmicos) basadas en la correlación de entre la porosidad y propiedades como densidad, porosidad de neutrón y velocidad de ondas sísmicas.

Porosidad por medio de registros

- Registro sónico

Según W.M Telford et al. (1990), el registro sónico muestra el intervalo de tiempo que tarda una onda sónica en atravesar la formación y generalmente es expresado en microsegundos por pie. Este dato es de ayuda para calcular la porosidad de la formación, ya que generalmente es obtenida con la ecuación empírica de tiempo-promedio de Willy, Gregory y Gardner de 1958:

$$\phi = \frac{(\Delta t - \Delta t_m)}{(\Delta t_f - \Delta t_m)} \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde

Δt = Tiempo de tránsito en registro

Δt_f = Tiempo de tránsito en el fluido

Δt_m = Tiempo de tránsito en la matriz predominante

El Δt consiste en el tiempo leído por la herramienta en el pozo, mientras que Δt_f depende del fluido presente, ya sea agua, aceite o gas; y por último Δt_m , consiste en el tiempo de la onda en una zona donde solo se encuentre la matriz predominante, (arenas, caliza, etc.), es decir, una zona limpia sin arcillas.

- Registro de densidad

Desde el punto de vista de Bjorlykke et al. (2010), los registros de densidad brindan información importante para identificar diferentes litologías con relación a sus densidades y también, al conocer la densidad de la matriz predominante (ρ_m), la densidad aparente de la roca (ρ_b) y la densidad del fluido (ρ_f) (aceite, gas o agua), se puede obtener la porosidad con la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_b - \rho_f} \quad (\text{Ec. 5})$$



Cabe mencionar que la densidad aparente leída por la herramienta también se ve puede ver afectada por el fluido presente en los poros, por lo que los contactos gas/aceite o gas/agua, pueden detectarse como un cambio en la densidad aparente siempre y cuando ocurra en una zona donde la litología no cambie en la formación.

- Registro de neutrón

Este registro se basa principalmente en leer la porosidad de la formación, ya que, de acuerdo con Bjorlykke et al. (2010), el registro de neutrón emite neutrones a alta velocidad, los cuales, al tener un tamaño similar al átomo de hidrogeno, son “absorbidos” por la roca, y en particular, por los átomos de hidrogeno que conforman el agua dentro la roca. Debido a que los fluidos solo pueden estar presentes en los poros, estos datos indican un valor aproximado de porosidad de la roca. El funcionamiento de ésta y demás herramienta se explican de mejor manera en el siguiente capitulo.

2.1.3. Permeabilidad

Djebbar Tiab (2004) plantea que la permeabilidad es la capacidad de la roca de permitir que los fluidos puedan moverse a través de poros interconectados y además, está estrechamente relacionada con la porosidad efectiva, por lo que también se ve afectada por el tamaño, forma y distribución del grano de la roca (clasificación. La permeabilidad tiene como unidad de medida el Darcy (D), aunque la permeabilidad de los yacimientos generalmente es menor a 1 D, por lo que el milidarcy (mD) es usado ampliamente en la industria de los hidrocarburos como unidad de permeabilidad. La figura 17 muestra algunos valores típicos de permeabilidad de algunos materiales y rocas.



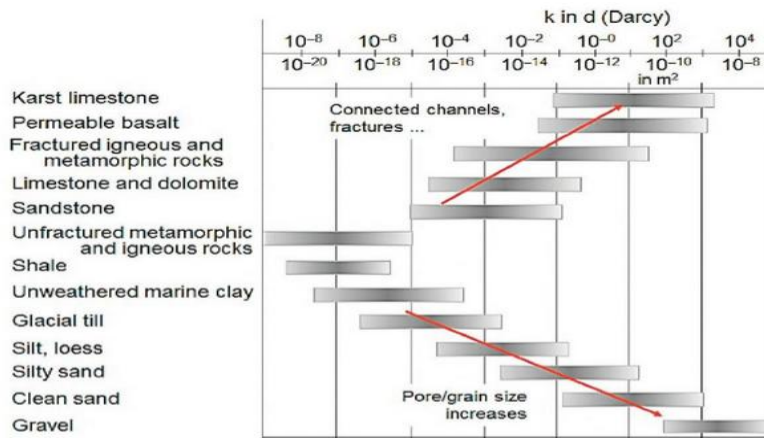


Figura 17. Principales rangos y tendencias de permeabilidades de distintas rocas. (Schon, 2015)

De acuerdo con Djebbar Tiab (2004), los yacimientos de hidrocarburos pueden tener permeabilidad primaria o de matriz, y permeabilidad secundaria (como es el caso de la porosidad); la permeabilidad de la matriz se originó en el momento de la deposición y litificación (endurecimiento) de las rocas, mientras que la permeabilidad secundaria resultó de la alteración de la matriz de la roca por compactación, cementación, fractura y solución. La figura 18 muestra un ejemplo de cómo un cementante reduce la permeabilidad de la roca, reduciendo su tamaño poral.

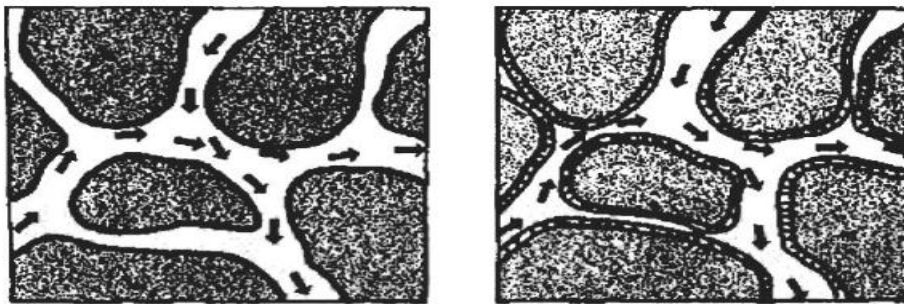


Figura 18. Efecto de material cementante de arcilla sobre la porosidad y permeabilidad. Con arcilla (derecho) y sin arcilla (izquierdo). (Djebbar Tiab, 2004)

2.1.4. Saturación de agua (S_w)

Según Lara (2019), la saturación total de una formación consiste en el volumen total de poros que se encuentran llenos con algún fluido, como agua, aceite o gas, y la suma de estos fluidos representa un 100% de saturación, como se observa en la

figura 19. Por otro lado, la saturación de agua se refiere al volumen total de poros que acumulan solamente agua dentro de ellos, es decir, sin tomar en cuenta la existencia de otros fluidos. Debido a que existe una pequeña fracción de agua que no puede moverse, es decir, es agua irreducible, entonces el valor de la saturación de agua nunca es cero.

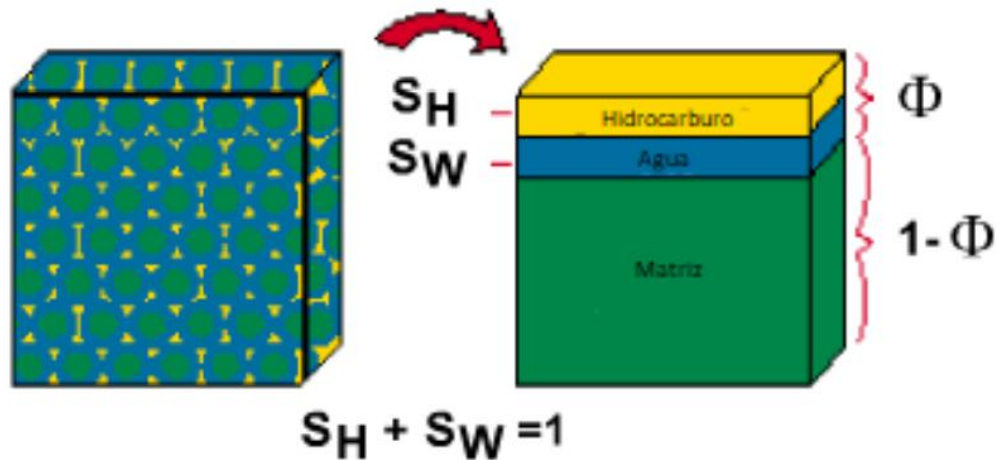


Figura 19. Ejemplo de saturación. La suma de la saturación de fluidos es igual a la porosidad total. (Lara, 2019)

Lara (2019) también plantea que la saturación de agua se puede obtener con distintos modelos, como el modelo de Doble Agua o Waxman Smith, los cuales se basaron de la ecuación de Gustavus E. Archie, mejor conocida como Ecuación de Archie.

2.1.4.1. Saturación de agua por Archie

La ecuación de Archie establecía la relación entre la resistividad (ohm.m) de formación (R_t), la resistividad del agua de formación (R_w), porosidad total (\emptyset) y saturación de agua (S_w), ambas con unidad porcentual, de la siguiente manera:

$$R_t = \frac{R_w}{\emptyset^2 S_w^2} \quad (\text{Ec. 6})$$

Al despejar la S_w en la ecuación, se puede conocer su valor siempre y cuando se conozcan los demás factores. Sin embargo, existían más variables que debían ser añadidas, como: cementación, tortuosidad y forma y tamaño de grano; lo que llevó a una ecuación generalizada de Archie para formaciones no arcillosas: (Ec. 6.1)

$$R_t = \frac{aR_w}{\phi^m S_w^n}$$

donde:

a = Factor de tortuosidad, es el factor que toma en cuenta las variables que afectan una (geometría de poros, cementación, presencia de arcillas, empaquetamiento).

m = Factor de cementación, representa la forma en que los granos se unen.

n = Exponente de saturación.

De tal manera que, la ecuación de Archie usada para calcular la saturación de agua es:

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (\text{Ec. 6.2})$$

Para poder obtener la saturación de agua es necesario tener el registro de resistividad y calcular la curva de porosidad total, así como conocer los valores para a , m , n y R_w , los cuales, comúnmente tienen valores de: 1, 2, 2 y 0.03 ohm.m. respectivamente. En este caso, y teniendo en cuenta lo que Statoil (1993) menciona en sus reportes, en este campo se usaron los siguientes valores para los parámetros de la ecuación de Archie usados en Hugin Fm son: $a = 1$, $m = 1.75$, $n = 1.7$.

2.1.4.2. Modelo de Doble agua.

El modelo de saturación de Archie solo consideraba al agua como único medio conductor dentro de la formación, lo cual difiere un poco de la realidad, ya que en la mayoría de los yacimientos presentan arcillas que tienen cargas superficiales negativas y alteran la conductividad del medio al interactuar con el hidrogeno del agua, que tiene carga positiva. (figura 20). Este fenómeno no es considerado en el modelo de Archie, lo que reduce su precisión en formaciones arcillosas (Lara, 2019).



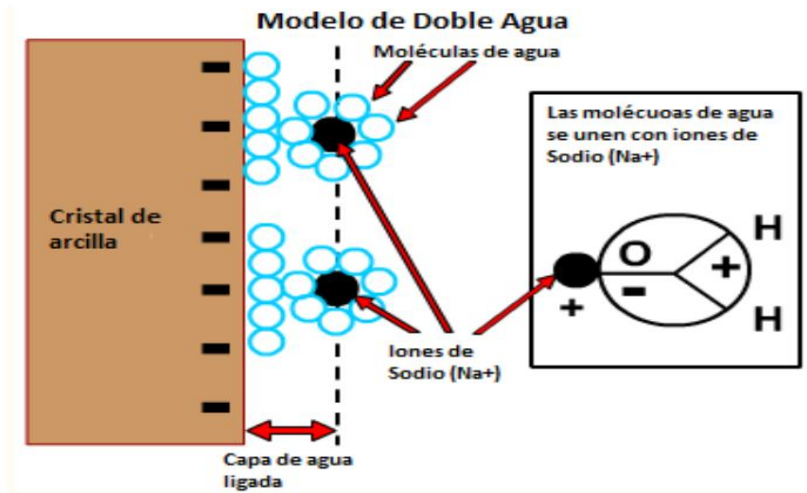


Figura 20. Esta imagen muestra como las moléculas de agua por su ligera carga positiva del hidrógeno quedan ligadas en la superficie de carga negativa de las arcillas. (Lara, 2019)

Una formación con presencia de arcillas tiene una porosidad efectiva baja, aunque muestre una porosidad total alta, esto se debe que el volumen de agua ligada tiene un valor importante en la porosidad total.

Sin embargo, el modelo Doble Agua divide la formación en hidrocarburo, matriz, arcilla seca, agua libre y agua ligada, por lo que se aprecia más la diferencia entre la porosidad total y efectiva (figura 21) y considera que la matriz, la arcilla seca y los hidrocarburos no conducen la energía eléctrica.

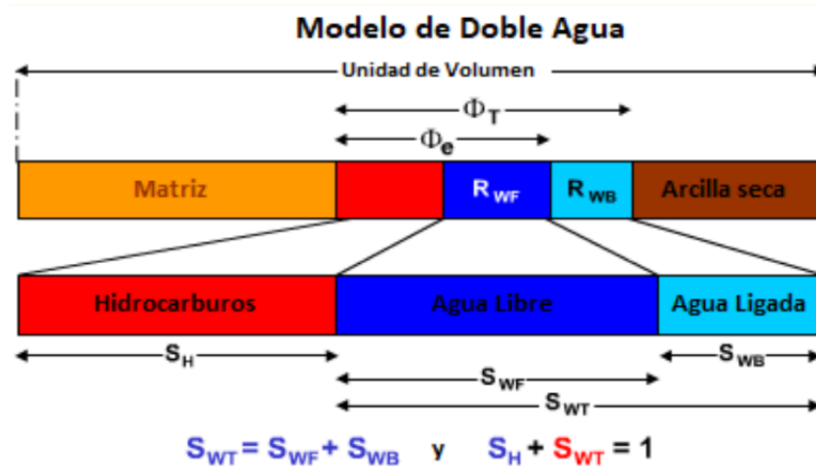


Figura 21. Se muestra la distinción que hace el Modelo de Doble Agua entre el Agua Libre (S_{WF}) y el Agua Ligada (S_{WB}). También la diferencia entre porosidad total Φ_T y porosidad efectiva Φ_e . (Lara, 2019)

El modelo de Doble Agua parte de la ecuación de Archie, solo que este modelo usa una aproximación del agua ligada y del agua libre, donde en lugar de usar R_W en la ecuación, se utiliza un parámetro llamado Resistencia de agua equivalente (R_{WE}),

el cual, está basada en la Resistividad del agua libre (R_{WF}) y la Resistividad de agua ligada (R_{WB}) de acuerdo con Lara (2019). Entonces, se tiene que:

$$R_t = \frac{aR_{WE}}{\phi^m S_{WT}^n}$$

Al despejar la saturación total, se añade la resistividad húmeda (R_0), de manera que la ecuación utilizada es:

$$S_{WT} = \sqrt{\frac{R_0}{R_t}} \quad \text{con } a = 1, m = n = 2, \quad (\text{Ec. 7.1})$$

Donde R_0 consiste en el siguiente desarrollo.

$$R_0 = \frac{R_{WF}R_{WB}}{\phi_T^2 [R_{WB} + S_{WB}(R_{WF} - R_{WB})]} \quad (\text{Ec. 7.2})$$

Donde:

$R_{WF} = R_t \phi_T^2$ En una zona limpia (sin arcillas) con presencia de agua.

$R_{WB} = R_t \phi_T^2$ En una zona con arcillas.

$S_{WB} = VSH$.

Mientras que VSH , R_t , ϕ_T se obtienen a partir de los registros.

Considerando que $S_{WF} + S_{WB} = S_{WT}$; entonces

$$S_{WF} = S_{WT} - S_{WB} = \sqrt{\frac{R_0}{R_t}} - VSH \quad (\text{Ec. 7.3})$$



2.2. Registros geofísicos

Los registros geofísicos son obtenidos durante la perforación de los pozos, los cuales, consisten en registros continuos en función de la profundidad, que son tomados por herramientas especiales mientras son introducidos en los pozos. Estos registros son de gran importancia para evaluar las propiedades petrofísicas de las rocas en un yacimiento. Rueda (2019).

Permiten medir diversas propiedades físicas que se relacionan con las características geológicas y petrofísicas de la formación. También se puede conocer el fluido presente en los poros, como agua, aceite o gas, por lo que ayuda a tener una caracterización de las rocas más detallada.

Su principal uso es la identificación y evaluación de yacimientos de hidrocarburos, el análisis geológico-económico de zonas exploratorias y la estimación de reservas. (Rueda, 2019)

2.2.1. Registro de calibración o caliper (CAL)

Según Bjorlykke et al. (2010), los registros de calibración o caliper miden el diámetro a lo largo del pozo, ya que esta información es importante para conocer la geometría del pozo y algunas características de la formación. La sonda del caliper (figura 22), tiene unas patas o “pies” en su parte inferior, que son los que van tocando la pared del pozo y midiendo mientras está en operación. Cuando se tienen los datos del registro se pueden identificar ciertos fenómenos que brindan una idea sobre el tipo de litología dentro del pozo, por ejemplo; cuando el diámetro del pozo es mayor a la barrena de perforación, podría ser causado por desmoronamiento después de la perforación en lutitas o arcillas pocas compactadas o fracturadas; sin embargo, cuando el tamaño del diámetro es menor a la barrena, puede ser causa de formación de “mud cake” o enjarre (revestimiento de lodo) en zonas porosas, como areniscas.





Figura 22. Esquema básico de un Caliper (Co., s.f.)

La medición del diámetro del pozo también es importante para los analistas y perforadores que lo ocupan para calcular el volumen de cemento necesario, así como para el control del estado técnico del pozo.

2.2.2. Registros resistivos.

Desde el punto de vista de Bjorlykke et al (2010), la resistividad eléctrica es la capacidad que tienen los materiales de resistir u oponerse al paso de corriente eléctrica inducida, la cual, depende de la cantidad de sal presente en los fluidos de la formación, ya que si los poros de una formación contienen agua salada tendrá alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de algún material que se resista al paso de corriente, como aceite o gas, presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactadas que tienen porosidad baja, como las calizas, presentan altas resistividades ya que se tiene menor cantidad de fluidos y se encuentran aislados, negando el paso de corriente en ellas.

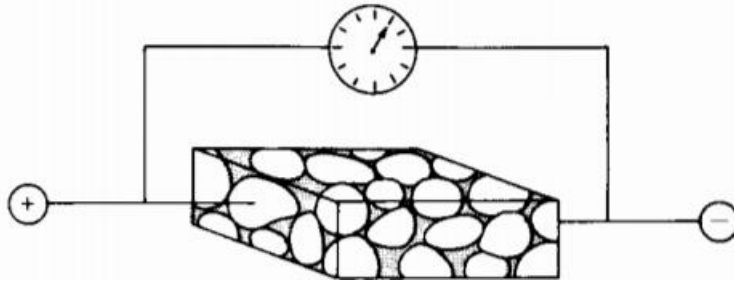


Figura 23. Diagrama básico de cómo se mide la resistividad en la roca. (Selley, 1998)

El esquema de la figura 23 muestra cómo funciona de forma básica esta medición, donde la corriente eléctrica pasa de un lado a otro a través de un medio, en este caso la formación, y durante su paso la corriente se ve afectada por el contenido en la formación.

2.2.2.1. Tipos de Registros de Resistividad

De acuerdo con Selley (1998), existen tres métodos principales para medir la resistividad de formaciones en pozos abiertos: registros normales, laterales y de inducción. En los registros normales (o convencionales), se mide la diferencia del potencial eléctrico y el flujo de corriente entre un par de electrodos ubicados en la sonda (con una separación que puede ser variable) y otro en la superficie y durante el levantamiento de la sonda hacia la superficie, se registran las variaciones de resistividad en la formación.

En los registros laterales (*laterolog*), la sonda genera una corriente enfocada horizontalmente hacia la formación, utilizando dos electrodos (ubicados arriba y abajo del electrodo central emisor), los cuales dirigen la corriente y permiten que una lámina de corriente penetre en la formación, de esta forma, se miden los potenciales del electrodo central y superior mientras la sonda sube a la superficie. Al igual que en los registros convencionales, existen distintos tipos de *laterologs* cuyas mediciones de resistividad a diversas profundidades se controlan ajustando la geometría de los electrodos.

Por último, el registro de inducción cuenta con dos bobinas, una transmisora y otra receptora, las cuales, se colocan en ambos extremos de la sonda y se usan para transmitir una corriente alterna de alta frecuencia, la cual, crea un campo magnético, que una vez activo, genera corrientes en la formación. Estas corrientes fluctúan y cambian acorde a la resistividad de la formación, y esos valores son medidos con

la bobina receptora. (Selley, 1998). En la figura 24 se muestra cómo funcionan estos tres tipos de herramientas.

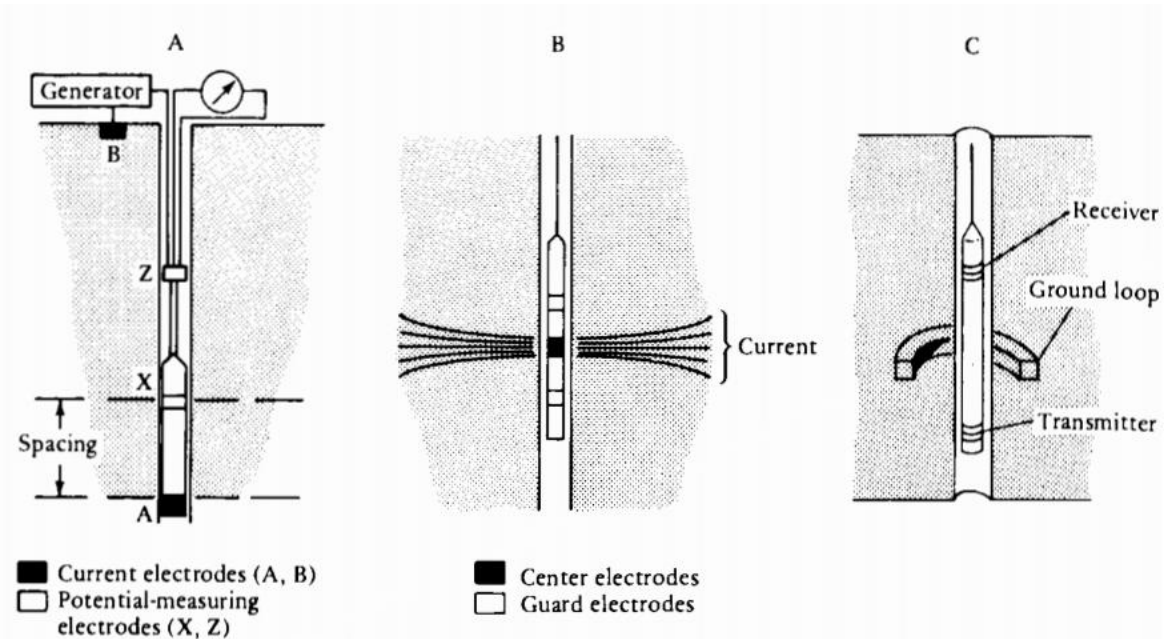


Figura 24. Diagrama de un registro de resistividad normal o convencional (A), lateral o laterolog (B) y de inducción (C). (Selley, 1998)

El registro lateral (Laterolog) se usa comúnmente en lodos conductivos (lodo salado), mientras que el registro de inducción (Induction Log) se usa con lodos resistivos (lodo fresco o base aceite).

Las curvas que se obtienen de los registros de inducción son:

- SFL = Spherical Induction Log. Para profundidades someras (0.5 – 1.5'). Mide la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).
- MIL / LIM = Medium Induction Log. Para distancias medias (1.5 – 3.0').
- DIL / ILD = Deep Induction Log. Para profundidades de más de 3.0'. Miden la resistividad de la formación (R_t).

Por otro lado, las curvas de los registros laterales son:

- MSFL = Microspheric Laterolog. Para las proximidades (1.0 y 6.0"). Lee la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).
- MLL / LLM = Micro Laterolog. Para las proximidades (1.0 y 6.0").

- SLL / LLS = Someric Laterolog. Para profundidades someras (0.5 y 1.5').
- DLL / LLD = Deep Laterolog. Para profundidades de más de 3.0'. Miden resistividad de la formación (R_t).

Estos registros también son útiles para identificar contactos agua– petróleo, para calcular la resistividad del agua de formación (R_w) y la resistividad total de la formación (R_t). La presentación del registro se lee de izquierda a derecha, suele tener una escala logarítmica y la unidad de medida es el ohm-m, con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000 ohm-m. (Rueda, 2019)

2.2.3. Rayos Gamma (GR)

W. M. Telford et al. (1990), menciona que algunos núcleos atómicos emiten radiación de forma natural en la tierra, manifestándose en forma de rayos α (alfa), β (beta) y γ (gamma) y que son de ayuda para obtener información importante de las rocas. Los rayos gamma poseen un rango de penetración considerable, por ello, son indispensables en los registros de radioactividad, ya que al medir tanto los rayos γ naturales, los inducidos de forma artificial y los neutrones, se puede realizar un análisis más detallado de la formación. Los registros de radioactividad consideran tres principales casos:

- I. Detección de radiación γ natural de la formación: Instrumentos que detectan la radiación gamma procedente de la radioactividad natural.
- II. Fuentes artificiales de rayos γ : Equipos que utilizan rayos gamma de manera artificial.
- III. Fuentes neutrónicas: Sondos que usan generadores de neutrones para inducir procesos nucleares.

En este caso, el registro de rayos gamma se basa en el caso I, detectar radiación gamma natural.



La radiactividad natural proviene de la presencia de pequeñas cantidades de U (uranio), Th (torio) y K (potasio-40) y suelen presentar los siguientes niveles característicos:

- Bajo en rocas ígneas básicas
- Intermedio rocas metamórficas
- Alto en ciertas rocas sedimentarias, particularmente en lutitas

Un rayo gamma puede interactuar con la materia en tres distintos procesos:

- Efecto fotoeléctrico: Se transfiere toda la energía del rayo hacia el electrón de un átomo.
- Dispersión Compton: Pierde su energía después de varias colisiones con electrones.
- Producción de pares: El rayo gamma desaparece, creando un par electrón – positrón

La probabilidad que ocurra cada uno de estos fenómenos, depende de la energía del rayo gamma; en bajas energías (<0.2 MeV), el efecto fotoeléctrico es dominante, mientras que en energías >1.02 MeV la producción de pares es más probable que ocurra. Sin embargo, los tres fenómenos están relacionados con la densidad de electrones en el medio, es decir, el número atómico Z del material.

Las sondas de rayos gamma tienen en su estructura “contadores de centelleo”, los cuales, son dispositivos de tamaño compacto (~ 20 cm) que tienen como particularidad que al ser atravesados por una partícula (electrón, rayo gamma, etc.), generan un destello de luz, que es proporcional a la energía de la radiación. En un principio, se usaba una pantalla de sulfuro de zinc (ZnS) que registraba los centelleos producidos por el bombardeo de radiación, sin embargo, ahora se usan cristales de yoduro de sodio (NaI) tratados con talio (Tl), ya que la eficiencia para detectar radiación natural (< 3 MeV) es altamente efectiva, y cubre al 100% el rango de energía que se necesitan en los tres procesos de interacción. W. M. Telford et al. (1990)



De acuerdo con Rueda (2019) el registro de rayos gamma muestra el contenido de arcilla presente en la formación, ya que, cuando ocurre la meteorización, algunos elementos radioactivos se desintegran en partículas de tamaño arcilla, lo que da como consecuencia que las arcillas presentes en la formación tengan mayor emisión de radioactividad y, por ende, lecturas altas en el registro GR.

La lectura de rayos gamma natural muestra el conteo total de emisiones de rayos gamma, por lo que no se pueden saber las concentraciones y/o proporciones de los minerales radioactivos.

El registro se lee de izquierda a derecha con unidades de medida en grados API (American Petroleum Institute), con un rango de valores que va de 0 a 100 API comúnmente. Si el valor de GR es bajo, indica baja presencia de arcillas, por el contrario, si el valor es alto, se tendrá gran contenido de arcillas (Rueda, 2019). En la figura 25 se pueden ver algunas rocas y los valores típicos de rayos gamma, donde las arcillas presentan valores más altos de radioactividad, junto al carbón y evaporitas ricas en potasio; mientras que las rocas con menos radiactividad son: calizas, dolomías, areniscas, etc.

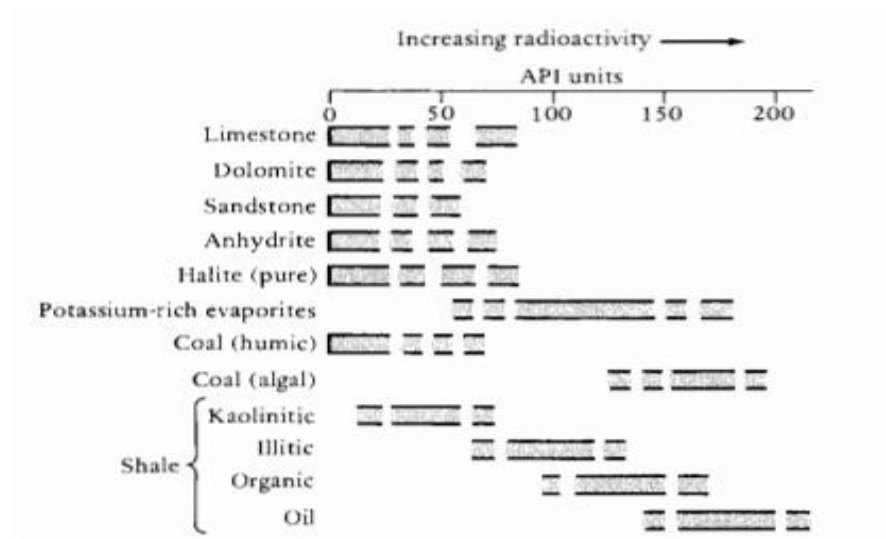


Figura 25. Ejemplo del registro de rayos gamma con sus posibles litologías (Selley, 1998))

También, es posible interpretar el ambiente de depósito con el registro de rayos gamma, analizando los cambios graduales en la lectura de la herramienta, ya que

se forman ciertos patrones relacionados con el cambio en la composición de la formación geológica (figura 26), como el tamaño de grano y grado de clasificación lo que permite interpretar el ambiente de depósito.

Forma	Suave	Ambiente	Dentada	Ambiente
Cilíndrica Depósito uniforme		Dunas eólicas Arenas de marea Canales fluviales		Deltaico Canales turbidíticos Abanicos marinos proximales
Campana Finos hacia la parte superior de la secuencia		Arenas de marea Arenas aluviales Canales trenzados Canales fluviales Barras		Arenas lacustres Deltaico Canales turbidíticos Abanicos marinos
Embudo Gruesos hacia la parte superior de la secuencia		Playa Barras de barrera Abanico de desborde		Borde de delta marino Abanico submarino distal

Figura 26. Ejemplo de algunos cambios graduales vistos en el registro.
(Johnson Ajidahuna, 2023)

Usos:

- Con la ayuda de este registro se puede calcular el volumen de arcillas (V_{sh}) de la formación con ayuda de la ecuación 1:

$$V_{sh} = IGR = \frac{GR_{log} - GR_{matriz}}{GR_{shale} - GR_{matriz}} \quad (\text{Ec. 1})$$

- Da información importante para distinguir entre tipos de roca
- Ayuda a resaltar zonas arcillosas por su elevada radioactividad
- Ayuda a la determinación de espesores

2.2.4. Densidad (RHOB)

Este es el segundo registro radioactivo que se menciona hasta ahora, y a diferencia del registro de rayos gamma, el registro de densidad usa una fuente radioactiva para funcionar. De acuerdo con Bjorlykke et al. (2010), el principio básico consiste en usar una fuente radiactiva que lanza rayos gamma de cobalto-60 o cesio-137 hacia la formación, provocando que la energía se atenúe debido a las colisiones con electrones (dispersión Compton) de la materia circundante. Posteriormente un contador de centelleo registra la intensidad de rayos gamma que colisionó con la materia y, debido a que la densidad de electrones está muy relacionada con la densidad de la roca (en g/cm³), entonces la intensidad de rayos gamma detectados es una función de la densidad de la roca. De esta forma, obteniendo la densidad aparente de la formación, se puede estimar la porosidad.

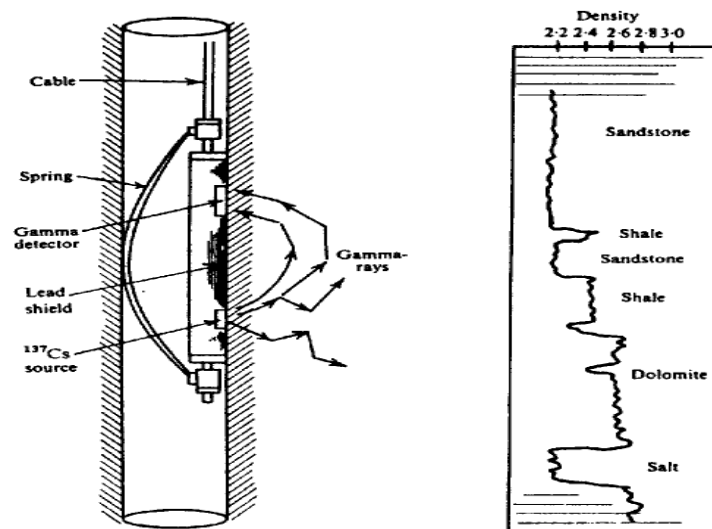


Figura 27. Esquema de la herramienta de densidad y registro típico (W.M Telford, 1990)

En la figura 27 se puede observar cómo los rayos gamma interactúan con la formación y regresan para ser capturados por el detector.

Según W. M. Telford et al. (1990) señala que la mayor parte de los elementos de interés cumplen con una relación numérica entre su masa atómica y número de

electrones, ya que cuentan con 2 electrones por unidad de masa atómica, es decir $Z/A = 0.5$, como se puede observar en la tabla 6; sin embargo, el hidrogeno no cumple con esta relación ya que cuenta con un electrón, por lo que su presencia subestima la densidad en formaciones con gas o aceite. Otros elementos que no cumplen con esta relación son: la sal (NaCl), yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) y anhidrita (CaSO_4).

Tabla 6. Relación Z/A de algunos elementos comunes en la exploración de hidrocarburos (W.M Telford, 1990)

	Z	A	Z/A
H	1	1.007	0.9921
C	6	12.011	0.4995
N	7	14.006	0.4998
O	8	15.999	0.5000
Na	11	22.989	0.4785
Mg	12	24.312	0.4934
Al	13	26.981	0.4818
Si	14	28.085	0.4984
Cl	17	35.453	0.4794
K	19	39.098	0.4859
Ca	20	40.08	0.4990

El registro de densidad comúnmente esta calibrado para caliza saturada con agua dulce (2.71 g/cm^3), sin embargo, también muestra de manera eficiente la densidad aparente de areniscas y dolomías. La profundidad máxima de investigación es cerca de 15 cm, aunque la mayor parte de la señal viene de los primeros 8 cm.

Rueda (2019) menciona algunas utilidades de este registro, las cuales consisten en:

- Estimación de la porosidad
- Identificar litologías
- Identificador presiones anormales.



2.2.5. Neutrón (NPHI)

El registro de neutrón, de acuerdo con W. M. Telford et al. (1990), utiliza una fuente radioactiva y un detector, como en las herramientas anteriores, solo que, en este caso, la fuente emite neutrones de alta energía que bombardean la formación, provocando que interactúen con los átomos de la materia y pierdan energía principalmente en colisiones con núcleos. Existen distintas fuentes de neutrones que pueden usarse en los registros de neutrón, tal como el berilio junto con fuentes de partículas α (alfa) como el radio, polonio, plutonio o americio. Una vez que los neutrones se reducen a energías termales o bajas, son capturados por núcleos, emitiendo rayos gamma de captura que son registrados por los detectores, que consisten en un blindaje de cadmio para los neutrones termales y un contador de centelleo para medir los rayos gamma de captura.

La energía que se pierde en las colisiones es mucho mayor cuando los neutrones y los núcleos con los que chocan tienen masas parecidas o similares; y esto ocurre cuando los neutrones colisionan con los átomos de hidrogeno, ya que este solo cuenta con un protón en su núcleo, (al menos en su forma más abundante, el protio), el cual tiene una masa parecida al neutrón, lo que provoca que la tasa de energía perdida (moderación) por neutrones sea casi proporcional a la densidad de los protones; y en consecuencia, la respuesta que se obtiene principalmente es el contenido de hidrogeno. Como concepto se puede mencionar que, la cantidad de hidrogeno por unidad de volumen, se le conoce como índice de hidrogeno.

Debido a que el hidrogeno abunda principalmente en el agua y en los hidrocarburos (los cuales solo pueden estar presentes dentro de los poros de la formación), los registros de neutrón son de gran ayuda para poder identificar zonas porosas que están saturadas por algún fluido. En formaciones saturadas con agua o aceite, los neutrones emitidos por la fuente pierden su energía rápidamente, por lo que el conteo que registra el detector es alto y la mayoría de la lectura viene de los primeros 20 cm aproximadamente de profundidad, sin embargo, en formaciones con porosidad baja, los neutrones llegan más lejos en la formación, lo que genera un



bajo flujo de conteo, y la lectura tiene un rango de 60 cm aproximadamente, afirman W. M. Telford et al (1990).

La figura 28 muestra el funcionamiento básico esta herramienta, la cual tiene una forma de arco que le ayuda a estar pegada a la formación, mientras los neutrones viajan hacia la formación y los resultados son registrados por los detectores.

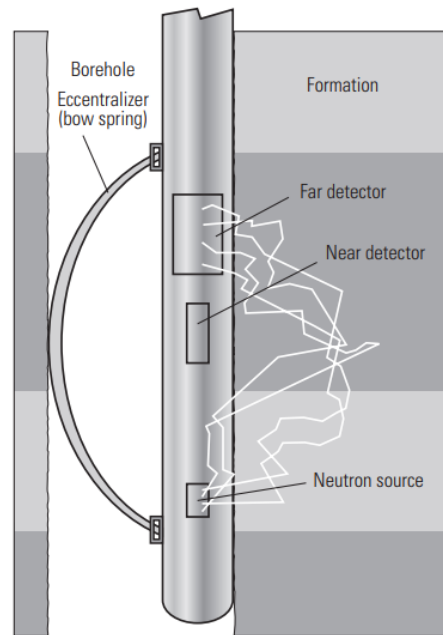


Figura 28. Esquema básico de la sonda de neutrón. (Darwin V. Ellis, 2007)

Sin embargo, la herramienta tiene algunas limitaciones o consideraciones que se deben tomar en cuenta, ya que muestra una sensibilidad a todo material que contenga hidrogeno tal como:

- Agua ligada (arcillas)
- Hidrogeno en cristalización (yeso)

Estos factores pueden sobreestimar la porosidad, aunque la porosidad real sea menor aún. La sonda también es útil como indicador de gas ya que al medir el índice de hidrogeno, el gas muestra un bajo conteo, por lo que, la porosidad aparente será baja.

Las principales aplicaciones de la sonda son:

- Determinación de la porosidad

- Identificador de litologías
- Análisis de contenido de arcillas
- Detección de gas

A continuación, se muestra un ejemplo de respuestas comunes de los registros de rayos gamma, neutrón, densidad y resistividad en algunos tipos de litología (figura 29), donde se puede observar que el fluido presente en la formación altera la respuesta de cada herramienta, como ejemplo se tiene arenisca saturada con gas y con agua; mientras tenga gas, la porosidad de neutrón baja y la resistividad aumentan; en cambio sí tiene agua, la resistividad baja y la porosidad de neutrón aumenta.

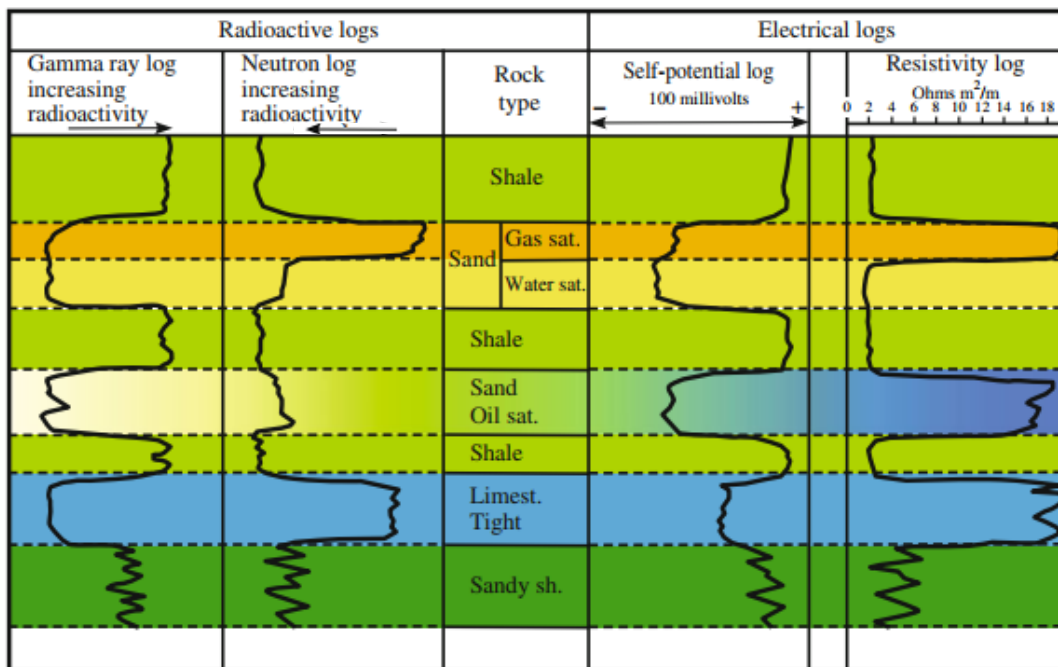


Figura 29. Respuesta simplificada de algunos registros ante diferentes litologías (Bjorlykke, 2010)

2.2.6. Sonico (DT, DTSM)

Por último, se tiene al registro sónico o acústico, el cual, de acuerdo con Bjorlykke et al. (2010), envía pulsos que viajan en forma de ondas a través de la formación y son detectadas inmediatamente por un receptor al extremo de la herramienta, por lo que se registra el tiempo de tránsito a través de la roca, es decir, la velocidad del sonido en la roca. A este concepto se le denomina como "tiempo de tránsito de intervalo" y en los registros, se presenta con una escala que va de los 40 a 140 μs /ft. ($\mu\text{s} = 10^{-6}$ s o $\mu\text{s}/\text{m}$. 100 $\mu\text{s}/\text{ft}$ corresponden a 10.000 ft/s, o 3.048 m/s). Philip Kearey et al. (2002) mencionan que la herramienta cuenta con dos receptores separados y una fuente acústica (figura 30), la cual, genera pulsos ultrasónicos que van 20 – 40 kHz de frecuencia.

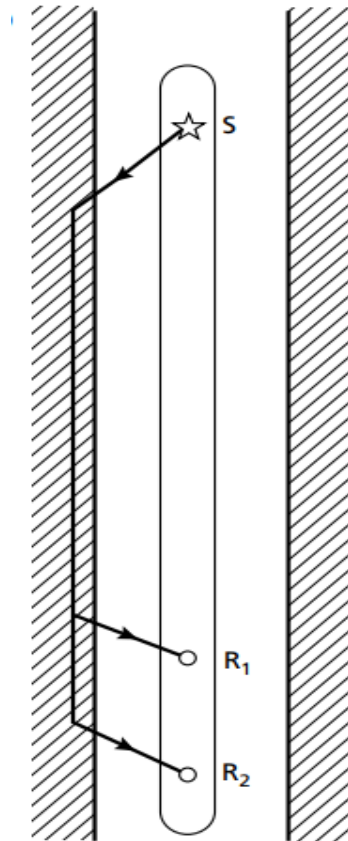


Figura 30. Ejemplo básico de la herramienta del registro sónico (Philip Kearey, 2002)

Debido a que la velocidad del sonido es menor viajando en fluidos que en materiales sólidos como las rocas, entonces las formaciones que son porosas tendrán velocidades menores, ya que dentro de los poros se encuentran fluidos que retrasan el paso de energía, y también, esta velocidad se ve afectada por la cementación de la roca, distribución de poros y minerales que existan en la formación.

Como se mencionó anteriormente, la porosidad se puede obtener con la Ec. 4 mostrada en el tema de porosidad anterior, la cual, relaciona el tiempo de tránsito del registro (t) con el tiempo de tránsito para la matriz de la roca (t_m) y el intervalo de tiempo del fluido del poro, ya sea gas, petróleo o agua (t_f). Sin embargo, Bjorlykke et al. (2010) advierten que la velocidad medida por el registro de velocidad no es una función directa de la porosidad, ya que, en algunas areniscas, existen pequeñas cantidades de cementante que pueden producir una estructura de grano con alta velocidad y rigidez a pesar de contar con una porosidad alta. Además, mencionan que actualmente también se registran las velocidades de las ondas secundarias o de corte (V_s) junto con las onda principales o longitudinales (V_p), lo que permite analizar la relación V_p/V_s , importante para saber las propiedades de la formación e identificar la presencia de fluidos

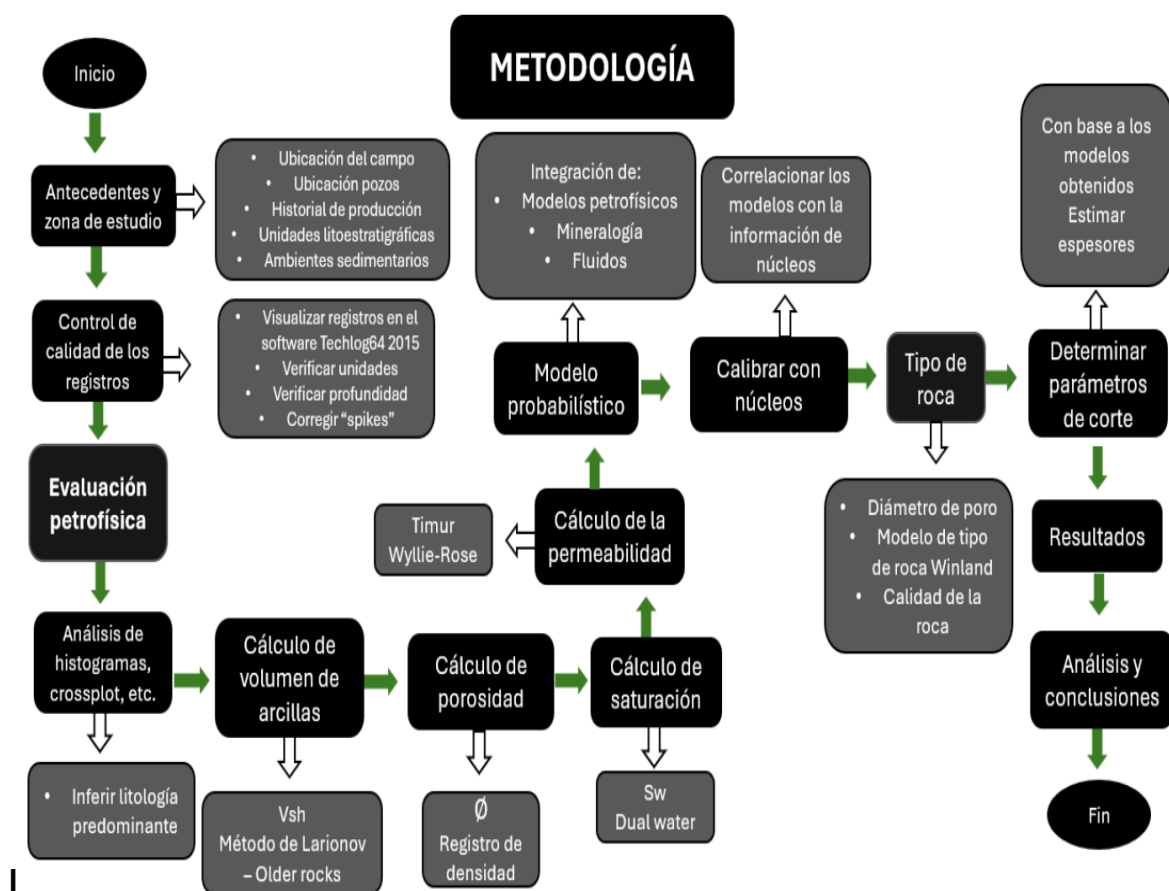
Algunas de las ventajas de este registro, de acuerdo con Rueda (2019) son:

- Poder correlacionar datos sísmicos
- Elaborar sismogramas sintéticos
- Obtención de la porosidad
- Poder detectar fracturas
- Cementación de la tubería
- Identificar gas



CAPITULO III. METODOLOGÍA

En esta investigación se realizó el procesamiento de los datos siguiendo la metodología expuesta. Se obtuvieron los registros geofísicos de la página oficial Norwegian Petroleum, y se usó el software Techlog64® 2015.3 para analizarlos y realizar los modelos petrofísicos correspondientes. Posteriormente se calibraron los modelos obtenidos con pruebas de núcleo obtenidas en algunos pozos para corroborar su eficiencia. Por último, se definieron los parámetros de corte para obtener los espesores netos y generar los modelos probabilísticos de cada pozo. El siguiente flujo de trabajo describe a detalle el proceso de investigación.



3.1. Procesamiento de los datos

El procesamiento que se menciona a continuación se realizó para cada uno de los pozos.

3.1.2. Control de calidad de los registros

El primer paso consiste en visualizar los registros disponibles de cada pozo, para verificar la calidad de estos; que sus unidades de medición sean las correctas, que cubran en mayor rango las formaciones de interés y que no se muestren “picos” o “spikes”, que indicaría algún error al momento de tomar los registros y por error de la herramienta. A continuación, se muestran algunos ejemplos (fig. 31 y 32).

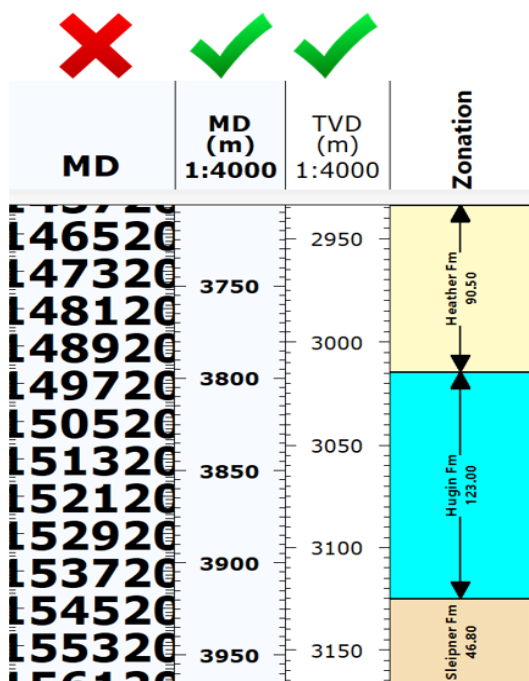


Figura 31. Ejemplo de corrección de profundidad, unidades y encabezado,

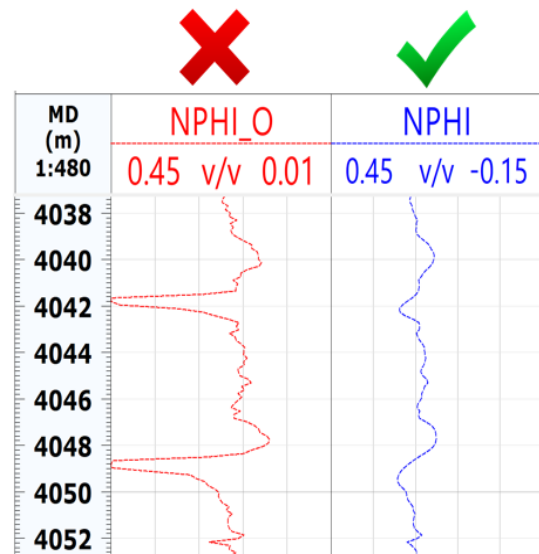


Figura 32. Ejemplo corrección “spikes”, unidades y encabezado.

3.1.3. Análisis de histogramas y crossplot

Una manera de visualizar los datos obtenidos en los registros es por medio de herramientas como los histogramas y gráficos cruzados (cross plots). El uso de histogramas permite observar rápidamente el recuento de datos de las distintas propiedades obtenidas por cada herramienta o registro que se haya tomado en cada pozo y saber si existe una tendencia en cuanto distribución o presencia de datos que se use para inferir la existencia de un tipo de mineral o roca en especial.

La figura 34 muestra el histograma de los datos del registro de densidad del pozo 15/9-19 A en las tres formaciones, y la propuesta de 3 grupos que comparten un rango de densidad y frecuencias, que podrían indicar litologías predominantes.

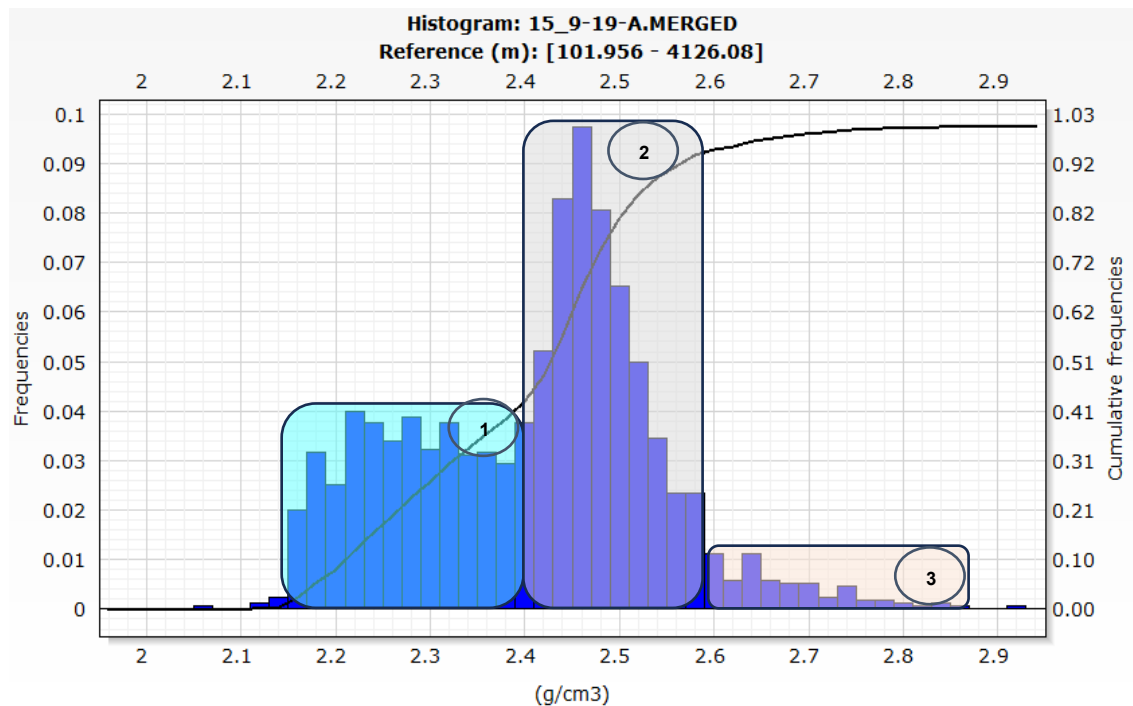


Figura 34. Histograma de los datos del registro de densidad. Se pueden ver rangos de valores que podemos agrupar en 3 grupos.

En este caso, el grupo 1 presenta lecturas con un rango de densidades entre 2.2 y 2.4 g/cm³ y tiene un nivel de presencia medio. El grupo 2 tiene valores de densidad que van de los 2.4 y los 2.6 g/cm³ y tiene un nivel de presencia alto, por último, el grupo 3 tiene menor presencia en la formación y sus valores de densidad van de los

2.6 en adelante. Por lo que se puede decir que existen en su mayoría rocas con rangos de densidad entre los 2.4 y 2.6 g/cm³, y relacionando con la geología de la zona, se puede inferir que existe mayor cantidad de arenas en el pozo.

El uso de cross plot con base a la información de densidad (RHOB) y porosidad de neutrón (NPHI) obtenida, y con guía de la carta o “chart” Schlumberger, Por-19, EcoScope TNPH vs Bulk density, proporciona una aproximación sobre el tipo de litología que predomina o abunda en la formación (figura 35).

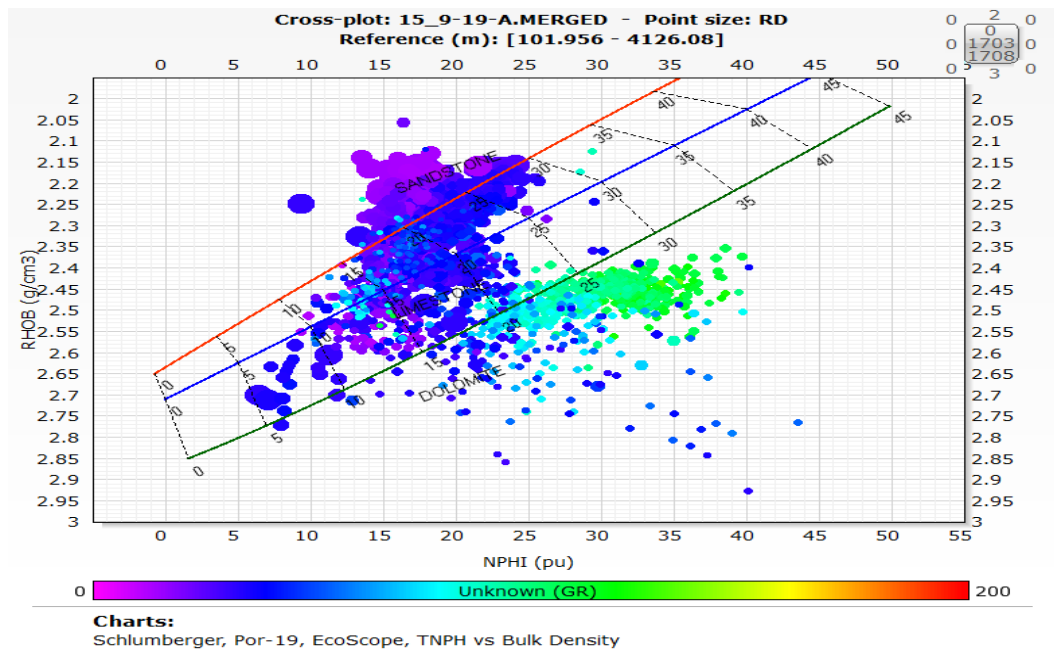


Figura 35. Crossplot de RHOB vs NPHI.

Este ejemplo muestra presencia de arenas, con algunos valores de rayos gamma altos debido a las arcillas presentes en la zona. Un análisis por formación dará una mejor idea sobre la litología.

3.1.3. Cálculo de temperatura y presión de los pozos

La temperatura de formación se obtuvo utilizando el método de TLI/BLI, el cual, considera la temperatura registrada en superficie y alguna temperatura a cierta profundidad al pozo (generalmente la temperatura del yacimiento). A forma de

ejemplo, se muestran los valores utilizados en el pozo 15/9-F-4 y el registro obtenido (figura 36).

Tabla 7. Profundidad y temperatura usados para generar el registro de temperatura en pozo F-4.

	TLI	BLI
Profundidad	0 m.	2928.7 m.
Temperatura	20 °C	107 °C

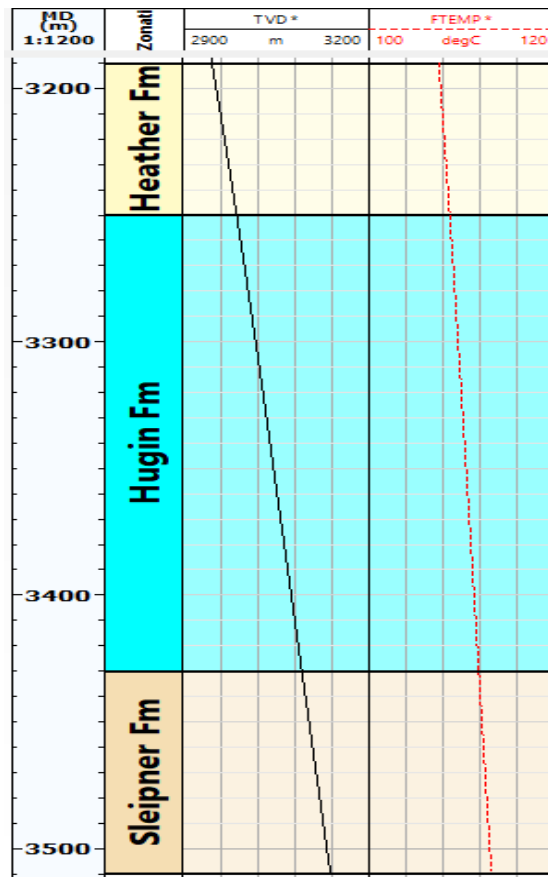


Figura 36. Registro de temperatura obtenido por el método TLI/BLI. Pozo F-4

Para obtener la presión de la formación se consideró la densidad del fluido de perforación, usando la densidad del lodo de perforación como fluido. El lodo tenía una densidad que variaba entre 1.35 – 1.55 g/cm³ por pozo. Como ejemplo se muestra en la figura 37 el registro obtenido del pozo F-4, donde el lodo tenía una densidad de 1.35 g/cm³.

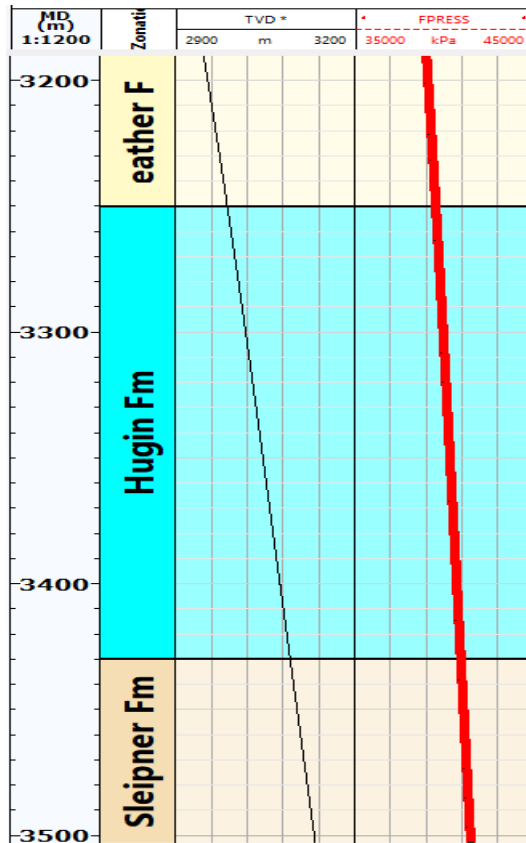


Figura 37. Registro de presión generado, con un lodo de perforación de 1.35 g/cm³

3.1.4. Resistividad del agua de formación (Rw)

Se obtuvo la resistividad del agua de formación a partir de la salinidad (que en general se tiene una salinidad de 130 kppm en el campo) y la temperatura, la cual se generó anteriormente.

El valor de la resistividad del agua de formación es de 0.020 ohm/m de manera general a lo largo de las formaciones. A continuación, se observa el registro de Rw del pozo F-4 (figura 38).

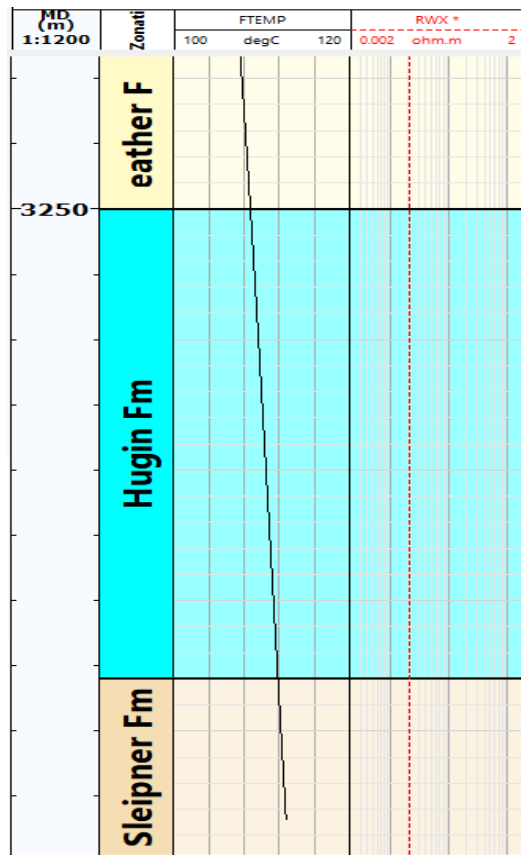


Figura 38. Resistividad del agua de formación obtenido por medio de la salinidad y temperatura. Pozo F-4

3.1.5. Modelo de volumen de arcilla

El modelo de volumen de arcilla se obtuvo a partir del registro GR y utilizando el método Larionov – Older Rocks (Ec. 1.4), ya que las formaciones de interés pertenecen al Jurásico. Este método consiste en la siguiente ecuación.

$$VSH = 0.33 * (2^{(2*IGR)} - 1) \quad (\text{Ec. 1.4})$$

El índice de rayos gamma (IGR), el cual se obtiene con la ecuación 1:

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{matriz}}{GR_{lutita} - GR_{matriz}} \quad (\text{Ec. 1})$$

En el caso del pozo F-4 se usaron los siguientes parámetros para calcular IGR:

$$GR_{matriz} = 18^{\circ}API$$

$$GR_{lutita} = 111^{\circ}API$$

Sustituyendo los valores con un $GR_{log} = 100^{\circ}API$ en la ecuación se obtiene:

$$IGR = \frac{100 - 18}{111 - 18} = \frac{82}{93} = 0.88 \%$$

Sustituyendo $IGR = 0.88$ en la ecuación de Larionov:

$$VSH = 0.33 * (2^{(2*0.88)} - 1)$$

$$VSH = 0.33 * (3.3869 - 1)$$

$$VSH = 0.33 * (2.3869)$$

$$VSH = 0.7877 \%$$

El modelo de volumen de arcilla que se obtiene se muestra en la figura 39:

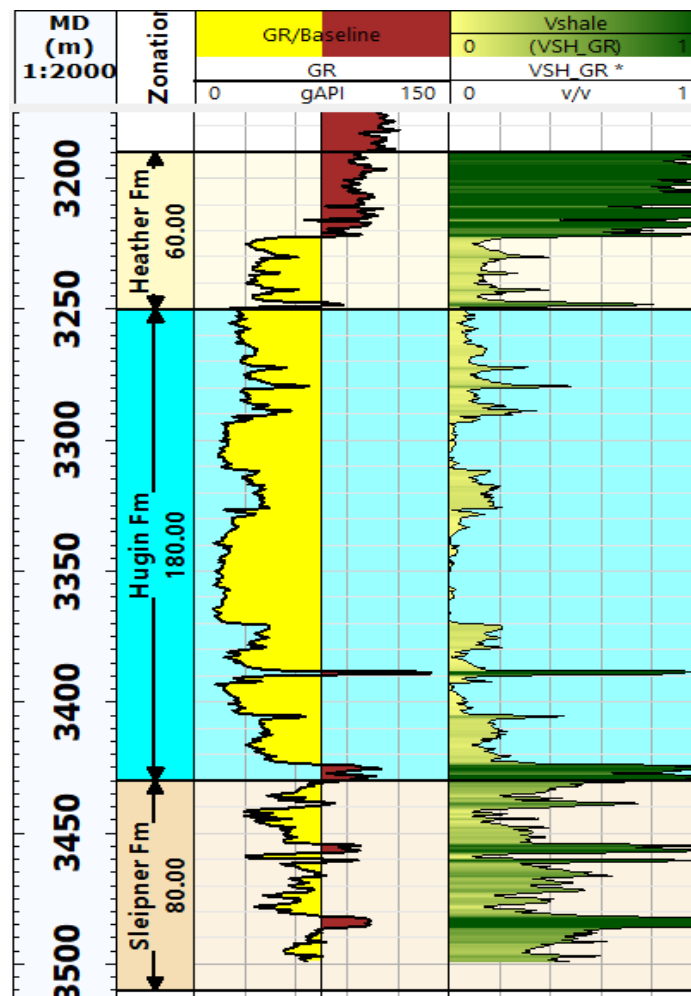


Figura 39. Modelo de volumen de arcilla con método de Larionov - older rocks. Pozo F-4

3.1.6. Modelo de porosidad y porosidad efectiva

El modelo de porosidad, usando el registro de densidad, se obtiene con la siguiente ecuación antes mencionada:

$$\emptyset = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_b - \rho_f} \quad (\text{Ec. 5})$$

Considerando que los valores usados corresponden a:

$$\rho_m = 2.55 \text{ g/cm}^3 \text{ (Matriz de arenas)}$$

$$\rho_f = 1.0 \text{ g/cm}^3 \text{ (agua)}$$

$$\rho_b = 2.12 \text{ g/cm}^3 \text{ (lectura a los 3269 m.)}$$

Entonces se tiene que:

$$\emptyset = \frac{2.55 - 2.12}{2.12 - 1}$$
$$\emptyset = \frac{0.43}{1.12} = 0.35 = 35\%$$

La porosidad efectiva se obtuvo considerando los registros de neutrón, densidad y el volumen de arcilla previamente calculado. Se consideraron tres parámetros, la densidad y porosidad de neutrón en una zona con arcillas, y la densidad del fluido, en este caso el agua (tabla 8).

Tabla 8. Valores utilizados para obtener el modelo de porosidad

RHOB shale	2.2 g/cm ³
RHOB fluid	1.0 g/cm ³
NPHI shale	0.28 %

La figura 40 muestra ambos registros obtenidos, (PHIE y PHIT), donde se puede observar que los valores del modelo de porosidad efectiva (PHIE) son muy bajos cuando hay mucho contenido de arcillas, aunque la porosidad total muestre valores



altos de porosidad, las arcillas poseen agua ligada por lo que el modelo obtenido es congruente con la litología presente.

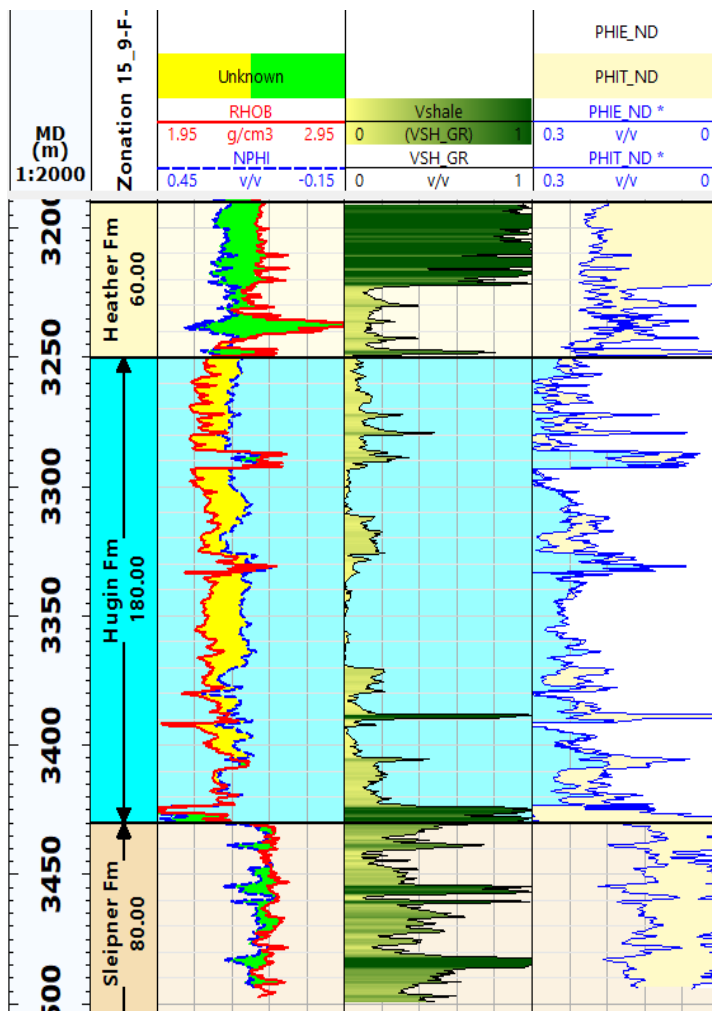


Figura 40. Modelo de porosidad y porosidad efectiva obtenida con NPHI y RHOB. Pozo F-4.

3.1.7. Modelo de saturación

Se obtuvo la saturación de agua considerando la porosidad efectiva obtenida anteriormente, volumen de arcilla y la resistividad del agua de formación. El método utilizado es de Doble agua ya que es un método recomendado en zonas con arenas con intercalaciones de arcillas o arcillas dispersas, y Hugin Fm precisamente está rodeado de zonas arcillosas.

La saturación de agua total es la suma del agua libre y el agua ligada en la formación, y esta expresada de la siguiente forma:

$$S_{WT} = \sqrt{\frac{R_0}{R_t}} \quad \text{con } a = 1, m = 1.75, n = 1.7, \quad (\text{Ec.7.1})$$

Donde:

$$R_0 = \frac{R_{WF}R_{WB}}{\phi_T^2 [R_{WB} + S_{WB}(R_{WF} - R_{WB})]} \quad (\text{Ec.7.2})$$

Sustituyendo:

$$R_{WF} = R_t \phi_T^2 = 5.1 * 0.09^2 = \mathbf{0.041 \text{ ohm.m}} \quad (\text{a los 3287 m; zona limpia})$$

$$R_{WB} = R_t \phi_T^2 = 1.46 * 0.21^2 = \mathbf{0.064 \text{ ohm.m}} \quad (\text{a los 3197 m; zona arcillosa})$$

Tomando $S_{WB} = VSH = 0.87$ (a los 3197 m; zona arcillosa), se tiene que:

$$R_0 = \frac{0.041 * 0.064}{0.21^2 [0.064 + 0.87(0.041 - 0.064)]} = \frac{0.002624}{0.001939} = \mathbf{1.35 \text{ ohm.m}}$$

Entonces tomando $R_t = 1.46$;

$$S_{WT} = \sqrt{\frac{1.35}{1.46}} = \sqrt{0.9246} = \mathbf{0.9615 \%}$$

Recordando que $S_{WF} + S_{WB} = S_{WT}$, entonces:

$$S_{WF} = 0.96 - 0.87 = \mathbf{0.9 \%}$$

Esto quiere decir que solo 9% de la saturación de agua, es agua libre, lo cual tiene sentido ya que el punto de referencia (3197 m.) es una zona arcillosa, y la mayor parte del agua es ligada y no se puede mover.

Los parámetros siguientes son los propuestos en el software para realizar el modelo de saturación, quedando de la siguiente manera:



Tabla 9. Parámetros usados en el modelo de saturación.

a	1
m	1.75
n	1.7
Resistividad lutita	2.5 ohm.m
Porosidad total lutita	0.35 %

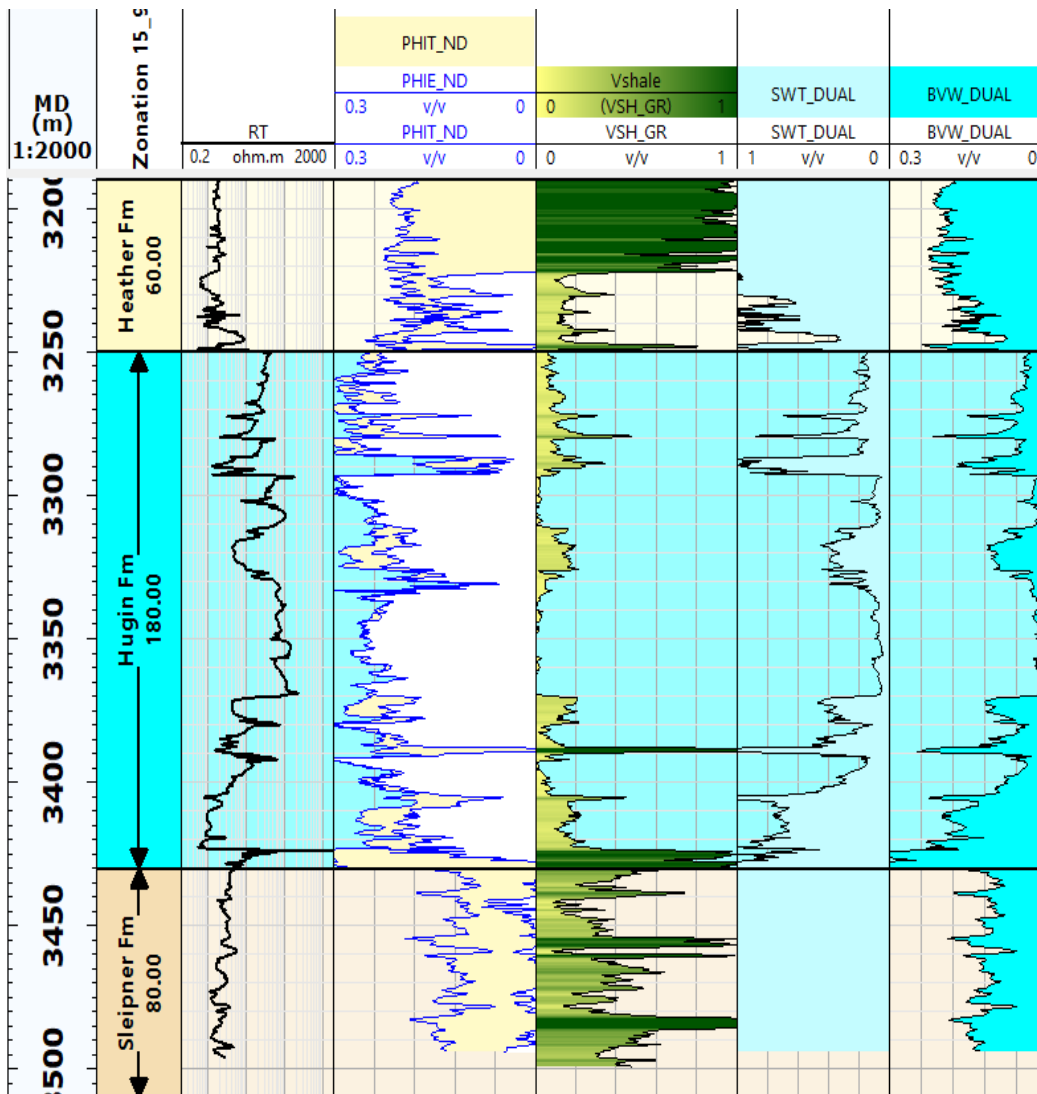


Figura 41. Modelo de saturación obtenido con el método de Doble agua. Pozo F-4

Se puede observar (figura 41) que Hugin Fm que tiene baja saturación de agua (SWT_DUAL), por lo que la probabilidad de que existan otros fluidos presentes es más alta.



3.1.8. Modelo de permeabilidad

De acuerdo con la documentación consultada se calculó la permeabilidad a partir del modelo de Wyllie-Rose, usando la porosidad efectiva como referencia. La ecuación a continuación representa al modelo usado. (Lara, 2019)

$$PERM = K_w * \frac{\Phi_e^d}{S_{wirr}^e} \quad (\text{Ec. 8})$$

donde:

Φ_e = Porosidad efectiva calculada

S_{wirr} = La saturación de agua irreducible, con valor predeterminado de 0.2

Además, se usaron los coeficientes de Timur:

$d = 4.4$

$e = 2$

$K_w = 3400$ para aceite

$K_w = 340$ para gas

En este caso se utilizó K_w para aceite.

3.1.9 Diámetro de poros

El diámetro de garganta poral de la formación se obtuvo con el método Winland R35, el cual, se basa en la relación entre la porosidad, la permeabilidad y el radio de la garganta y, por lo general, es fiable en rocas que tienen porosidad intergranular (como las areniscas) en las que la geometría de los poros y de la garganta de los poros está estrechamente relacionada con la textura de la roca. (Esteva Hoyo, 2010)

La siguiente expresión muestra la relación entre la permeabilidad y porosidad que considera el método.



$$\log R_{35} = 0.732 + 0.588 \log K - 0.864 \log \phi$$

donde

K = permeabilidad

ϕ = Porosidad

Como resultado, se muestra en la figura 42, el tamaño de poros de la roca en unidades de micrómetros, con base a los valores de permeabilidad y porosidad efectiva de la formación.

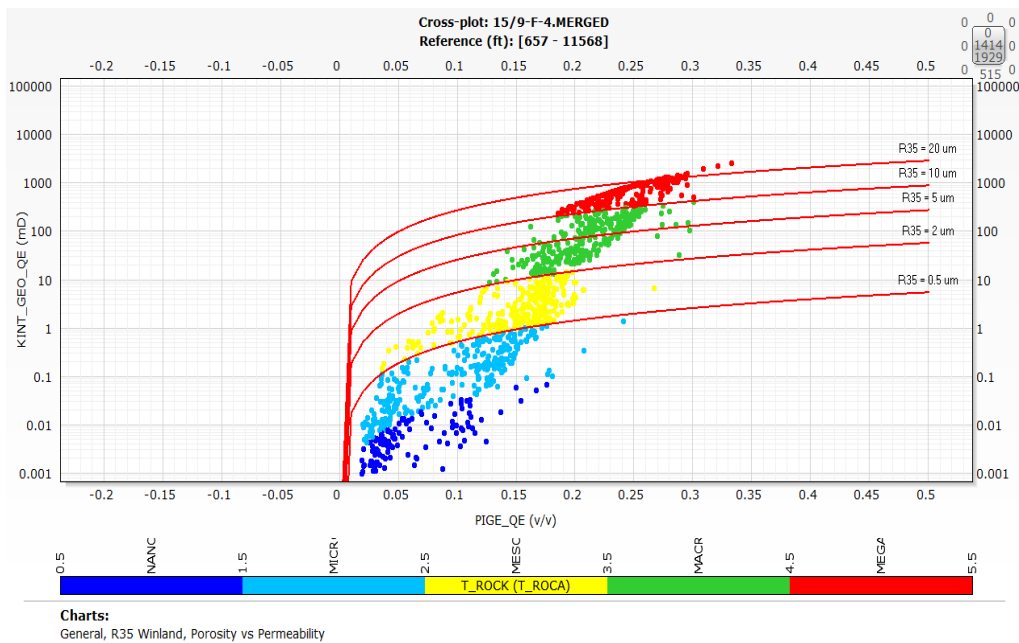


Figura 42. Tamaño de poros presentes en la formación, lo que muestra que tamaño de grano abunda más.

En este caso, se puede observar que existen diámetros entre los 0.5 a los 20 μ m. Los poros con magnitudes mayores a los 10 μ m tienen una permeabilidad entre los 200 y 1000 mD, lo cual indica muy buena permeabilidad. también, conocer el tamaño de grano permite relacionarlo con la litología obtenida en el modelo y poder corroborar mejor sus resultados.

3.1.10. Valores de corte



Los valores de corte son los rangos de valores que el modelo tendrá en consideración para identificar las con presencia de hidrocarburos o zonas de paga. Estos valores se toman en cuenta con base a los modelos de volumen de arcilla, porosidad y saturación y a la deflexión de las líneas de sensibilidad de cada parámetro, es decir, cuando tienen un cambio considerable en su comportamiento, como se muestra en la figura 43.

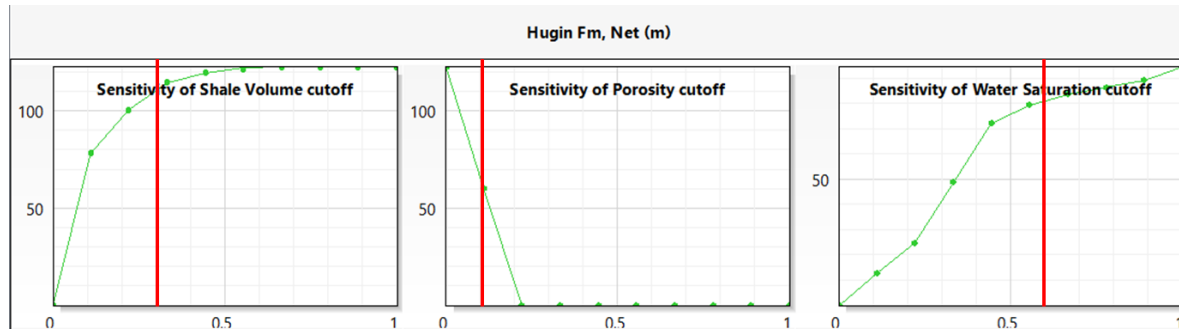


Figura 43. Valores de corte con base a la deflexión de las líneas de sensibilidad.

En el caso de la porosidad, el valor de corte que se obtiene es de 0.1, el cual representa el límite inferior, y se propuso un valor de corte superior en 0.5, ya que este rango de valores es ideal para acumular una cantidad de fluidos importantes. La siguiente tabla (10) muestra los valores propuestos para todos los modelos del campo.

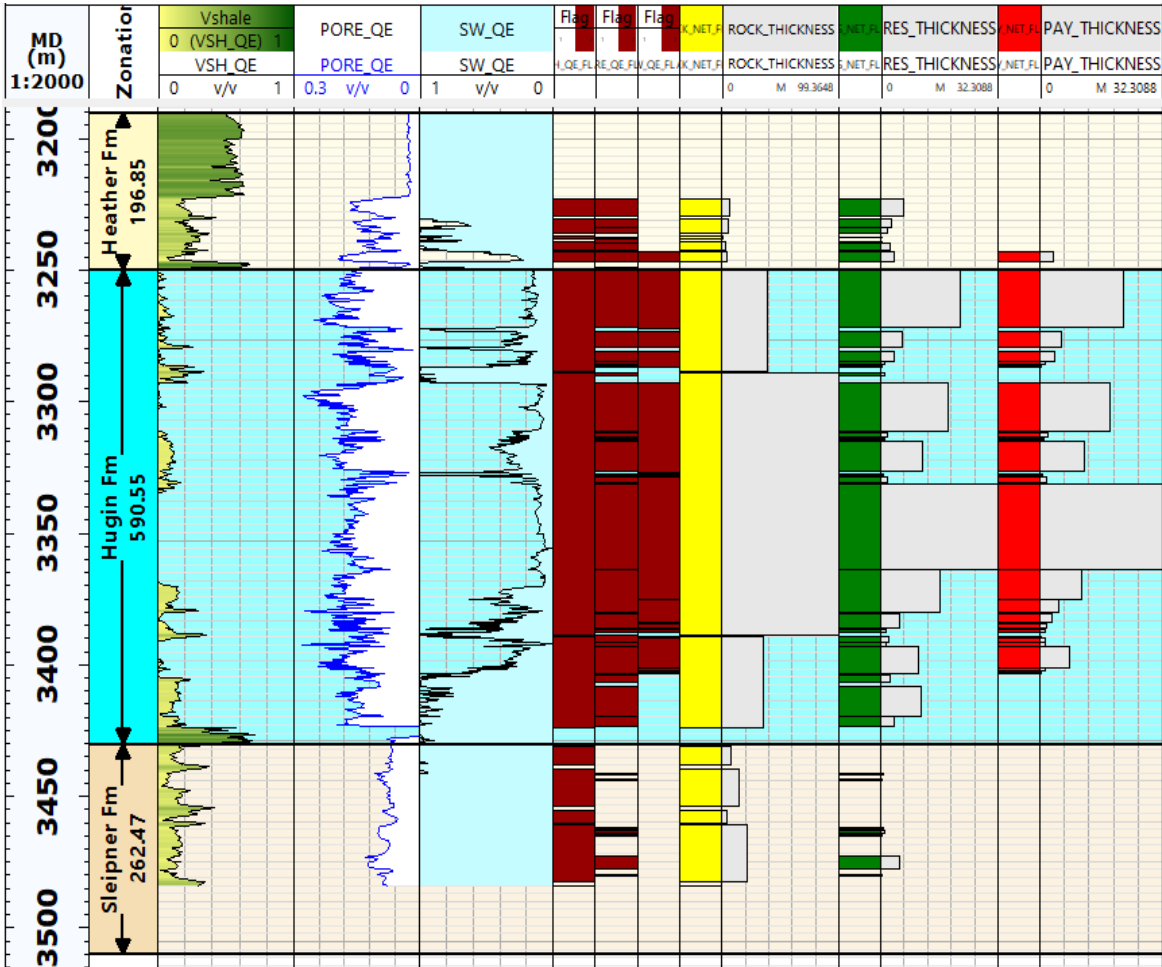
Tabla 10. Valores de corte usados para definir zona de paga. Pozo 15/9-F-4

0	$\leq V_{Sh} <$	0.3
0.1	$\leq \emptyset <$	0.5
0	$\leq S_w <$	0.6

El resultado se puede observar en la figura 44, donde se puede apreciar que la zona de paga con mayor espesor en el pozo 15/9-F-4 se encuentra en Hugin Fm, con un espesor bruto de 99.3 m. y un espesor neto de 32.3 m. aproximadamente. Como se puede observar, los carriles tres, cuatro y cinco, corresponden a los modelos petrofísicos V_{Sh} , \emptyset y S_w en cada formación del pozo. El carril amarillo (rock_thickness), muestra el espesor de roca que sí cumple con el valor de corte



para el volumen de arcilla, es decir, los espesores donde la roca tiene un volumen de arcilla menor a 0.3 o 30%. Por otro lado, el carril verde (res_thickness) toma en cuenta los valores de corte del V_{sh} y de la ϕ , por lo que sus espesores indicaran las zonas donde la roca cumpla con el volumen de arcilla y porosidad propuestos, por lo que sus espesores se van reduciendo ya que hay menos zonas de la formación que ya cumplan ambas condiciones. Por último, el carril rojo (pay_thickness), toma en consideración los tres valores de corte, resaltando solo las zonas con las condiciones petrofísicas más prometedoras, con bajo contenido de arcilla, buena porosidad y poca saturación de agua, lo que aumentaría la probabilidad de tener hidrocarburos.



El modelo probabilístico es una representación matemática deducida de un conjunto de datos con el propósito de estudiar los resultados de un experimento aleatorio y predecir su comportamiento a futuro. En este caso; muestra la probabilidad en que podrían presentarse propiedades de interés, como: volumen de arcilla, saturación de agua, porosidad efectiva, permeabilidad, tipo de roca y contenido mineralógico (figura 45), con la finalidad de poder inferir zonas con presencia de hidrocarburos.

En el modelo probabilístico se obtiene al correlacionar los modelos obtenidos anteriormente con la información geológica de los pozos y contenido mineralógico que abunda en cada litología. Con relación a la litología documentada, se propusieron los minerales predominantes en formación, los cuales son: Cuarzo, Calcita, Carbón y Arcilla en general.

Los registros obtenidos en el modelo probabilístico se muestran en la figura 50, en los carriles enumerados del 1 al 5, donde se muestra:

1. Porosidad efectiva y contenido volumétrico de agua
2. Saturación de agua y presencia de hidrocarburo
3. Contenido mineralógico
4. Permeabilidad
5. Tipo de roca

Se puede observar, que con base a la geología descrita en las unidades litoestratigráficas o formaciones, el modelo obtenido tiene coherencia, relacionando las propiedades petrofísicas con la litología correspondiente. En este ejemplo no se incluyeron pruebas de núcleo ya que no están disponibles para este pozo.



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5

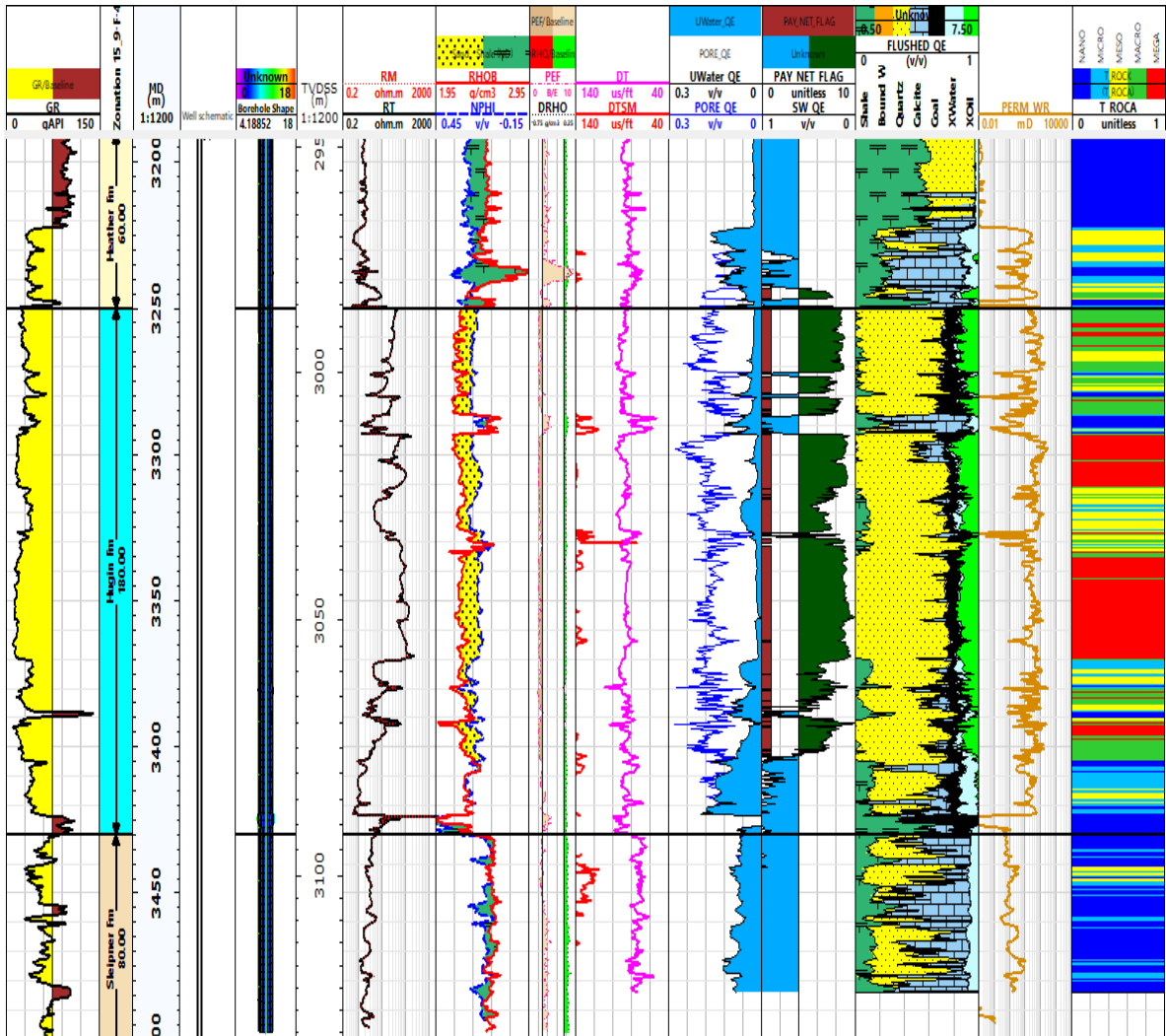


Figura 45. Modelo probabilístico del pozo F-4.

De esta manera, se realizó la evaluación petrofísica de cada pozo, en las respectivas formaciones.

CAPITULO IV. RESULTADOS



Analizando los modelos obtenidos, se puede decir que todos los pozos presentan hidrocarburos en la formación de interés, Hugin Fm, sin embargo, los espesores de cada pozo son distintos. A continuación, se desarrolla de manera detallada los resultados obtenidos.

Pozo 15/9-F-4

Profundidad: 3510 m

Coordenadas: Lon: 01°53'14.92'' Lat: 58°26'29.72''

El pozo 15/9-F-4 fue usado como inyector de agua en el campo Volve, con el propósito de drenar la zona este de la Formación Hugin. Sin embargo, presenta características favorables para la presencia de hidrocarburos. Dentro de los registros que se obtuvieron están:

- Registro de Rayos Gamma (GR)
- Registro de Neutrón (NPHI)
- Registro de Densidad (RHOB)
- Registro de Resistividad somera y profunda (RS y RD)
- Registro Sonico compresional y de corte (DT y DTSM)
- Registro de Factor fotoeléctrico (PEF)
- Caliper (CAL)

En los registros básicos del pozo 15/9-F-4 (figura 46) se puede observar que Hugin Fm tiene bajos índices de rayos gamma (GR), los valores de densidad (RHOB) bajan y la resistividad (RD) aumenta por tramos, dando indicios de presencia de hidrocarburos.



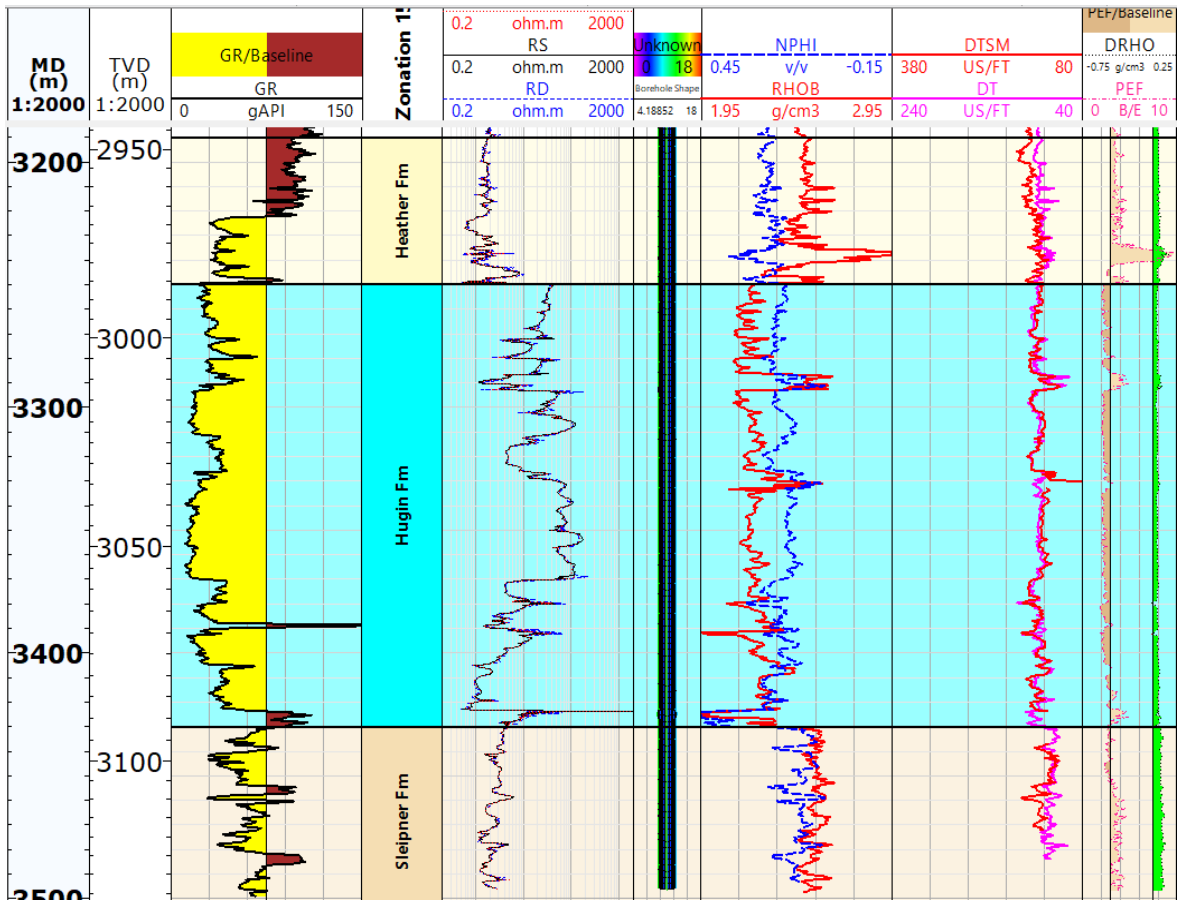


Figura 46. Registros básicos del pozo 15/9-F-4

Los gráficos cruzados o crossplot que se obtuvieron por zona en cada pozo, muestran la relación entre el registro de porosidad de neutrón (NPHI) y el registro de densidad (RHOB), además, la escala de colores representa el valor del registro de rayos gamma (GR) y el tamaño de cada punto es proporcional al valor de la resistividad, es decir, a mayor resistividad, mayor tamaño del punto en el cross plot.

La figura 47 muestra el cross plot NPHI vs RHOB en Heather Fm, donde porosidades de neutrón que van entre 20 y 30 % y densidades enfocadas principalmente entre 2.4 a 2.5 g/cm³, aunque también se logran apreciar pocos valores superiores a los 2.6 g/cm³. La información de rayos gamma indica presencia de arcilla debido a que algunos valores superan los 100 °API. De acuerdo con la geología, Heather Fm está constituida por arcilla limosas con finas vetas de caliza, y dado que el crossplot muestra un cumulo con tonos verdes (valores altos de rayos gamma) que pueden relacionarse con arcillas compactadas, mientras que algunos

valores en tono azul (baja lectura de rayos gamma) se concentran muy cerca de la tendencia de la caliza, por lo que se puede inferir su presencia en la formación.

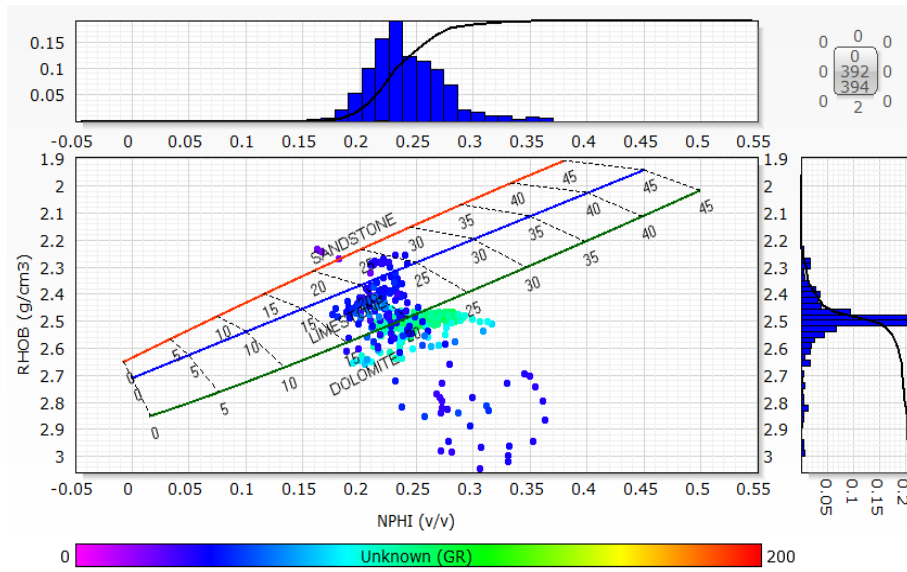


Figura 47. Cross plot NPHI vs RHOB de Heather Fm.

En el caso de Sleipner Fm (figura 48) la densidad que presenta es ligeramente mayor, enfocándose entre 2.5 y 2.6 g/cm³; porosidades entre 10 y 20 % y rayos gamma que llegan hasta los 100 °API. La litología está basada en una mezcla de arenas compactas y arcillas limosas, lo que explica el aumento de densidad y disminución de la porosidad de neutrón, así como los valores medios-altos de rayos gamma.

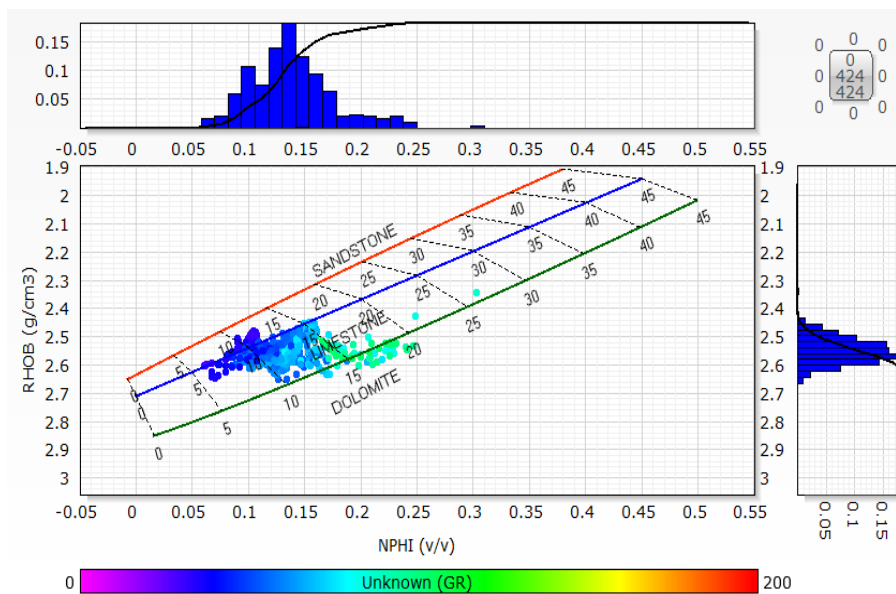


Figura 48. Cross plot NPHI vs RHOB de Sleipner Fm.



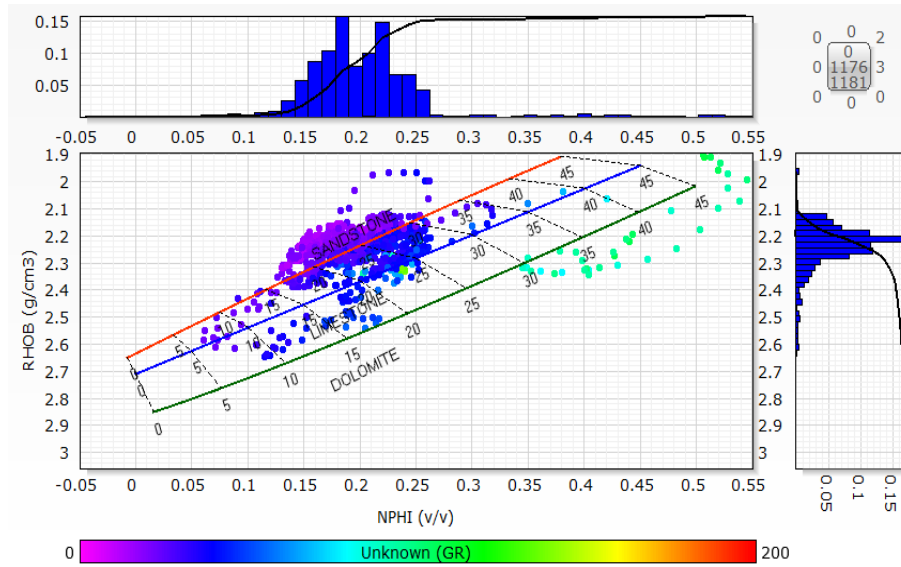


Figura 49. Cross plot NPHI vs RHOB de Hugin Fm.

En la zona de interés, que es Hugin Fm (figura 49), se muestra mayor presencia de arenas, con densidades que van entre los 2.2 a los 2.5 g/cm³; porosidades entre el 13 y 25 % y valores de rayos gamma bajos en su gran mayoría, lo cual va acorde a la litología presentada en la bibliografía.

A continuación, se muestra el modelo volumen de arcilla (VSH_GR), porosidad total y efectiva (PHIT y PHIE), saturación de agua (SWT_DUAL) y permeabilidad (PERM_WR) que se obtuvo del pozo (figura 50). Se puede notar que:

- Hugin Fm presenta condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburo, debido a que cuenta con buena porosidad efectiva (> 20%) y buena permeabilidad casi en su mayoría, con arcillas menores al 15 % y saturación de agua menor al 20 % en la mayor parte de los 3250 m a los 3400 m aproximadamente.
- La parte superior de Heather Fm y Sleipner Fm, presentan más contenido de arcillas lo que reduce la porosidad efectiva y aumenta la saturación de agua en ambas zonas, por lo que sus condiciones permiten acumular agua y/o funcionar como sellos.

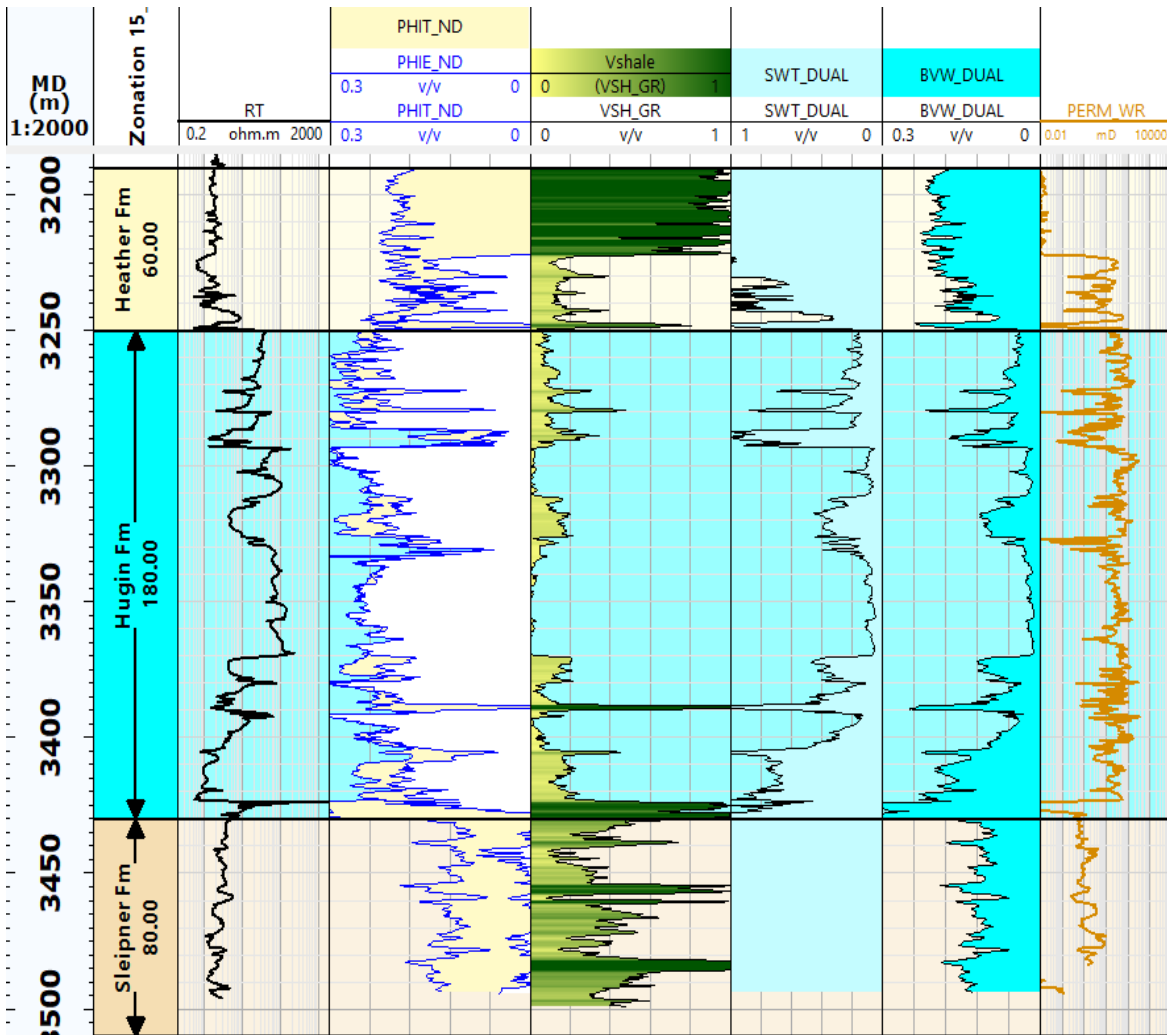


Figura 50. Volumen de arcilla, porosidad total y efectiva, saturación de agua y permeabilidad del pozo 15/9-F-4.

Los tipos de roca obtenidos con base al modelo de Winland son los siguientes:

- **Nano:** Menor a $0.5 \mu\text{m}$.
- **Micro:** Entre 0.5 y $2 \mu\text{m}$
- **Meso:** Entre 2 y $5 \mu\text{m}$
- **Macro:** Entre 5 y $10 \mu\text{m}$
- **Mega:** Entre 10 y $20 \mu\text{m}$

Se puede observar (figura 51) que existen poros que superan los $2 \mu\text{m}$, representando mayor permeabilidad y conforme disminuye el diámetro del poro, disminuye también su permeabilidad.

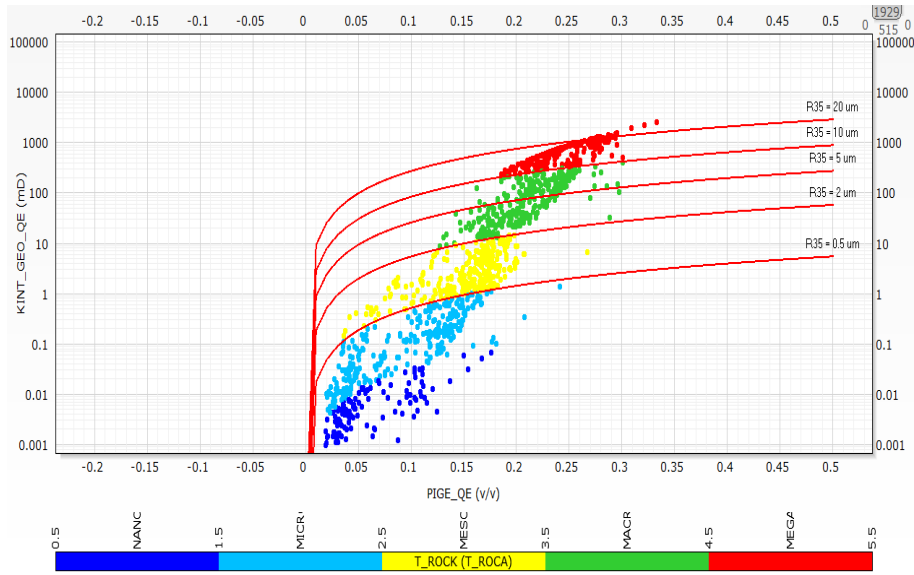


Figura 51. Diámetro de garganta poral. Pozo 15/9-F-4

Este pozo tiene poros que superan los $10 \mu\text{m}$ de diámetro, lo que indica buena permeabilidad, lo que favorece al movimiento de los fluidos.

El modelo probabilístico de este pozo se muestra en la figura 52, del cual se pueden hacer las siguientes observaciones.

- Heather Fm tiene alto contenido de agua ($>80\%$), porosidad efectiva media (entre 6 y 18%), mayor contenido de arcillas, seguidas de arenas (cuarzo) y por último carbonatos; la permeabilidad va de baja en poros tipo Nano, y alta en poros tipo Meso.
- Hugin Fm tiene bajo saturación de agua promedio ($<20\%$), porosidad efectiva alta ($>18\%$), mayor contenido de arenas, seguido de arcillas y carbón, y muy pocos carbonatos, por lo que la permeabilidad promedio es alta, dando como resultado tamaño de poros del tipo Mega, Macro y Meso, permitiendo la acumulación de hidrocarburos.
- Sleipner Fm tiene saturación de agua alta ($>90\%$), porosidad efectiva baja ($<6\%$), tiene mayor presencia de carbonatos, seguido de arenas y arcillas, la permeabilidad es media con poros tipo Nano principalmente y Micro.

Las zonas con mayor diametro poral estan a los 3300 m y los 3350 aproximadamente.



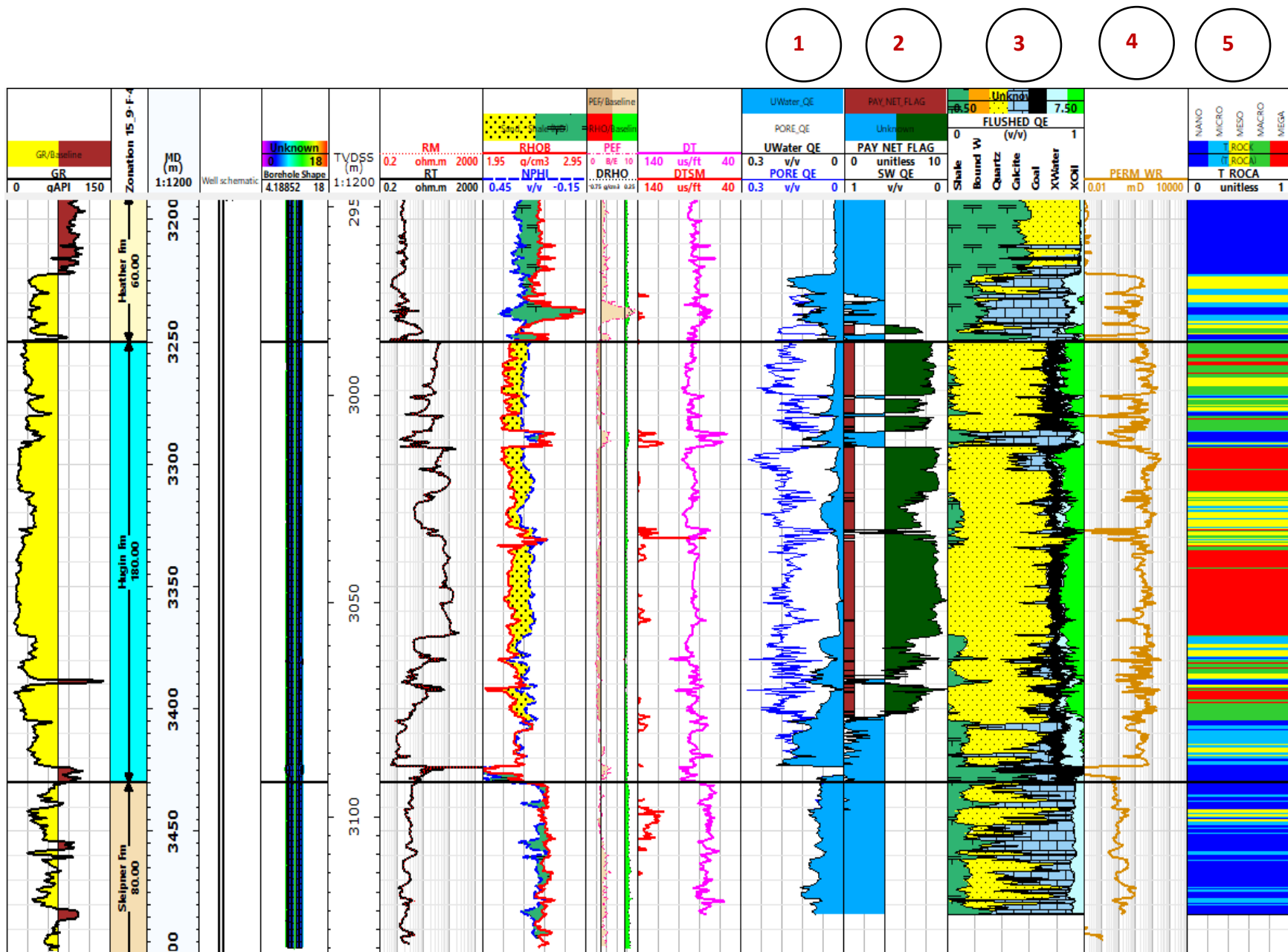


Figura 52. Modelo probabilístico del pozo 15/9-F-4



Con base a los modelos obtenidos y considerando los valores de corte antes mencionados, se encontraron las siguientes zonas de paga (figura 53).

- Se encontraron dos zonas de pagas principalmente a los 3250 m, 3300 y a los 3350 m. de profundidad ubicadas en Hugin Fm.
- Las zonas principales tiene un espesor de 32 m, 21 m, y 18 m.
- En la parte superior de Hugin Fm se encontraron pequeñas zonas de paga, aunque estas no superan los 5 m. de espesor.
- Por otro lado, en la parte inferior y central de Hugin Fm se muestran espesores también pequeños entre los 11 y 7 m.

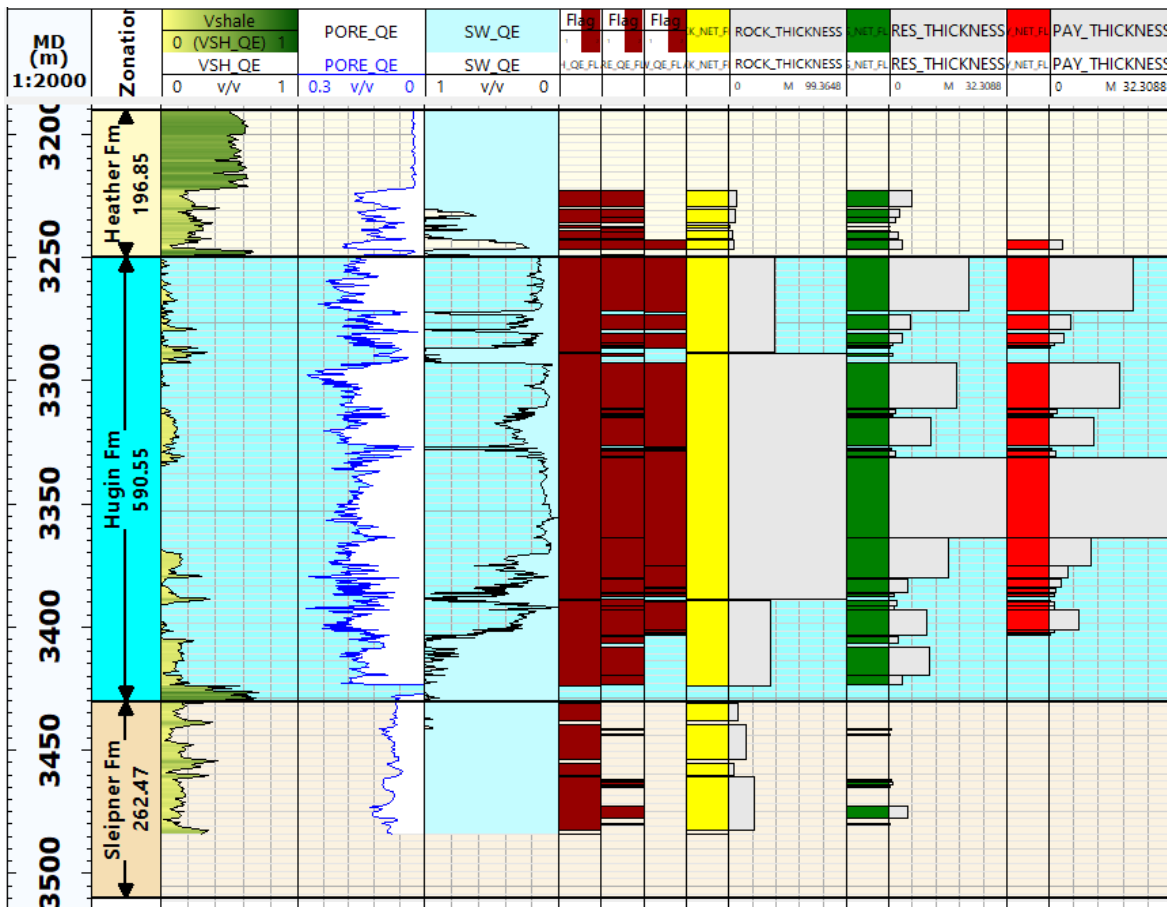


Figura 53. Zonas de paga. Pozo 15/9-F-4

Como resultado tenemos la siguiente tabla (tabla 8), la cual muestra los espesores brutos (Gross), espesores netos (Net), porcentaje de espesor neto (Net to Gross), y



los valores promedio de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua en cada formación. Los espesores netos por formación son los siguientes:

- 1. Hugin Fm: 119.3 m.**
- 2. Heather Fm: 7.07 m**
- 3. Sleipner Fm: 0 m**

Tabla 11. Espesores obtenidos del pozo 15/9-F-4

Well	Zones	FlagName	Top	Bottom	Reference unit	Gross	Net	Net to Gross	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
15/9-F-4	Heather Fm	PAY	3190	3249.7	m	59.9	7.07	0.118	0.17	0.162	0.446
15/9-F-4	Hugin Fm	PAY	3250	3429.9	m	179.9	119.3	0.663	0.045	0.161	0.2
15/9-F-4	Sleipner Fm	PAY	3429.9	3510	m	0	0	0	-	-	-

Como se puede ver en la tabla, Hugin Fm tiene un espesor neto de 119.3 m. que cumple con los valores de corte, y en general muestra un promedio de 4 % de volumen de arcilla, 16 % de porosidad, y una saturación del 20 %, las cuales son condiciones que favorecen a la acumulación de hidrocarburo.

Pozo 15/9-19-SR

Profundidad total: 4641 m

Coordenadas: Lon: 01°55'46,25" Lat: 58°26'13,77"

Dentro de los registros que se obtuvieron en el pozo y que tienen relevancia para la investigación están:

- Registro de Rayos Gamma (GR)
- Registro de Neutrón (NPHI)
- Registro de Densidad (RHOB)
- Registro de Resistividad media y total (RM y RT)
- Registro Sónico compresional (DT)
- Tamaño de barrena (BS)
- Caliper (CAL)



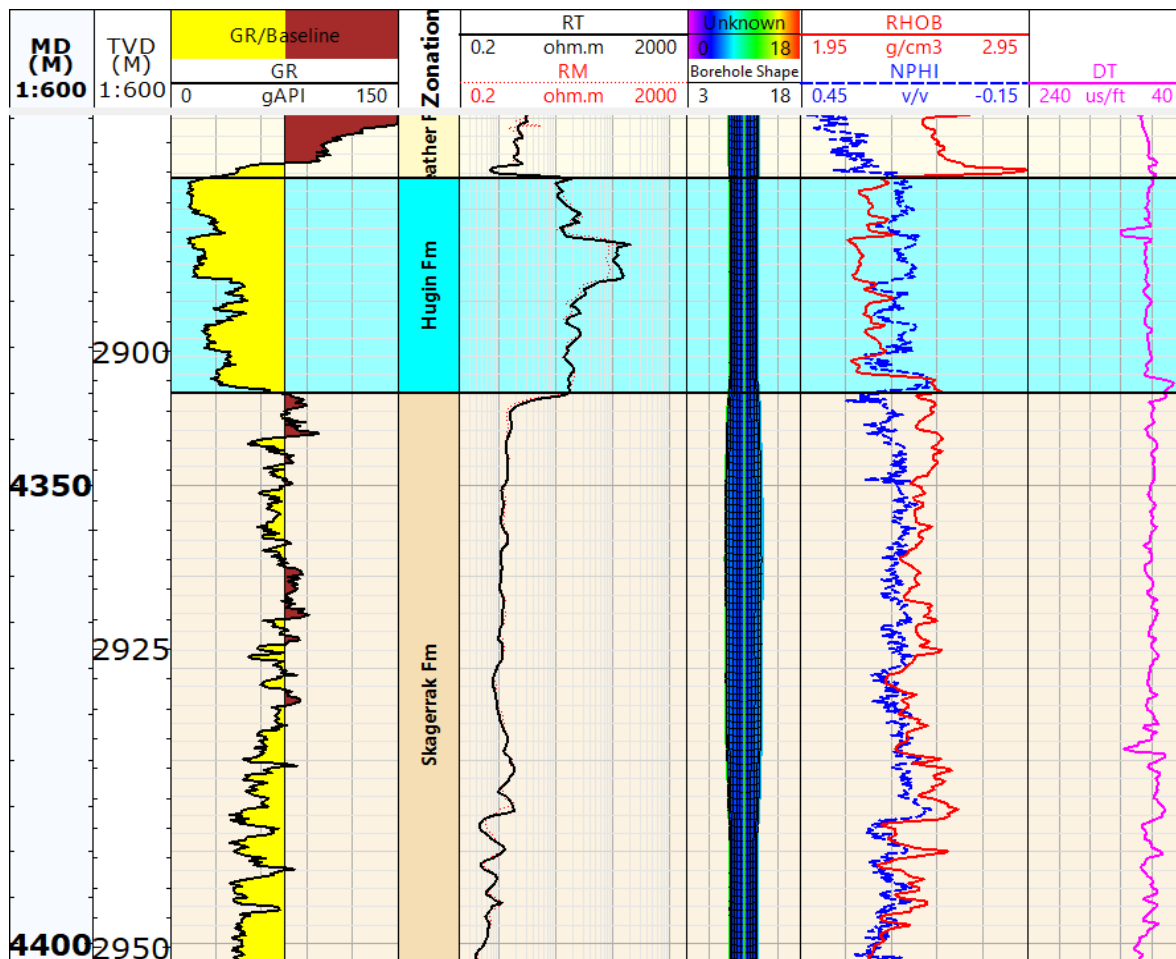


Figura 54. Registros básicos del pozo 15/9-19-SR

Los registros básicos (figura 54) indican que Hugin Fm tiene bajos índices de rayos gamma (GR), resistividades altas (RD), y densidades (RHOB) que pasan al lado izquierdo de la línea de porosidad de neutrón (NPHI), lo cual indica una posible existencia de hidrocarburo. Los niveles de rayos gamma incrementan ligeramente debajo de Hugin y la resistividad baja, mientras que por encima de Hugin la presencia de arcillas es mayor que el resto.

Analizando los cross plot de densidad (RHOB) y porosidad de neutrón (NPHI) de este pozo, se muestra los siguientes resultados.

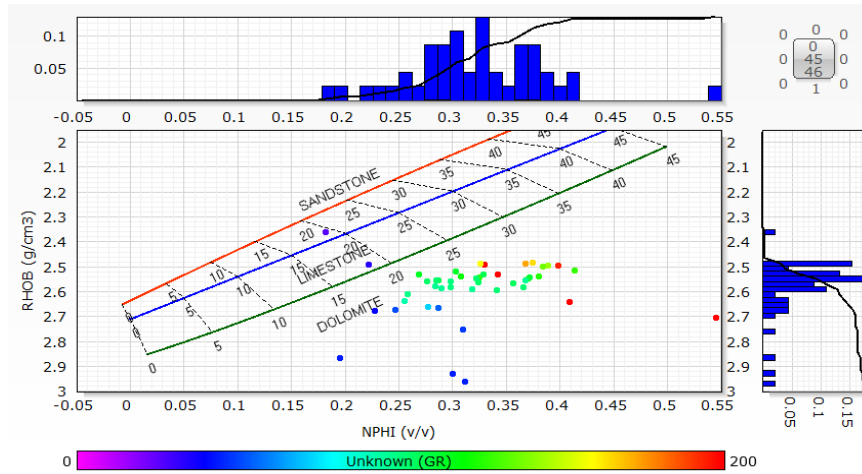


Figura 55. Cross plot NPHI vs RHOB, Heather Fm.

En este pozo se tiene poca información de Heather Fm. Los pocos datos obtenidos (figura 55) muestran valores de rayos gamma altos, porosidades mayores al 25% y densidades entre 2.5 y 2.6 g/cm³, lo que podría inferir arcillas compactadas, sabiendo que la formación está formada por arcillas limosas duras.

Skagerrak Fm (figura 56) presenta una tendencia definida en la línea de las calizas, con un rango de porosidad entre el 10 y 30 %, densidades que van entre los 2.3 y 2.6 g/cm³ y valores de rayos gamma entre los 40 y 90 °API. La formación consta de conglomerados, arenas, arcillas y carbonatos de acuerdo con la geología consultada, aunque la tendencia sigue la línea de caliza, los valores de porosidad y densidad varía tanto que puede tener presencia cualquier litología antes mencionada.

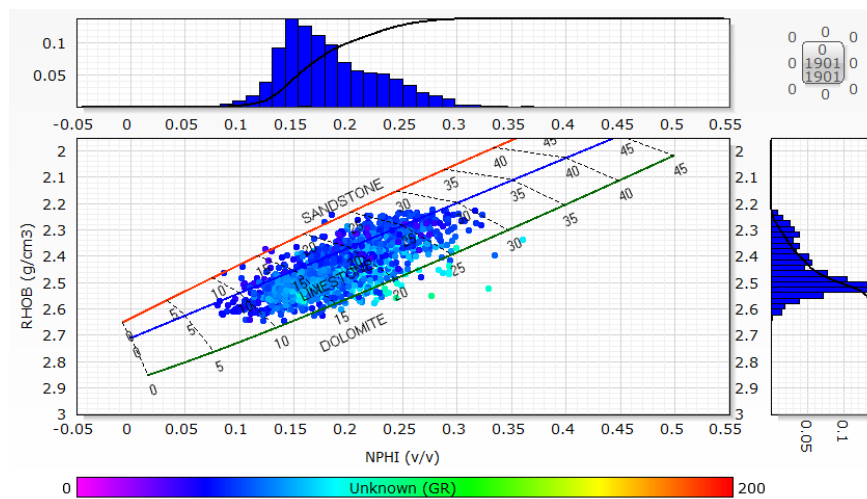


Figura 56. Cross plot NPHI vs RHOB, Skagerrak Fm.



Hugin Fm presenta distribución en la línea de las arenas dentro del cross plot (figura 57), con densidades entre 2.2 y 2.4 g/cm³, porosidades que van del 15 al 24% y rayos gamma bajos. Estos valores bajos de rayos gamma descartan la presencia de arcillas, y de acuerdo con la zona, existen arenas bioturbadas, lo que podría dar sentido a que la densidad sea ligeramente baja.

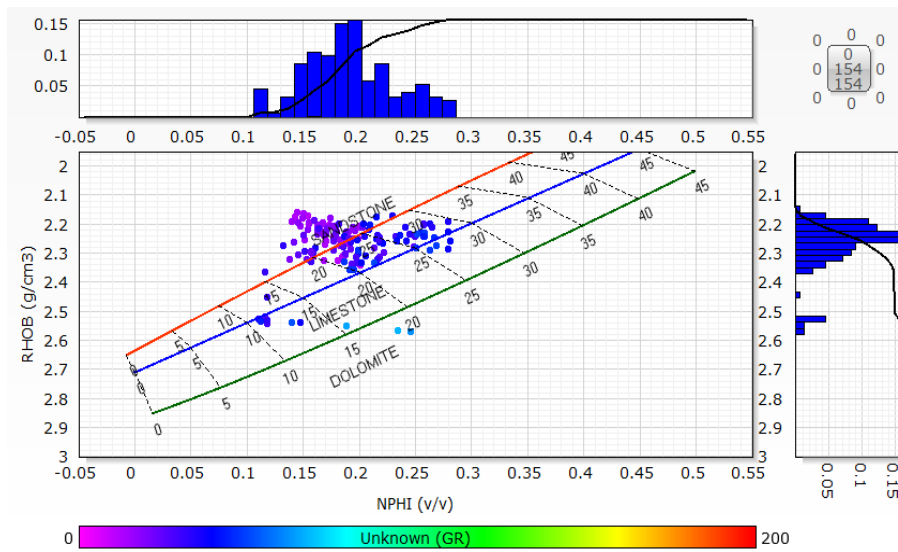


Figura 57. Cross plot NPHI vs RHOB, Hugin Fm.

Los modelos de porosidad y permeabilidad de este pozo fueron calibrados con algunos datos obtenidos de pruebas de núcleo disponibles, las cuales, indican valores de porosidad y de permeabilidad y son de ayuda para corroborar la precisión de los modelos obtenidos, como se muestran en la figura 58.

- Hugin Fm tiene porosidades buenas (>20%), volumen de arcilla menor al 20%, y saturación de agua menor al 20%. La permeabilidad y la porosidad obtenida en los modelos son muy parecidas a las obtenidas en las muestras de núcleo (CORE POROSITY y CORE PERMEABILITY), como se pueden ver en sus respectivos carriles. Estos valores son buenos para que exista el hidrocarburo, ya que se tiene poca arcilla y poca agua en zonas con buena porosidad, lo que permite que el hidrocarburo se pueda acumular y mover.

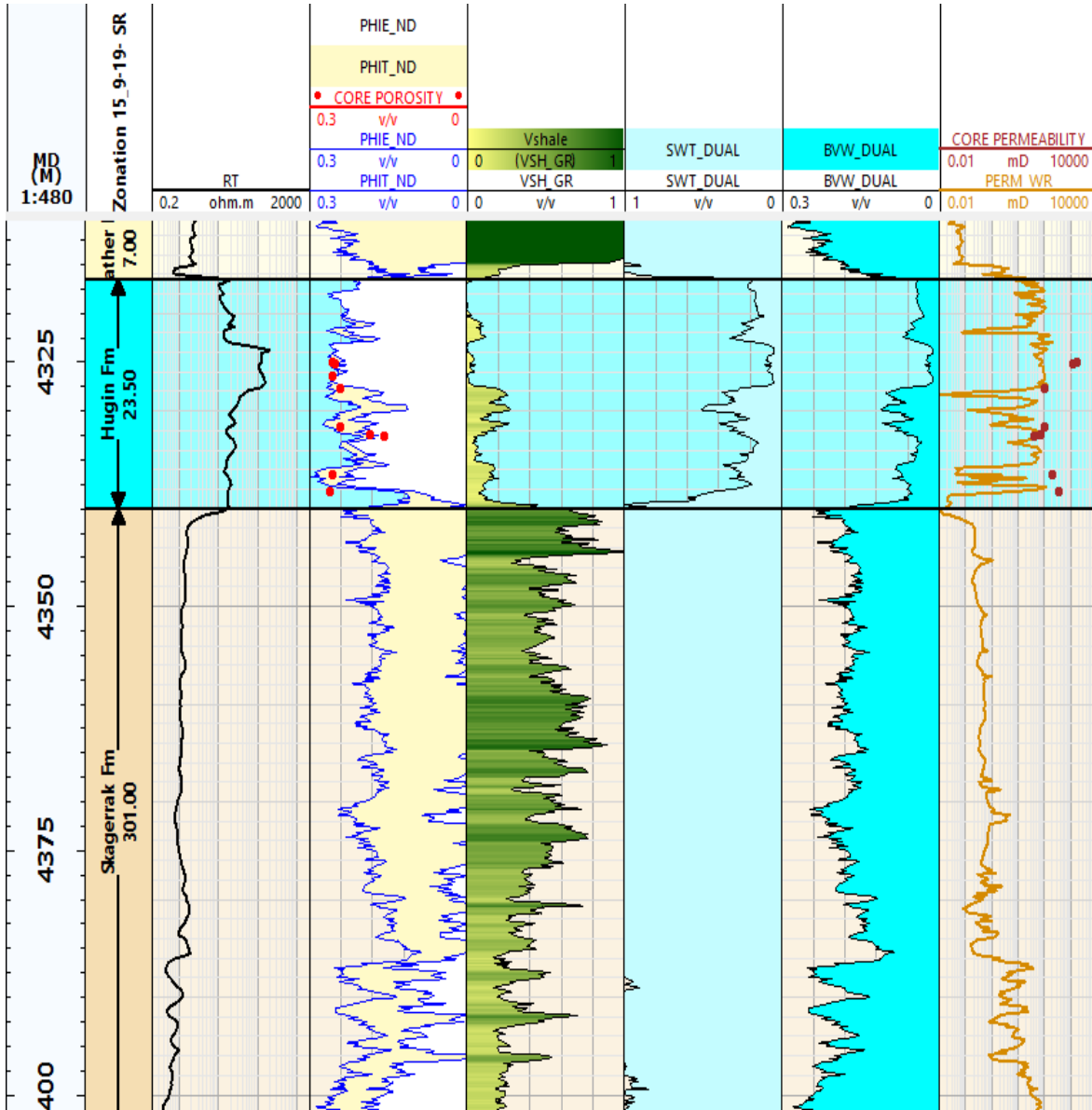


Figura 58. Modelos de volumen de arcilla, porosidad total y efectiva, saturación y permeabilidad, apoyado con las muestras de núcleo obtenidas de Hugin Fm.

- Heather Fm tiene mayor cantidad de arcillas (>60%), y saturación de agua mayor al 70 %.
- Skagerrak Fm tiene entre el 20 y 40 % de arcillas, y una saturación de agua mayor al 80%.

En el cálculo de diámetro poral (figura 59) se muestran en su mayoría se encuentran poros pequeños ($<0.5 \mu\text{m}$), referentes a las arcillas contenidas en Heather Fm y Skagerrak Fm principalmente.

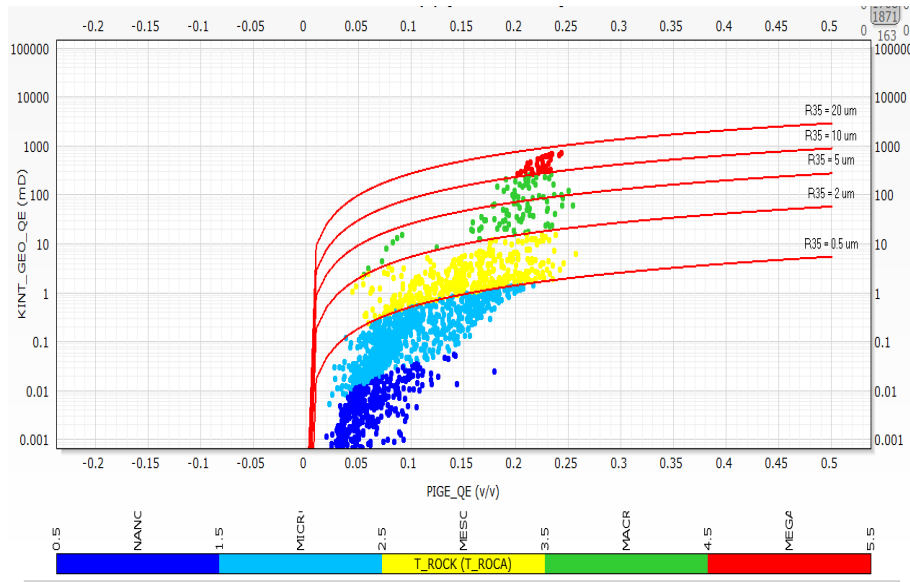


Figura 59. Diámetro de garganta poral. Pozo 15/9-19-SR

Aunque existen poros con diámetro mayor a los $2 \mu\text{m}$, estos son pocos y corresponden a las zonas con mayor permeabilidad en Hugin Fm. La figura 60 muestra el modelo probabilístico de este pozo, del cual, se pueden notar las siguientes consideraciones:

- Heather Fm tiene porosidad efectiva baja ($<5\%$), saturación de agua del 100%. En cuanto contenido mineralógico abundan las arcillas y carbonatos, por lo que sus poros son del tipo Nano, lo que resulta en baja permeabilidad.
- Hugin Fm tiene en promedio buena porosidad ($>15\%$), una saturación de agua menor al 20 %. Abundan principalmente arenas, con poco contenido de carbonatos, arcillas y carbón. Se muestran poros impregnados de hidrocarburo, principalmente donde los poros son del tipo Meso, Macro y Mega, dando como resultado también una buena permeabilidad.

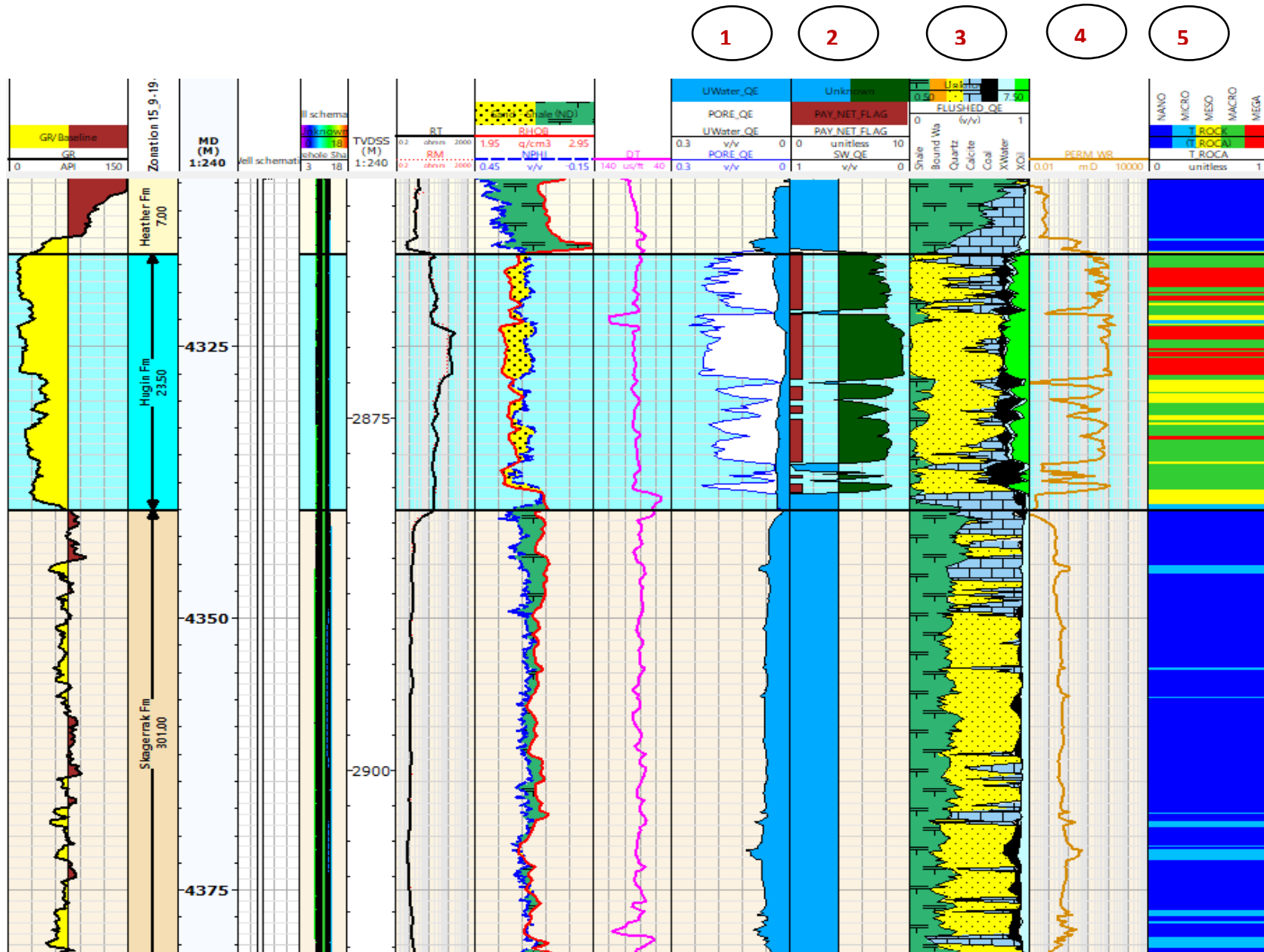


Figura 60. Modelo probabilístico del pozo 15/9-19-SR



- Skagerrak Fm presenta una porosidad muy baja y una saturación de agua muy alta, aunque se presenta en su mayoría arenas y arcillas, se encuentran saturadas por agua. La permeabilidad es baja ya que el tipo de poro es Nano en su mayor parte.

Estas características dan lugar a 3 zonas de paga principalmente, como se muestra a continuación (fig.61).

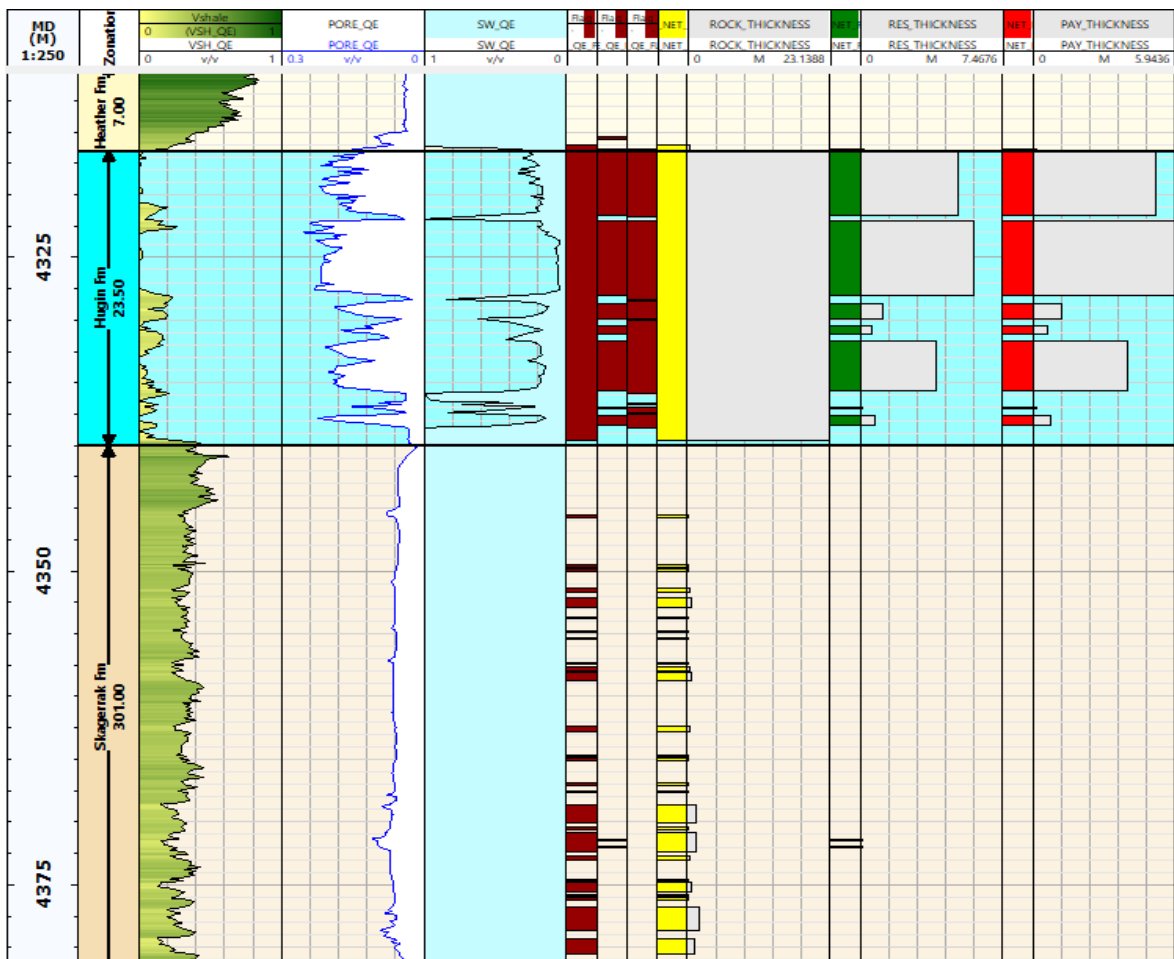


Figura 61. Zonas de paga del pozo 15/9-19-SR

- La primera zona está a los 4320 m de profundidad, y tiene un espesor de 5 m. aproximadamente.
- La zona con mayor espesor de este pozo está a los 4325 m, y cuenta con 5.9 m de espesor

- La zona más pequeña tiene un grosor de casi 3.1 m, y está a una profundidad de 4337 m.

A continuación, se enlistan los espesores netos por formación, mientras que la tabla 6 muestra espesores por zonas, profundidad y un promedio de las propiedades petrofísicas en cada una de ellas.

Espesores netos:

1. **Hugin Fm: 13.6 m.**
2. **Heather Fm: 0.13 m.**
3. **Skagerrak Fm: 0 m.**

Tabla 12. Espesores obtenidos del pozo 15/9-19-SR

Well	Zones	FlagName	Top	Bottom	Reference unit	Gross	Net	Net to Gross	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
15/9-19-SR	Heather Fm	PAY	2858.074	2863.442	M	5.368	0.137	0.026	0.185	0.133	0.433
15/9-19-SR	Hugin Fm	PAY	2863.442	2881.511	M	18.069	13.685	0.757	0.051	0.18	0.158
15/9-19-SR	Skagerrak Fm	PAY	2881.51	3106.4	M	224.889	0	0	-	-	-

A diferencia del pozo anterior que tuvo 119 m. de espesor neto máximo, en este pozo se obtuvo un espesor máximo de 13.6 m. en Hugin Fm, mientras que en Heather Fm y Skagerrak Fm sus espesores netos fueron de 0 m. prácticamente.

Pozo 15/9-F-11 B

Profundidad total: 4770 m

Coordenadas: Lon: 01°53'14,87" Lat: 58°26'29,96"

Dentro de los registros que se obtuvieron en el pozo son:

- Registro de Rayos Gamma (GR)
- Registro de Neutrón (NPHI)
- Registro de Densidad (RHOB)
- Registro de Resistividad media y total (RM y RT)
- Registro de Factor Fotoeléctrico (PEF)



- Tamaño de Barrena (BS)
- Caliper (CAL)

Como se puede observar en la figura 62, la mayor parte de los registros tomaron lectura en Hugin Fm, con una extensión de más de 1000 metros, esto se debe a que el pozo 15/9-F-11 B es un tipo J, es decir, está perforado con cierta inclinación (semejante a una J), atravesando principalmente Hugin Fm.

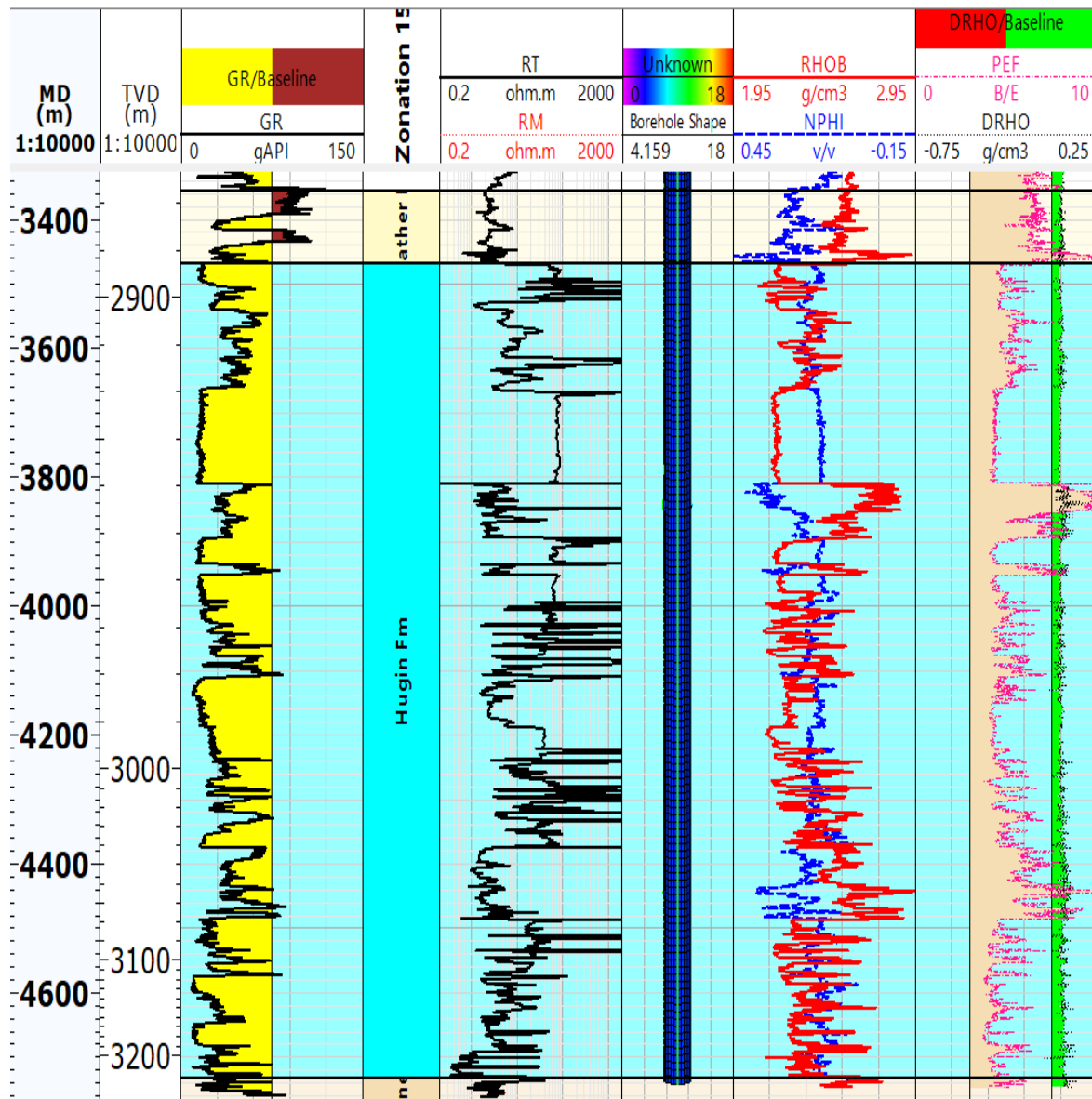


Figura 62. Registros básicos del pozo 15/9-F-11 B

También se puede observar un comportamiento variado en las herramientas a pesar de ser la misma formación, lo que indica la presencia litológica variada. El cross plot



NPHI vs RHOB (figura 63) de Heather Fm muestra una distribución de las porosidades principalmente entre 20 a 30 %; densidades en general entre 2.45 y 2.6 g/cm³, mientras que los valores de rayos gamma van entre 20 y 90 °API.

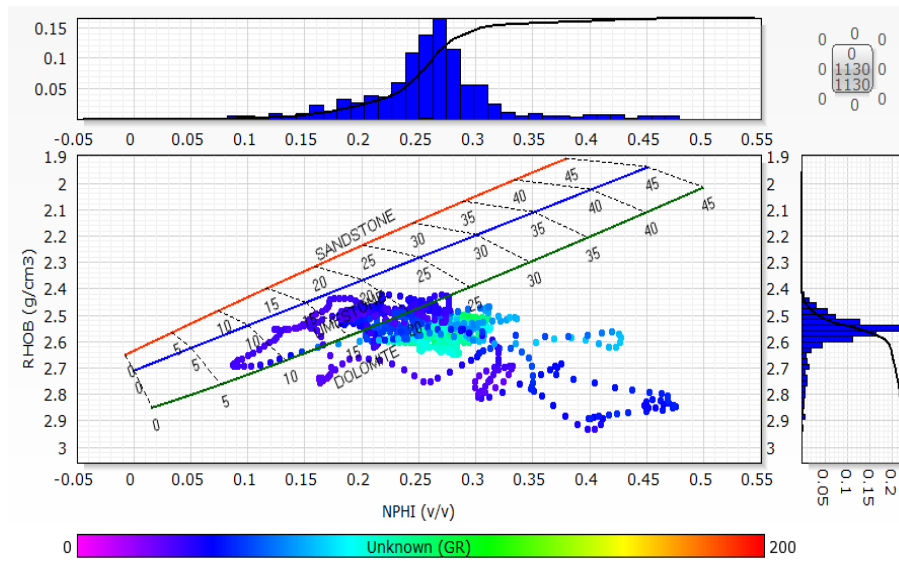


Figura 63. Cross plot NPHI vs RHOB, Heather Fm.

Entre los valores de densidad muestra algunos que superan los 2.6 g/cm³ también. La bibliografía indica presencia de arcillas limosas y vetas de caliza, lo que puede inferir que las arcillas estén bien compactadas en conjunto con las vetas de caliza, debido a que la densidad es un poco alta.

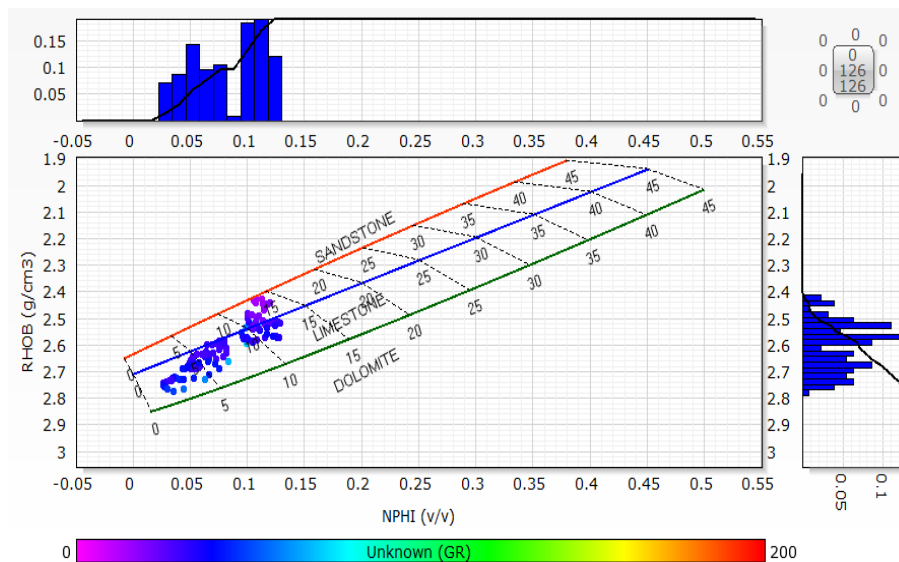


Figura 64. Cross plot NPHI vs RHOB, Sleipner Fm.

Sleipner Fm (figura 64) tiene pocos datos para ser caracterizada de una forma más precisa, aunque la litología presente parece ser caliza, ya que se ubica en la línea de la caliza, y sus densidades van de 2.4 a 2.7 g/cm³; la porosidad no supera el 10 %, y los rayos gamma van de ser bajos a medios.

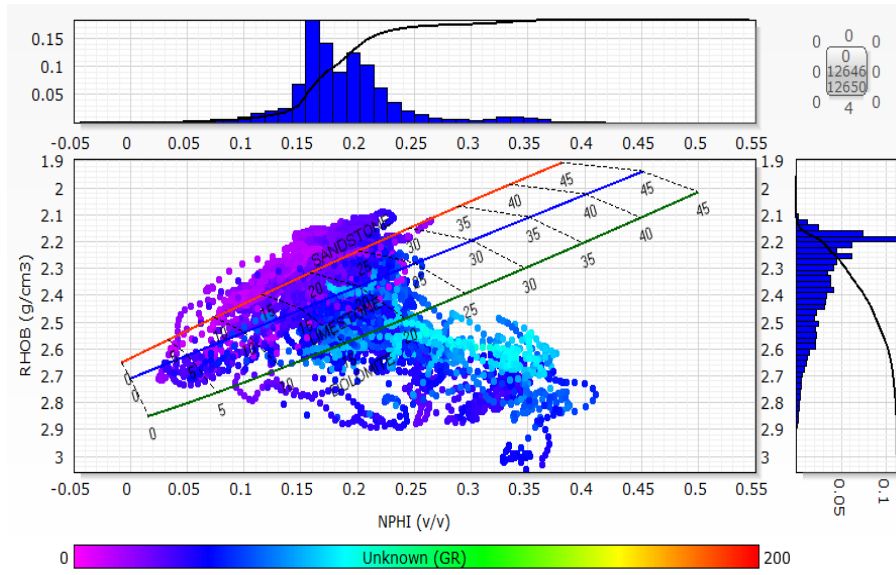


Figura 65. Cross plot NPHI vs RHOB, Hugin Fm.

Como se explicó anteriormente, la mayor parte de los registros en este pozo se llevaron a cabo a lo largo de Hugin Fm con cierto grado de inclinación, debido a esto, se muestra un amplio rango de valores, tanto de porosidad como de densidad en el cross plot NPHI vs RHOB (figura 65). Los datos de densidad que más abundan van de 2.15 a 2.25 g/cm³, seguido de 2.25 a 2.45 g/cm³, y conforme aumente la densidad disminuye la presencia de esos valores hasta llegar a lecturas de casi 2.9 g/cm³. La porosidad se enfoca en un rango de 15 a 22 %, también existen valores que llegan hasta el 35%, aunque son muy pocos. El índice de rayos gamma varía de los 10 a los 90 °API.

En este caso, el cross plot no ayuda mucho a inferir la litología predominante, sin embargo, con base a la bibliografía consultada y tomando en cuenta el crossplot, se puede decir que existen arenas, arcillas, carbonatos y carbón presentes en la formación. Los modelos petrofísicos obtenidos se muestran en la figura 66.

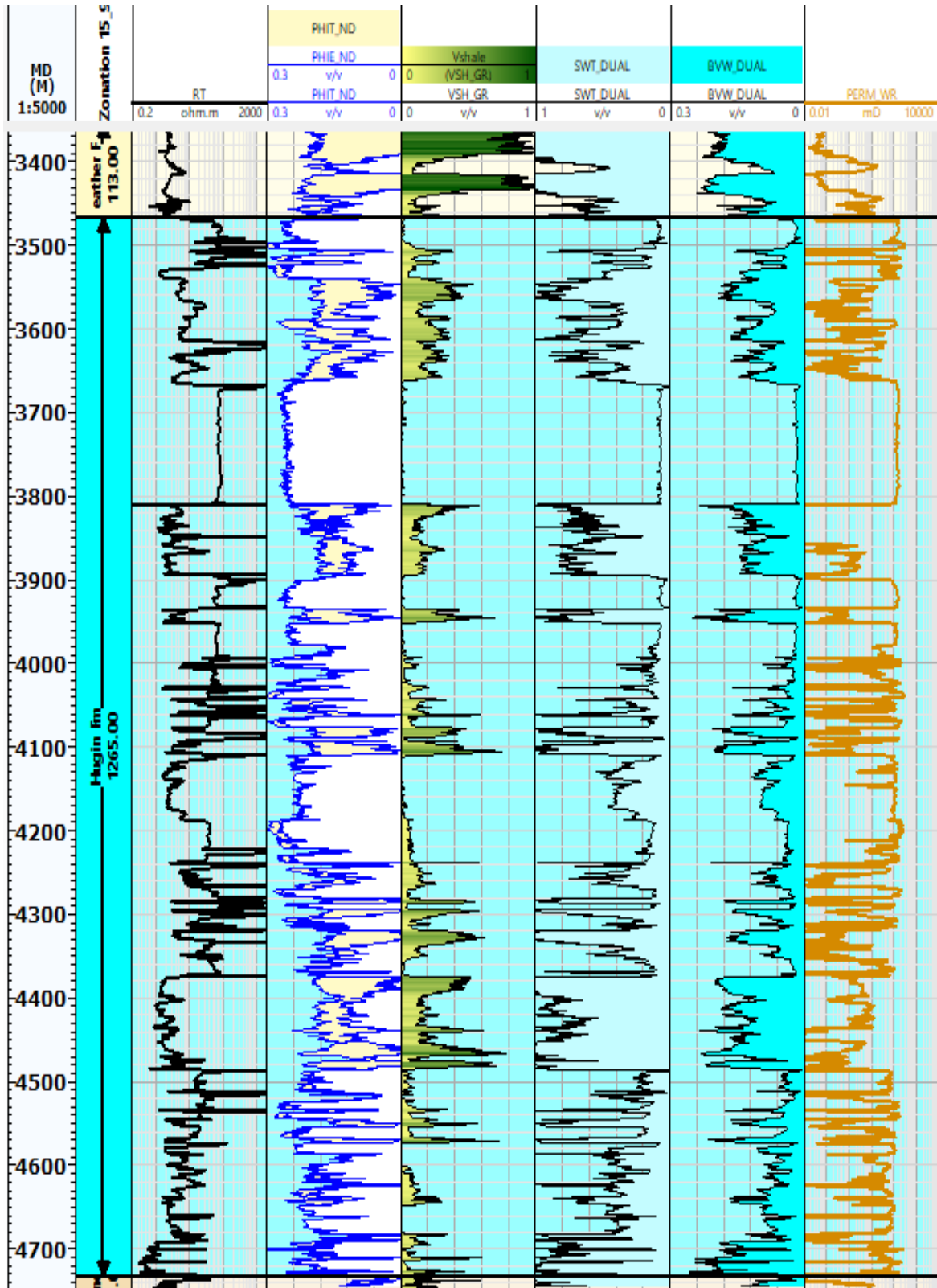


Figura 66. Modelo de volumen de arcillas, porosidad efectiva y total, saturación de agua, y permeabilidad del pozo 15-9-F-11 B.



- Se puede notar que Hugin Fm tiene buena porosidad efectiva (PHIE) a lo largo del pozo, que va del 10 al 25 %, la presencia de arcillas es baja (VSH), menor al 20 % en promedio, con algunas zonas que llegan hasta el 40 % aprox.
- La saturación de agua (SWT) es de media a baja, con rangos que van del 10 al 60% de forma general. La permeabilidad (PERM) tiene valores altos y bajos intercaladamente.
- Heather Fm tiene capas de arcilla que aumentan la saturación, y disminuyen la porosidad efectiva.

El modelo de Winland para los poros en este pozo se muestra en la figura 67, donde se pueden observar poros de distintos rangos de tamaño de manera casi parecida a lo largo de la formación, tanto como del tipo Nano como del Mega.

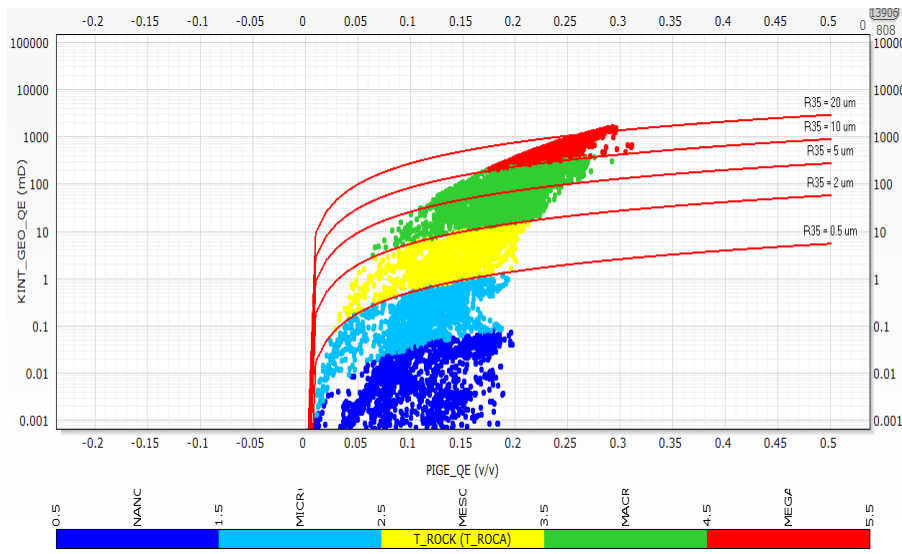


Figura 67. Diámetro de garganta poral. Pozo 15/9-F-11 B.

En el modelo probabilístico (figura 68) se aprecia mejor esta distribución.

- La litología predominante en Hugin Fm es de arenas, seguidas por arcillas, carbonatos, y poco contenido de carbón. El contenido de arcillas en promedio es bajo en casi toda la formación (entre 0 y 40 %), la porosidad es buena (entre 10 y 25 %) al igual que la saturación que va de 10 a 50 % a lo largo de Hugin.

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5

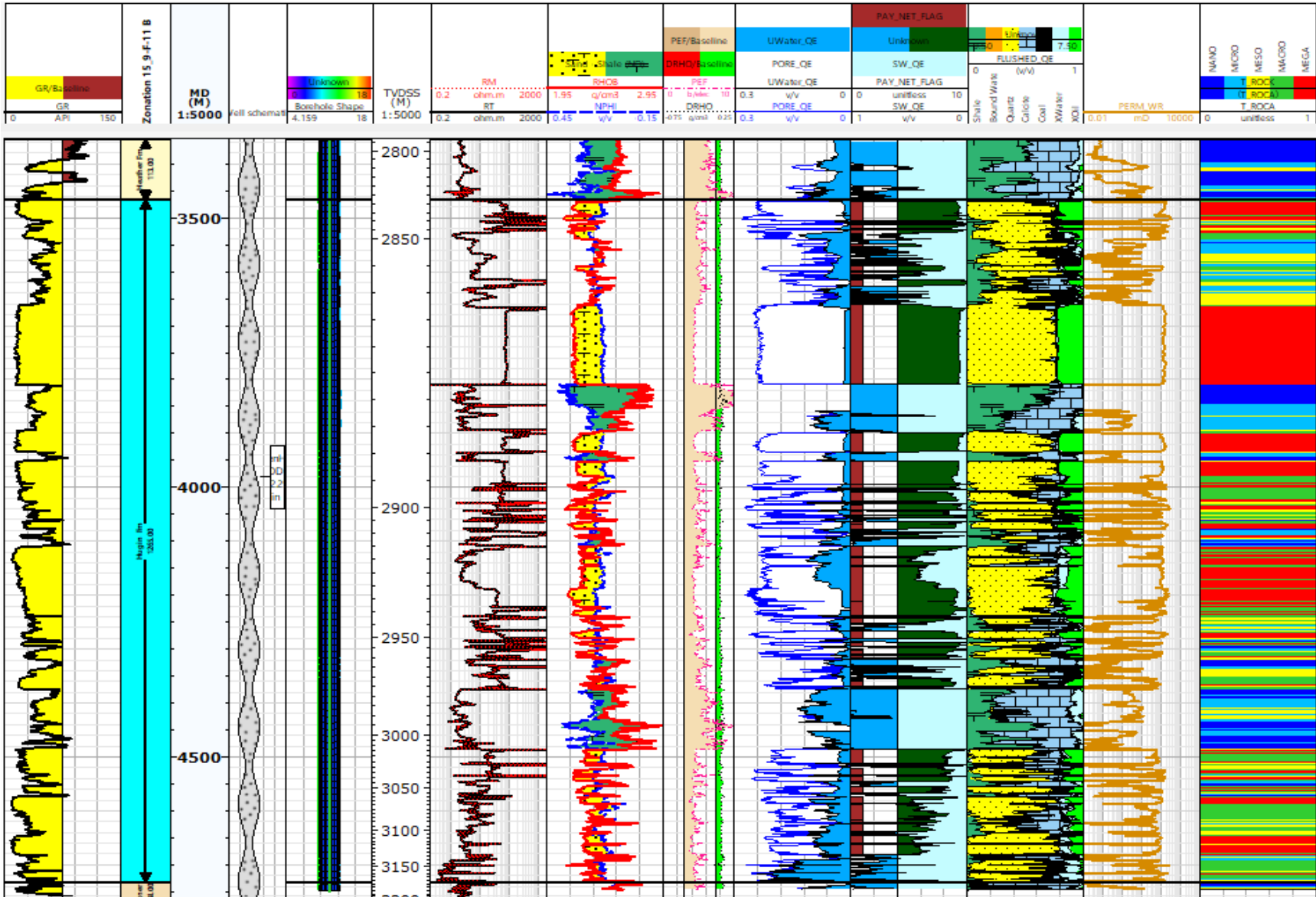


Figura 68. Modelo probabilístico del pozo 15/9-F-11 B



- Se pueden observar dos zonas con mayor presencia de arcillas y carbonatos, entre los 3800-3900 m (MD), y entre los 4380-4500 m (MD), siendo las zonas menos favorables para contener hidrocarburo, ya que se encuentran saturadas con agua.
- Posteriormente, entre los 3900-4350 se tienen arenas con pequeñas intercalaciones de arcillas y carbonatos, con buena porosidad promedio (>18%), saturación de agua promedio (<30%), permeabilidad media-alta (1-100 mD) y tamaño de poro entre Meso, Macro y Mega.
- La zona que presenta mayor potencial para producir hidrocarburos se encuentra de los 3630-3800 m (MD), siendo una zona limpia, resistividad de 200 ohm.m aproximadamente, porosidad efectiva de 25%%, saturación de agua menor al 10%, y con tamaño de poros tipo Mega, lo cual resulta en una permeabilidad alta, mayor a los 100 mD.

En este pozo se encontraron varias zonas de paga (figura 69) con distintos espesores por lo que se identificaron cuatro grupos que se enlistan a continuación.

- De 3470 a los 3538 m, se tienen espesores de: 22 m; 8 m; 6 m. y 16 m.
- De 3661 a los 3809 m, se cuenta con el espesor más grande hasta ahora de 148 m.
- De los 3903 m a los 4305, se tienen espesores de: 33 m; 26 m; 9 m; 11 m; 11 m; 12 m; 13 m; 39 m; 34 m; 9 m y 10 m.
- Y el último grupo o zona esta de los 4528 m. a los 4668 m; con los siguientes espesores: 8 m; 7 m; 11 m; 10 m; 7 m. y 11 m.

A continuación, se tienen los espesores netos por formación:

- 1. Hugin Fm: 730.2 m.**
- 2. Heather Fm: 3.68 m.**
- 3. Sleipner Fm: 0 m.**



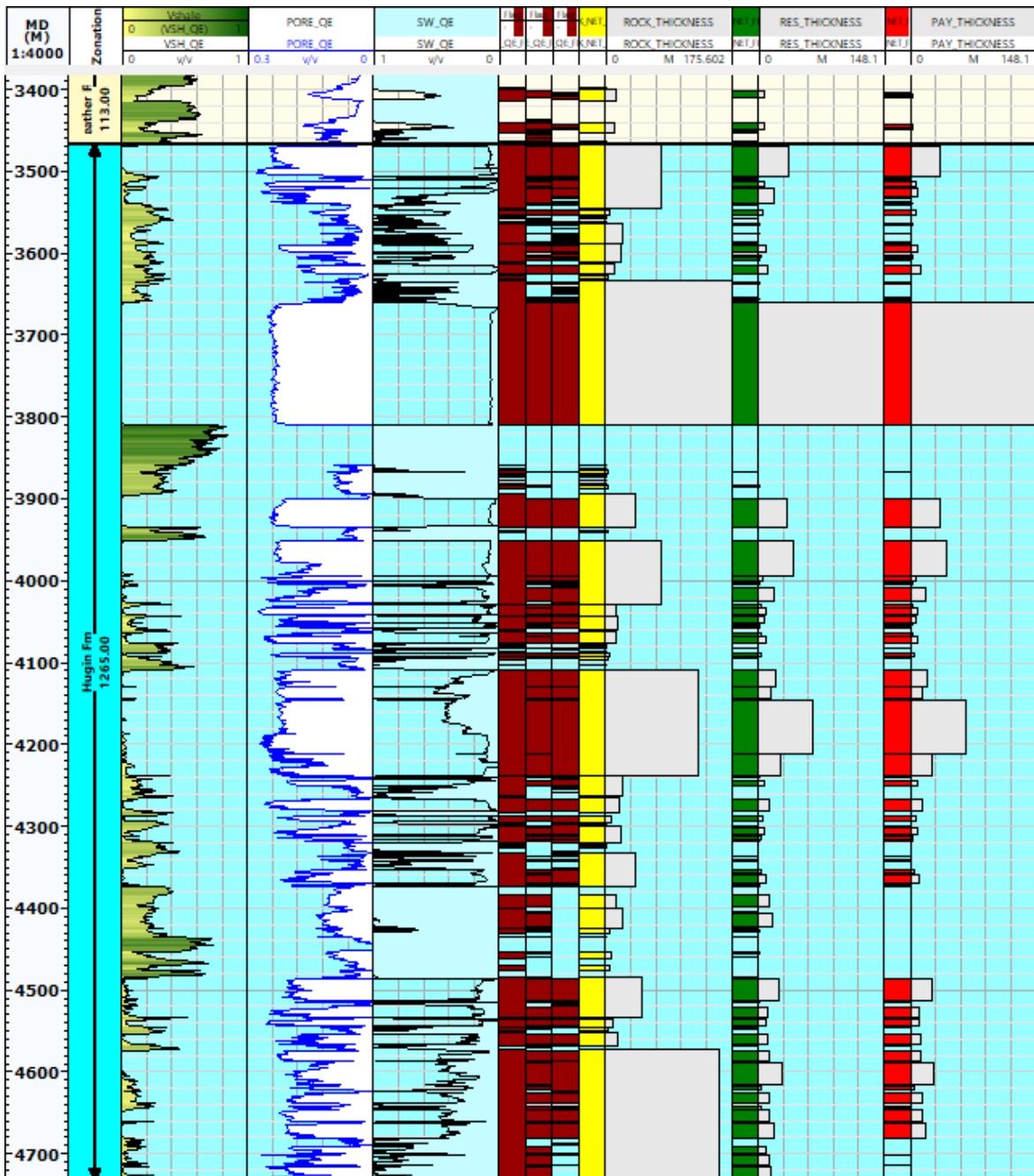


Figura 69. Zonas de paga dentro del pozo 15/9-F-11 B

Tabla 13. Espesores obtenidos del pozo 15/9-F-11 B

Well	Zones	FlagName	Top	Bottom	Reference unit	Gross	Net	Net to Gross	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
15/9-F-11B	Heather Fm	PAY	3353	3466.7	m	113.7	3.683	0.032	0.184	0.137	0.524
15/9-F-11B	Hugin Fm	PAY	3466.9	4727.8	m	1260.9	730.2	0.579	0.071	0.209	0.134
15/9-F-11B	Sleipner Fm	PAY	4727.9	4769	m	41.1	0	0	-	-	-



Pozo 15/9-19-A

Profundidad: 4131 m

Coordenadas: Lon: 01°55'47.05'' Lat: 58°26'09.25''

De este pozo se obtuvieron los siguientes registros:

- Registro de Rayos Gamma (GR)
- Registro de Neutrón (NPHI)
- Registro de Densidad (RHOB)
- Registro de Resistividad somera, media y profunda (RS, RM y RD)
- Registro Sónico compresional y de corte (DT y DTSM)
- Registro de Factor fotoeléctrico (PEF)
- Tamaño de barrena (BS)
- Caliper (CAL)

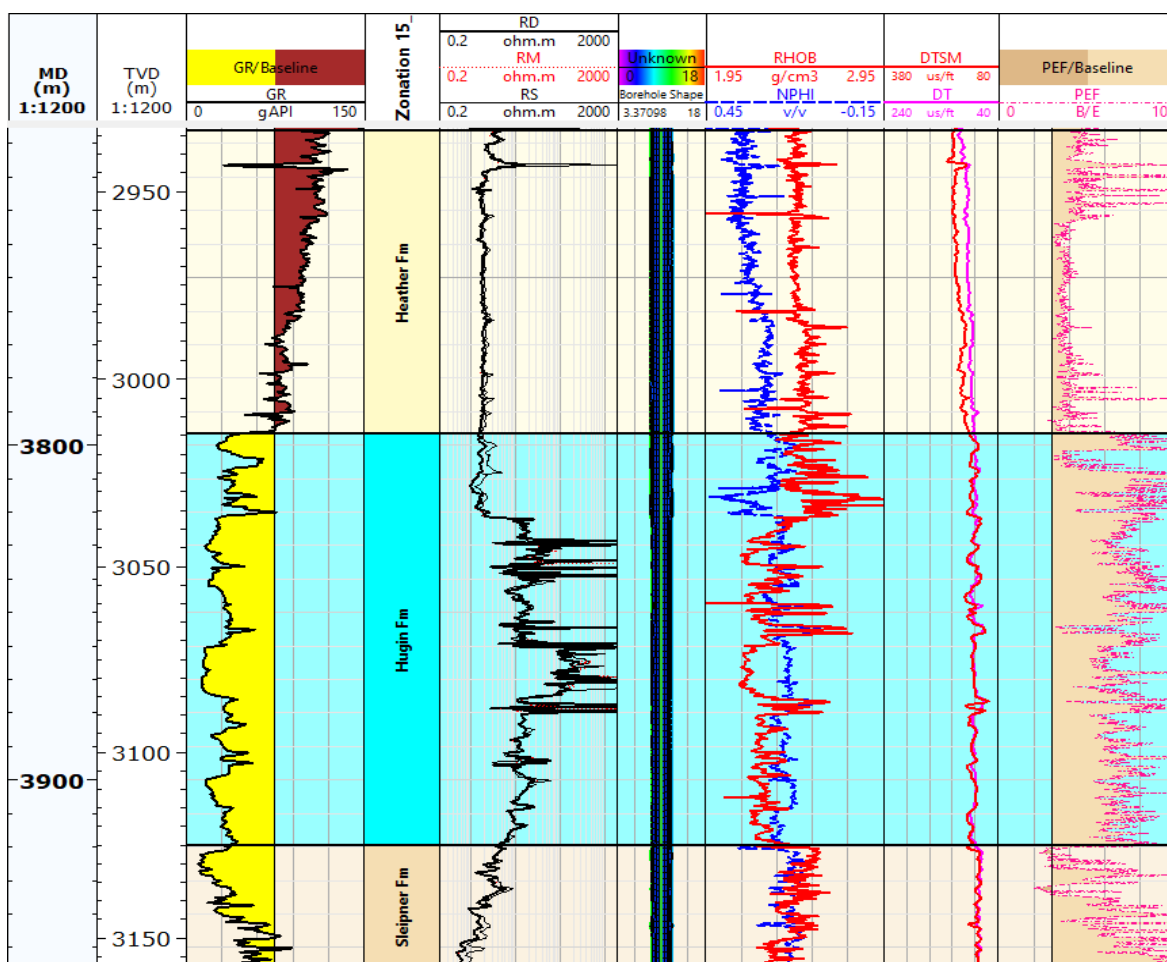


Figura 70. Registros básicos del pozo 15/9-19 A



Observando de forma breve los registros básicos (figura 70) se puede notar que la parte superior de Heather Fm tiene mayor presencia de arcillas, que van disminuyendo conforme aumenta la profundidad y se acerca a Hugin Fm, donde parece ser una zona limpia en general. La resistividad es baja, y aumenta en Hugin Fm. El registro de neutrón y densidad se cruzan también en esta formación. Para Sleipner Fm el índice de rayos gamma comienza a aumentar poco a poco y la resistividad baja.

El cross plot de Heather Fm (figura 71) presenta índices de rayos gamma altos que superan los 90 °API, la porosidad de neutrón tiene un rango del 23 al 35 % y densidades entre 2.4 a 2.55 g/cm³. El índice de rayos gamma y el registro de neutrón indica que la litología son arcillas compactadas, debido también a su densidad.

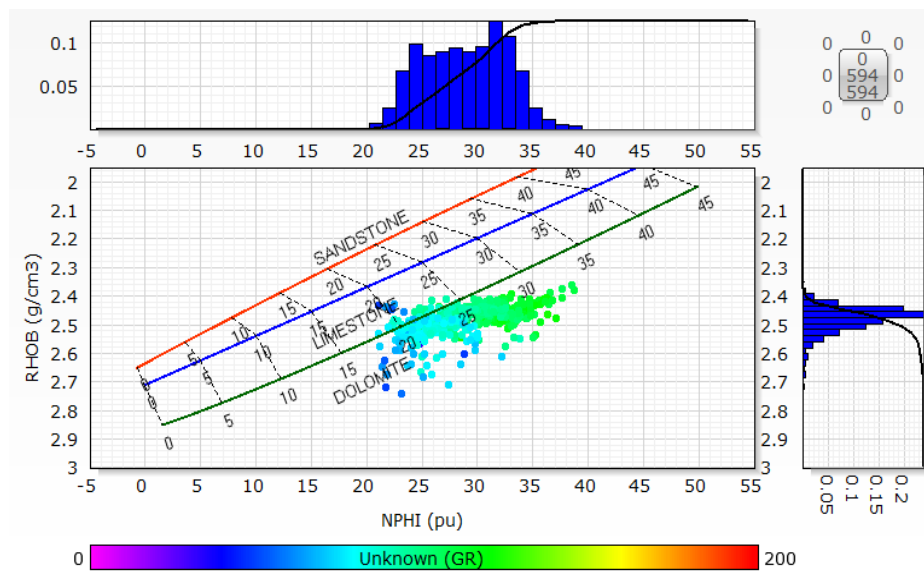


Figura 71. Cross plot NPHI vs RHOB, Heather Fm.

Mientras que Sleipner Fm (figura 72) muestra valores de porosidad de neutrón entre los 12 y 19 g/cm³; un rango de densidad entre 2.3 y 2.6 g/cm³ e índice de rayos gamma que va de los 10 a los 90 °API. La litología de la formación, con base a la bibliografía, son arenas y arcillas limosas, por lo que se infiere que este caso sean arenas con ligera presencia de arcillas.

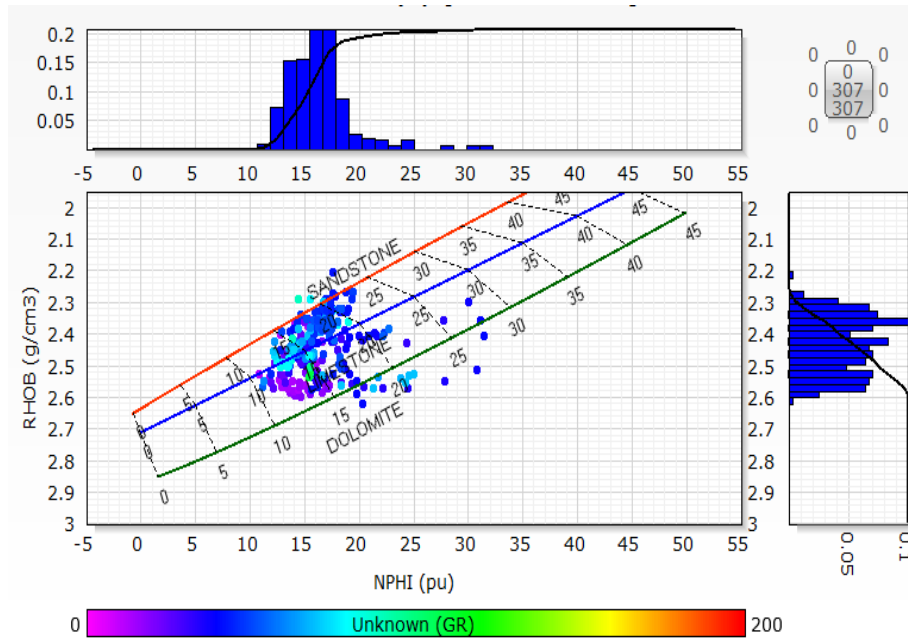


Figura 72. Cross plot NPHI vs RHOB, Sleipner Fm.

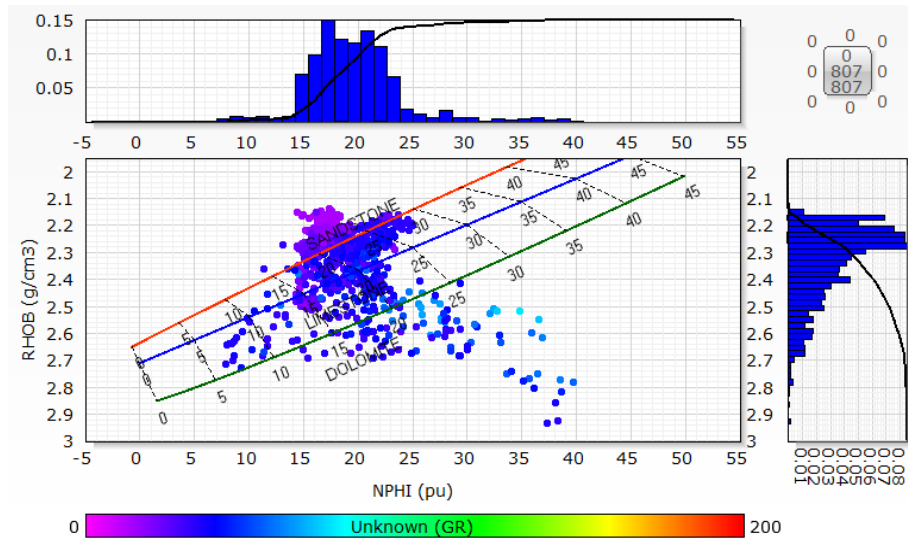


Figura 73. Cross plot NPHI vs RHOB, Hugin Fm.

En la formación de interés, Hugin Fm (figura 73), se observa que la distribución de los datos se alinea con la tendencia de las arenas. Sin embargo, el rango de densidad es un poco más amplio, ya que varía entre 2.15 y 2.7 g/cm³, con una mayor concentración en los valores de 2.2 y 2.3 g/cm³. Los valores entre 2.3 y 2.5 g/cm³ están presentes en menor proporción, mientras que los valores entre 2.5 y 2.7 g/cm³ son aún menos frecuentes. El índice de rayos gamma se mantiene en un rango bajo



a medio, sin superar los 70 °API, aunque estos valores son escasos. Con base en estos datos, se infiere que la litología está compuesta principalmente por arenas, con una menor presencia de arcillas compactadas.

Los modelos de porosidad, volumen de arcilla, saturación y permeabilidad obtenidos son los siguientes (figura 74).

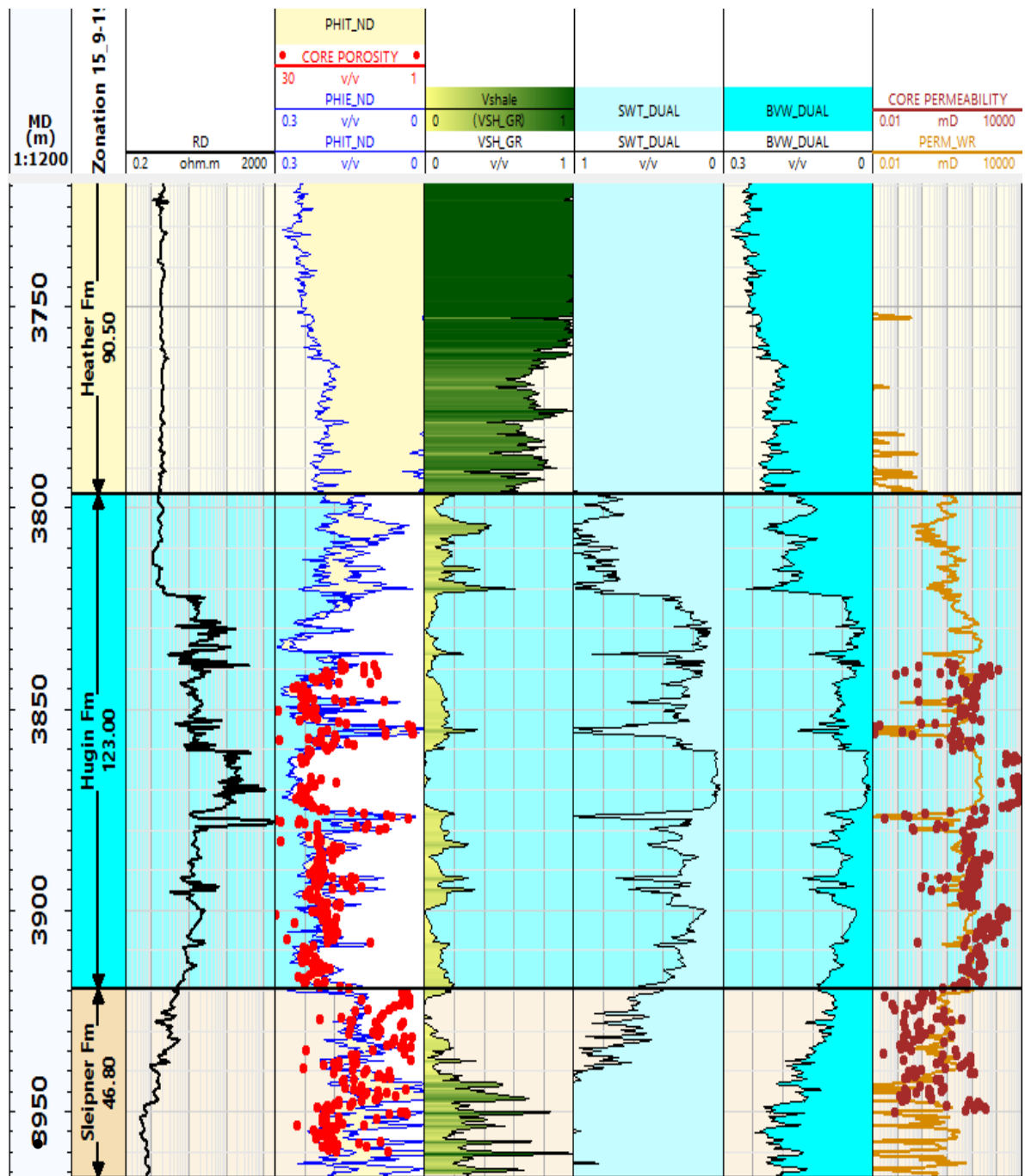


Figura 74. Modelo de porosidad total y efectiva, volumen de arcilla, saturación y permeabilidad del pozo 15/9-19 A

En este pozo se tiene mayor cantidad de datos obtenidos de pruebas de núcleo (CORE POROSITY y CORE PERMEABILITY), que se encuentran dentro de los carriles de porosidad y permeabilidad respectivamente. Como se puede observar, las pruebas de núcleo (puntos rojos) muestran una tendencia muy similar a los modelos obtenidos, lo que indica una buena calibración de los resultados.

- Heather Fm, debido a su litología, presenta baja porosidad efectiva, alto volumen de arcilla que va del 90% al 60%, y saturación de agua mayor al 90%
- Hugin Fm, al ser una formación limpia en su gran parte, tiene buena porosidad efectiva promedio entre el 10 y 25 %, y una saturación de buena, menor al 30 % con excepción de la parte superior entre 3800-3820 m. De la misma manera, se presenta buena permeabilidad, lo cual permite la acumulación y flujo de hidrocarburo.
- Se tienen pruebas de núcleo de los pozos 15/9-19SR y 15/9-19A que concuerdan con los modelos, con una ligera excepción de los 3860 a los 3870 m; donde la porosidad de los núcleos es ligeramente más baja, y la permeabilidad es ligeramente más alta, aunque al ser poca la diferencia, se decidió dejarlo de esta manera.
- En Sleipner Fm la porosidad es buena, entre 10 y 20 %, el volumen de arcilla es bajo y no supera el 40 %, aunque la saturación van del 60 al 80%.

El diámetro de garganta poral se muestra en la figura 75, donde se puede notar existe mayor frecuencia de poros de tamaño Nano, Meso y Macro; sin embargo también hay poros de tamaño Micro y Mega.



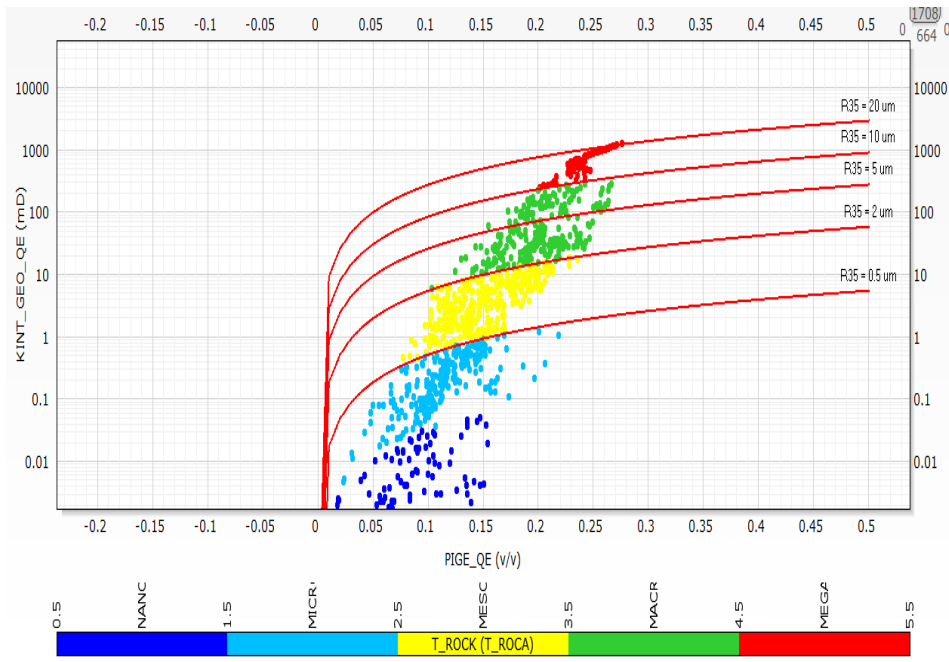


Figura 75. Diámetro de garganta poral, pozo 15/9-19 A

En el modelo probabilístico (figura 76) se pueden hacer las siguientes observaciones:

- Heather Fm presenta litología predominante en arcillas con un poco de arenas, el diámetro de poro es menor $0.5 \mu\text{m}$. La porosidad efectiva y permeabilidad son bajas, mientras la saturación de agua es alta, mayor al 80%.
- Hugin Fm tiene una litología que abunda en arenas, con presencia de arcillas en menor cantidad. El diámetro del poro varía de los 0.5 a los $20 \mu\text{m}$ en la formación, siendo de los 3860 a los 3970 m donde se ubican los poros de mayor tamaño. Presenta baja arcillosidad, buena porosidad efectiva entre 10 y 15 %, permeabilidad que llega a los 100 mD, y saturación favorable de igual modo. También se puede apreciar contenido de carbón ligeramente mayor que los pozos anteriores.
- Sleipner Fm tiene arenas y arcillas, con un diámetro de poros menor a los $2 \mu\text{m}$ en general. Presenta porosidad y permeabilidad regular, que va de 0 a

15 % y no mayor a los 10 mD, bajo volumen de arcilla y una saturación alta que pasa del 60%. Se nota poca presencia de carbón en la parte inferior.



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5

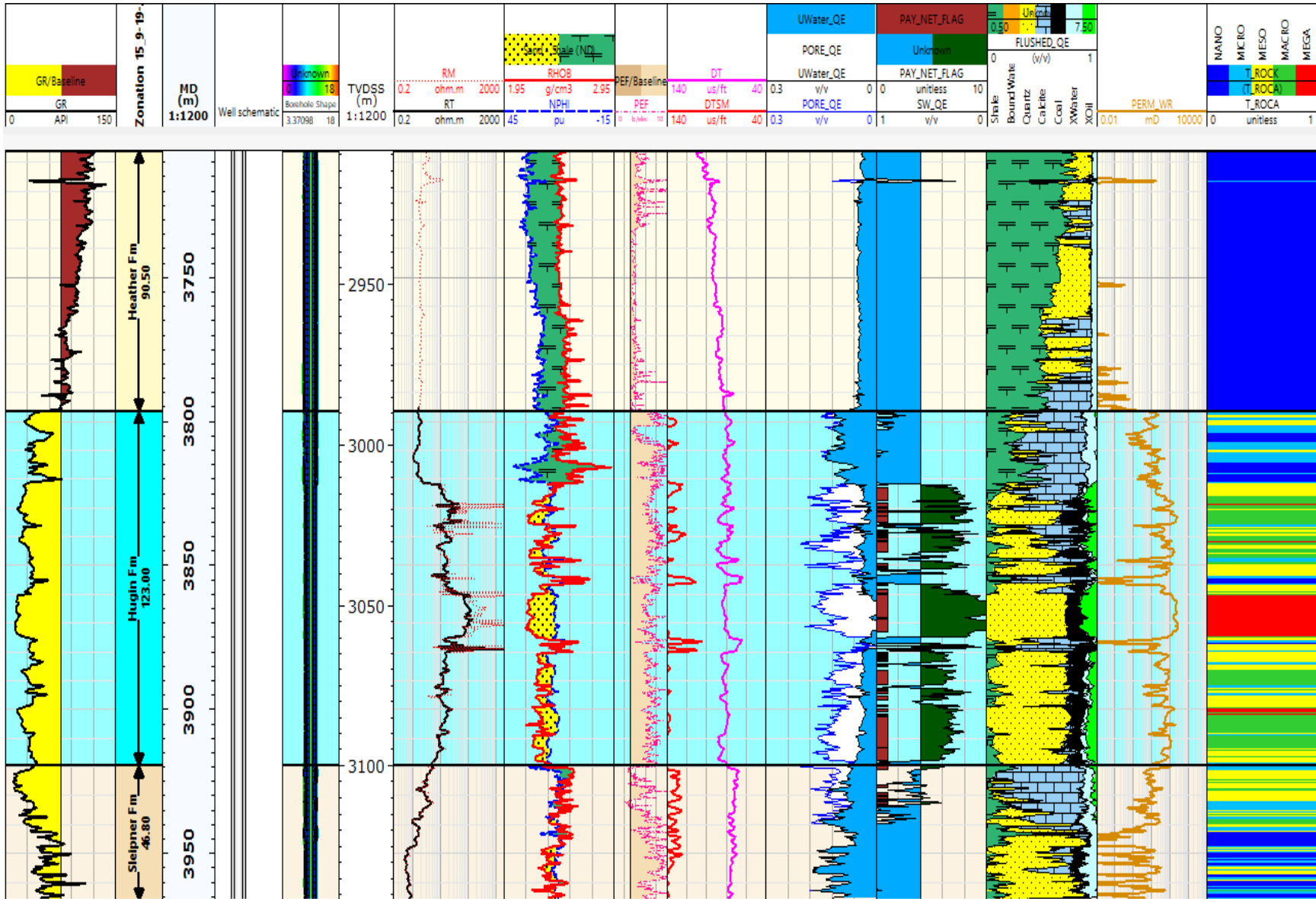


Figura 76. Modelo probabilístico, pozo 15/9-19 A



En este pozo, el espesor mas importante tiene una magnitud de 10 m. como se muestra a continuación (figura 77).

- Espesor de 10.9 m. a los 3900 m.
- Esperor de 8 m. a los 3861 m y otro espesor del mismo tamaño a los 3913 m.
- También se pueden apreciar espesores menores a los 5 m. distribuidos en Hugin, ubicados a los 3825, 3842, 3870, 3888 m. de profundidad.

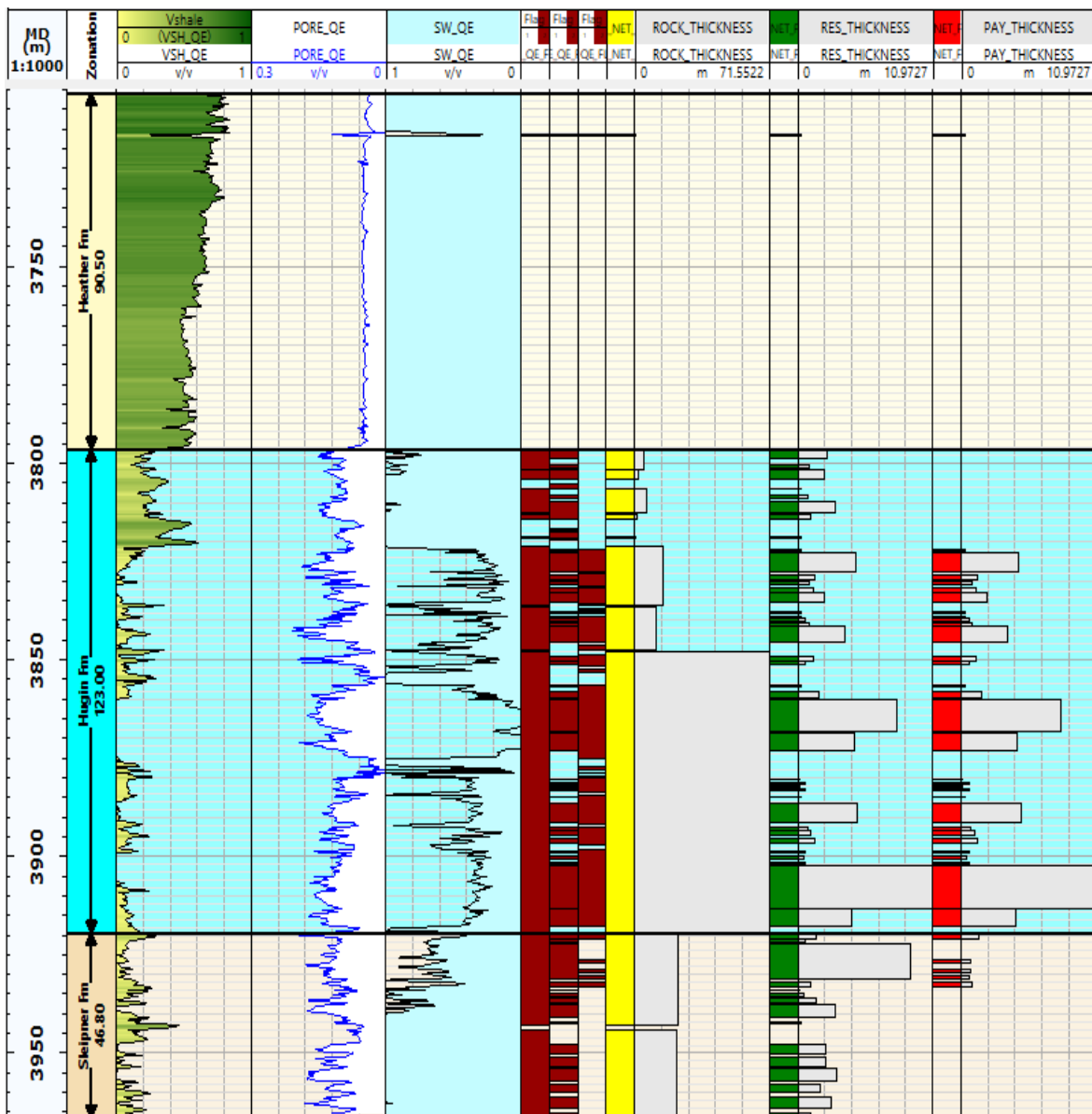


Figura 77. Zonas de paga encontradas en el pozo 15/9-19 A.



La siguiente tabla (14) muestra los resultados obtenidos para los espesores brutos y netos de este pozo.

Tabla 14. Espesores obtenidos del pozo 15/9-19 A

Well	Zones	Flag Name	Top	Bottom	Reference unit	Gross	Net	Net to Gross	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
15_9-19-A	Heather Fm	PAY	2908.56	2989.38	m	80.82	0.274	0.003	0.274	0.123	0.294
15_9-19-A	Hugin Fm	PAY	2989.38	3100.04	m	110.659	54.466	0.492	0.052	0.134	0.239
15_9-19-A	Sleipner Fm	PAY	3100.039	3142.196	m	42.157	4.052	0.096	0.135	0.137	0.501

Tomando los espesores netos:

- 1. Hugin Fm: 54.4 m.**
- 2. Heather Fm: 0.2 m.**
- 3. Sleipner Fm: 4 m.**



CONCLUSIONES

A manera de conclusión, la evaluación petrofísica probabilística contempla un sistema más complejo de la formación en comparación con los modelos determinísticos convencionales, que pueden subestimar o sobreestimar algunas propiedades petrofísicas y afectar directamente a la estimación del Volumen Original de Hidrocarburos. A continuación, se enlistan algunas conclusiones del proyecto:

Determinación de espesores netos en Hugin Fm

- La evaluación petrofísica basada en registros geofísicos demostró ser fundamental para cuantificar los espesores netos impregnados de hidrocarburo presentes en Hugin Fm, los cuales son:

Pozo	Formación	Espesor neto
15/9-F-11 B	Hugin Fm	730 m.
15/9-F-4	Hugin Fm	119.3 m.
15/9-19 A	Hugin Fm	54 m.
15/9-19-SR	Hugin Fm	13.6 m.

Identificación de zonas de alto potencial.

- Los modelos petrofísicos desarrollados permitieron identificar las zonas con mayor potencial de acumulación de hidrocarburos, las cuales son:

Pozo	Formación	Espesor principal	Profundidad
15/9-F-11 B	Hugin Fm	148 m.	3700 m.
15/9-F-4	Hugin Fm	32 m.	3335 m.
15/9-19 A	Hugin Fm	11 m.	3900 m.
15/9-19-SR	Hugin Fm	6 m.	4323 m.



Lo que resulta clave para la planificación de cualquier actividad de exploración y producción.

Calibración y validación de modelos petrofísicos.

- Se logró una calibración efectiva entre los estudios de petrofísica básica (curvas modeladas de porosidad y permeabilidad) y los datos de núcleos disponibles, lo que da mayor validez a los modelos obtenidos.

Confirmación de hidrocarburos y priorización de objetivos.

- En los cuatro pozos evaluados se confirmó la presencia de hidrocarburos en Hugin Fm, destacando que el pozo 15/9-F-11 B atraviesa el mayor espesor de 148 m. y en conjunto Hugin Fm tiene un espesor neto de 730 m. lo que lo convierte en un objetivo prioritario.
- Aunque el pozo 15/9-F-4 fue clasificado como pozo inyector, también se identificaron zonas con presencia de hidrocarburos en Hugin Fm con un espesor neto de 119 m. lo que sugiere la posibilidad de reevaluar su potencial como productor.

Pozo	Espesor neto (m.)	Espesor principal (m.)	Profundidad (m.)	Potencial
15/9-F-11 B	730 m.	148 m.	3700 m.	Prioritario
15/9-F-4	119.3 m.	32 m.	3335 m.	Por reevaluar
15/9-19 A	54 m.	11 m.	3900 m.	Secundario
15/9-19-SR	13.6 m.	6 m.	4323 m.	Secundario

Bibliografía

- Bjorlykke, K. (2010). *Petroleum Geoscience: From sedimentary environments to rocks physics*. Berlin: Springer.
- Co., C. G. (n.d.). *Gold*. Retrieved from Geophysical Equipment: <https://www.cqtopgeo.com/borehole-equipment/well-logging-equipment/geophysical-caliper-well-logging-probe.html>
- Darwin V. Ellis, J. M. (2007). *Well logging for earth scientists*. The Netherlands: Springer.
- Djebbar Tiab, E. C. (2004). *Petrofísica*. Reino Unido: ELSEVIER.
- Esteva Hoyo, O. G. (2010). *Determinación del tamaño de garganta de poros en las arenas de la Formación Naricual, atravesadas por los pozos exploratorios Sintu- 9, Ocre-4X y Ocre- 5, en los campos Sintu-Ocre, área norte de Monagas, Venezuela*. Venezuela: XII Congreso Colombiano de Geología .
- Foundation, T. S. (2017). *timescalefoundation.org*. Retrieved from *Lithostratigraphic Units Of North-West Europe*: https://timescalefoundation.org/resources/NW_Europe_Lex/stratchart_files/Lundin_Cards_2017.pdf
- Johnson Ajidahuna, M. T. (2023). *LITHOFACIES DISTRIBUTION AND DEPOSITIONAL ARCHITECTURAL STUDIES OF THE MIOCENE DEPOSITS OF THE "THOR" FIELD, COASTAL SWAMP DEPOBELT, NIGER DELTA BASIN, NIGERIA*. *Malaysian Journal of Geoscience*, 74.
- Lara, J. Q. (2019). *Metodología para la identificación de unidades de flujo en yacimientos de hidrocarburos*. CDMX.: UNAM.
- Norwegian Petroleum Directorate, Ministry of Petroleum and Energy . (2023, 08 31). *Norwegian Petroleum* . Retrieved from <https://www.norskpetroleum.no/en>
- Philip Kearey, M. B. (2002). *An introduction to geophysical exploration*. Blackwell science.
- Rueda, V. M. (2019). *Manual de registros geofísicos de pozo y algunas aplicaciones*. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros .
- Schlumberger. (1997). *Log Interpretation charts*. Houston, Texas: Schlumberger Wireline & Testing .
- Schon, J. H. (2015). *Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics*. The Netherlands: ELSEVIER.
- Selley, R. C. (1998). *Elements of petroleum geology*. London: Academic Press.
- Servicio Geológico Mexicano. (2017, 03 22). *Características del Uranio*. Retrieved from https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Caracteristicas-del-uranio.html
- Statoil. (1993). *Discovery Evaluation Report Theta Vest Structure* .



Vollset, J., & Doré, A. G. (1984). A revised Triassic and Jurassic lithostratigraphic nomenclature for the Norwegian North Sea . Norwegian Petroleum Directorate .

W.M Telford, L. G. (1990). Applied geophysics. New York: Cambridge Univerity Press .

