

Determinación Unidades Hidráulicas de Flujo y litotipos en la Formación Hugin, en el
Graben Vikingo, Mar del Norte.

Nathalia Andrea Mantilla Gómez

Monografía de Grado presentada como requisito para Optar el título de Especialista en
Ingeniería de Yacimientos

Director

Maika Gambús Ordaz

PhD en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Para los hombres esto es imposible; más para Dios todo es posible.

Mateo 19:26

Agradecimientos

Se agradece a Equinor AS, los ex socios de licencia de Volve, ExxonMobil Exploration and Production Norway AS y Bayerngas (ahora Spirit Energy) por el permiso para usar el conjunto de datos de Volve.

A mi directora, la Dra. Maika Gambús por su constante mentoría y apoyo durante todo este proceso.

Tabla de Contenido

	Pág.
1. Objetivos	13
1.1 Objetivo General	13
1.2 Objetivos Específicos	13
2. Marco teórico	14
2.1 Antecedentes.	14
2.2 Geología del Campo Volve.	16
2.3 Propiedades Petrofísicas	19
2.3.1 Modelo de Porosidad	20
2.3.2 Porosidad a partir del registro de densidad	20
2.3.3 Porosidad a partir del registro sísmico.....	21
2.3.4 Porosidad a partir del registro Neutrón-Densidad.	22
2.3.5 Porosidad efectiva.	22
2.3.6 Modelo de Permeabilidad	24
2.4 Electrofacies	25
2.5 Unidad Hidráulica de Flujo	26
2.6 Relación de porosidad y permeabilidad	28
3. Análisis estadístico de las propiedades porosidad y permeabilidad	30
3.1 Recolección de Datos	30
3.2 Procesamiento y carga de la información.....	32

3.3	Cálculo de Vshale.....	34
3.4	Cálculo de Porosidad.....	36
3.5	Análisis Estadístico de Porosidad	39
3.5.1	Zona 1: Hugin Fm. Top	39
3.5.2	Zona 2. Hugin 1.	41
3.5.3	Zona 3. Hugin 2.	43
3.5.4	Zona 4. Hugin 3	45
3.5.5	Zona 5. Hugin 4.	47
3.6	Análisis estadístico de la Permeabilidad.	50
3.6.1	Zona 1. Hugin Fm. Top.....	51
3.6.2	Zona 2. Hugin-1	52
3.6.3	Zona 3. Hugin-2	54
3.6.4	Zona 4. Hugin-3	56
3.6.5	Zona 5. Hugin-4	58
4.	Electrofacies presentes en la formación hugin.....	60
4.1	AL04- Arenisca Limpia.	63
4.2	AAR03-Arenisca Arcosa.....	64
4.3	AFn 02-Arenisca arcillosa de Grano Fino.....	65
4.4	ARC01-Arcillas y Limos	65
5.	Identificación de litotipos	67
5.1	HFU1	69
5.2	HFU2.....	70

5.3	HFU3.....	70
5.4	HFU4.....	70
5.5	HFU5.....	71
6.	Determinación de unidades hidráulicas de flujo (fzi).....	77
6.1	HFU 1A.....	79
6.2	HFU 2A.....	79
6.3	HFU 3A.....	79
6.4	HFU 4A.....	80
6.5	HFU 5A.....	80
7.	Conclusiones.....	90

Lista de Tablas

Tabla 1	Valores de densidad de la matriz de diferentes litologías.....	21
Tabla 2	Valores de Saturación de agua irreducible (Swi) para el pozo 15-9-19 S&SR	25
Tabla 3	Inventario de pozos campo Volve.....	31
Tabla 4	Parámetros de Gama ray para el cálculo de Vshale	35
Tabla 5	Datos de entrada para el cálculo de Porosidad/Saturación de agua.	37
Tabla 6	Análisis estadístico de la curva de Porosidad Calculada zona Hugin Fm. Top	41
Tabla 7	Análisis estadístico de la curva de Porosidad Calculada para la zona 2 Hugin1	43
Tabla 8	Análisis estadístico de la curva de Porosidad Calculada para la Zona 3 Hugin-2.....	45
Tabla 9	Análisis estadístico de la curva de Porosidad Calculada para la Zona 4. Hugin-3....	47
Tabla 10	Análisis estadístico de la curva de Porosidad Calculada para la zona 5 Hugin 4....	48
Tabla 11	Resumen Análisis estadístico de la Porosidad Efectiva para la Formación Hugin..	49
Tabla 13	Parámetros estadísticos para la Curva de Permeabilidad Hugin Fm Top.....	52
Tabla 14	Parámetros estadísticos para la Curva de Permeabilidad Hugin-1.	54
Tabla 15	Parámetros estadísticos para la Curva de Permeabilidad Hugin-2.	55
Tabla 16	Parámetros estadísticos para la Curva de Permeabilidad Hugin-3.	57
Tabla 17	Parámetros estadísticos para la Curva de Permeabilidad Hugin-4	59
Tabla 18	Resumen de los parámetros estadísticos para cada una de las Zonas analizadas. ...	59
Tabla 19	Parámetros clusterizados para determinación de electrofacies.	60
Tabla 20	Parámetros determinación unidad hidráulica de flujo.	69
Tabla 21	Parámetros de las Unidades Hidráulicas de Flujo RQI.....	78

Lista de Figuras

Figura 1 Localización campo Volve.....	16
Figura 2 Mapa Estructural en profundidad al tope de la fm Hugin	17
Figura 3 Columna Estratigráfica de la zona Sur del Graben Vikingo.	18
Figura 4 Patrones de respuesta del Gamma Ray.....	26
Figura 5 Esquema Ilustrativo garganta poral.....	28
Figura 6 Resultado del proceso despicado “Despike” curva de densidad (ZDEN).....	32
Figura 7 Histograma curva de densidad para el intervalo de la formación Hugin.	33
Figura 8 Histograma de la curva del Gamma ray normalizado para los pozos corazonados. 34	
Figura 9 Modelo de vsha pozo 15/9-19 A	36
Figura 10 Modelo de porosidad utilizando el modelo de saturación de Simandoux.....	38
Figura 11 Histograma de porosidad efectiva Formación Hugin Zona 1. Hugin Fm top	40
Figura 12 Histograma Formación Hugin para la Zona 1. Hugin Fm top.....	42
Figura 13 Histograma Porosidad Efectiva Zona 3- Hugin 2.	44
Figura 14 Histograma Hugin Zona 4- Hugin 3.....	46
Figura 15 Histograma Porosidad Efectiva Zona 5- Hugin 4.	48
Figura 16 Histograma de la Permeabilidad para la Zona Hugin Fm. Top.....	51
Figura 17 Histograma de la Permeabilidad para la Zona Hugin -1	53
Figura 18 Histograma de la Permeabilidad para la Zona Hugin -1	55
Figura 19 Histograma de la Permeabilidad para la Zona Hugin -3	57
Figura 20 Histograma de la Permeabilidad para la Zona Hugin -4	58
Figura 21 Análisis de crosplot electrofacies en la formación Hugin.....	61

Figura 22 Modelo de electrofacies con los registros Densidad -Neutrón.....	62
Figura 23 Electrofacie AL04- Arenisca Limpia 04.	63
Figura 24 Electrofacie AAR03- Arenisca Arcosa	64
Figura 25 Electrofacie 03 AFn 02-Arenisca arcillosa de Grano Fino	65
Figura 26 Electrofacie 01 ARC01-Arcillas y Limos.....	66
Figura 27 Gráfica de Phie/K de Winland pozos corazonados.	67
Figura 28 Histograma Winland R35 en función de la garganta de poro.	68
Figura 29 Gráfica de Phie/K de Winland pozos corazonados.	71
Figura 30 Unidades Hidráulicas de Flujo con Winland R35 para el pozo 15/9-19B&BT2 ...	72
Figura 31 Unidades Hidráulicas de Flujo con Winland R35 para el pozo 15/9-19A	73
Figura 32 Gráfica de Phie/K de Winland para pozos sin información de núcleo analizados. 74	
Figura 33 Histograma de Winland R35.	75
Figura 34 Unidades Hidráulicas de Flujo con Winland R35 para los pozos analizados.	75
Figura 35 Histograma Índice de Zona de Flujo (FZI)	78
Figura 36 Gráfico RQI Permeabilidad vs Porosidad horizontal	81
Figura 37 Gráfico Índice de Calidad de Reservorio vs Porosidad Normalizada	82
Figura 38 Unidades Hidráulicas de Flujo con RQI para el pozo 15/9-19B&BT2.....	83
Figura 39 Unidades Hidráulicas de Flujo con RQI para el pozo 15/9-19A.....	84
Figura 40 Unidades Hidráulicas de Flujo RQI vs PhiZ para todos los pozos.	85
Figura 41 Unidades Hidráulicas de Flujo RQI vs PhiZ.....	86
Figura 42 Calculo Unidades HFU por metodología Winland y RQI pozo 15/9-19A.	87

Resumen

Título: Determinación Unidades Hidráulicas de Flujo y litotipos en la Formación Hugin, en el Graben Vikingo, Mar del Norte.

Autor: Nathalia Andrea Mantilla Gomez

Palabras clave: caracterización de yacimientos, unidad hidráulica de flujo, reservorio.

Descripción:

Esta monografía caracteriza los litotipos y Unidades Hidráulicas de Flujo (HFU) en la formación Hugin, localizada la zona sur del Graben Vikingo en el Mar del Norte, conocida por su complejidad estratigráfica. Se realiza a partir del modelamiento petrofísico, utilizando información de núcleo, registros eléctricos e información geofísica para identificar zonas con potencial distribución espacial de litología y propiedades hidráulicas. Para ello, se emplearon análisis estadísticos en las curvas de porosidad y permeabilidad y se aplicaron las metodologías de Winland y Amaefule-Altunbay. Además, se identificaron 4 electrofacies a partir de registros Densidad/ Neutrón (AL04, AAR03, AFN02, y ARC01) que representan diversas litologías, las cuales son principalmente areniscas. Con la Metodología de Winland se identificaron los litotipos en función del tamaño de garganta poral, observando predominancia los rangos macro y mega poroso. Se determinaron cinco unidades hidráulicas de flujo, siendo HFU4 Y HFU5, las unidades con mejores calidades de roca, con porosidades entre 20 a 30% y permeabilidades de 20 mD a 5000 mD. Estas unidades presentaron una alta correlación con las propiedades petrofísicas y al ser mapeadas se alinearon espacialmente con barras deltaicas, validando la eficacia de la metodología de Winland en la distribución areal de los mejores reservorios. Se sugiere complementar esta metodología con simulaciones de flujo en formaciones similares.

Abstract

Title: Determination of Hydraulic Flow Units and lithotypes in the Hugin Formation, in the Viking Graben, North Sea.

Author: Nathalia Andrea Mantilla Gómez

Keywords: reservoir characterization, hydraulic flow unit, reservoir.

Description:

This monograph characterizes the lithotypes and Hydraulic Flow Units (HFU) in the Hugin formation, located in the southern area of the Viking Graben in the North Sea, known for its stratigraphic complexity. Through petrophysical modeling using core data, electric logs, and geophysical information, zones with potential spatial distribution of lithology and hydraulic properties were identified. Statistical analyses were applied to porosity and permeability curves, followed by the application of the Winland and Amaefule-Altunbay methodologies. Additionally, four electrofacies (AL04, AAR03, AFN02, and ARC01) were identified from density/neutron logs, representing various lithologies, mainly sandstones. Using Winland's methodology, lithotypes were classified based on pore throat size, with a predominance of macro- and megaporous ranges. Five hydraulic flow units were determined, with HFU4 and HFU5 showing the best rock quality, with porosities between 20 and 30% and permeabilities ranging from 20 mD to 5000 mD. These units showed a high correlation with petrophysical properties and, when mapped, aligned spatially with deltaic bars, validating the effectiveness of Winland's methodology in predicting the areal distribution of the best reservoirs. It is suggested that this methodology be complemented with flow simulations in similar formations.

Introducción

La Formación Hugin se localiza en la zona sur del Graben Vikingo, la cual presenta complejas variaciones espaciales de facies, que son un desafío para entender el yacimiento. El presente estudio se centra en la definición de litotipos y Unidades Hidráulicas de Flujo (UHF) con el fin de establecer la distribución espacial de las propiedades litológicas e hidráulicas del Campo Volve; un campo maduro. Reducir la incertidumbre geológico-estratigráfica es necesaria para el diseño de estrategias efectivas que optimicen el desarrollo y la recuperación de reservas.

El enfoque principal de esta monografía es mejorar la comprensión de las variaciones laterales del yacimiento. Para lograrlo, es crucial contar con una definición de litotipos y las Unidades Hidráulicas de Flujo (UHF), basado en un modelo petrofísico robusto. El modelo petrofísico está fundamentado en información obtenida de pozos corazonados, pruebas de laboratorio, registros eléctricos e informes geológicos, con el fin de estimar las mejores calidades de roca.

Este trabajo incluye el análisis estadístico de las curvas de porosidad y permeabilidad a partir de histogramas, la definición de electrofacies y la identificación de litotipos mediante la metodología de Winland. Asimismo, se determinan las Unidades Hidráulicas de flujo y el índice de calidad de reservorio (RQI) utilizando la metodología de Amaefule, que permiten integrar aspectos petrofísicos y geométricos con el objetivo de establecer la capacidad de flujo del yacimiento. La mayor limitante de este trabajo es la información disponible, calidad de los datos en la Formación Hugin y la complejidad geológica del campo, los cuales pueden influir en la precisión del modelo y las predicciones realizadas. Sin embargo, se estima que el enfoque metodológico utilizado minimice estos impactos y proporcione una base sólida para la gestión del yacimiento.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Caracterizar los Litotipos y Unidades Hidráulicas de Flujo (UHF) mediante el uso de información de registros eléctricos, núcleos e información geofísica de la Formación Hugin, campo Volve, Graben Vikingo, Mar del Norte, Noruega.

1.2 Objetivos Específicos

- Analizar estadísticamente las curvas de porosidad y permeabilidad en el yacimiento de estudio.
- Definir electro facies de la Formación Hugin del campo Volve
- Identificar los Litotipos a partir de la relación de las curvas porosidad y permeabilidad haciendo uso de la metodología de Winland.
- Determinar las unidades hidráulicas de flujo (FZI) y el índice de calidad de reservorio (RQI) en el intervalo productor a partir de la metodología de Amaefule.)

2. Marco Teórico

Este capítulo presenta los fundamentos teóricos necesarios para comprender la investigación. Los cuales incluye conceptos básicos y antecedentes relevantes.

2.1 Antecedentes.

Una Unidad Hidráulica de Flujo (UHF), es un concepto desarrollado por múltiples autores con el propósito de integrar información de la física de la roca con la geología. Seeheim (1880) estableció un primer modelo empírico, donde sugirió la existencia de una correlación entre la permeabilidad y el cuadrado del diámetro poroso. Desde ese entonces diferentes formulaciones empíricas han sido desarrolladas involucrando diferentes combinaciones de parámetros.

Los modelos más aceptados incluyen el trabajo propuesto por Kozeny (1927), modificado por Carman (1937, 1956), quienes expusieron un modelo de tubos capilares, asumiendo un radio poroso promedio para los capilares sin rugosidad. De este trabajo se derivó la ecuación Kozeny-Carman, la cual se usa para la caracterización de rocas consolidadas.

Por otro lado, Winland (1972), propuso que la apertura poral corresponde a una saturación de mercurio al 35% (R35), es un indicador clave, basado en regresiones lineales y curvas de presión capilar de inyección de mercurio. Siendo el 35%, la saturación que mostró un mejor factor de regresión. Sin embargo, Kolodgie en 1980 fue quien utilizó esta teoría por primera vez, atribuyendo su valor al trabajo de Winland.

Posteriormente, Pittman (1992) extendió esta investigación con el análisis de 202 muestras de campo. Amaefule (1993) tomó esta investigación y propuso una metodología teórico-práctica, donde en un *plot* log-log del Índice de Calidad de Reservorio (RQI) vs Porosidad normalizada

(ϕ_z), da como resultado una línea recta con pendiente de 45° , donde todos aquellos puntos que se interceptan a la línea conforman una misma zona de flujo.

A partir de este estudio, Amaefule et al. (1993) pudo identificar los radios de garganta poral que dominan el flujo en forma gráfica y establecer correlaciones empíricas para radios de apertura con saturaciones de mercurio del 10 a 75%.

Cabe señalar que la mayoría de estos métodos para la identificación de unidades de flujo se derivan de la ecuación de línea recta $y=mx+b$. Si bien y está en función de la permeabilidad, x es función de la porosidad, mientras que las constantes m y b , están en función del tipo de roca (Stolz & Graves, 2003).

En investigaciones más recientes, Porras y Campos (2001), realizaron un modelo petrofísico para ser implementado en un campo. Allí incorporaron un análisis de variaciones complejas en los poros y las gargantas porales donde concluyeron que los mapas de distribución areal de los tipos de roca son una herramienta excelente para delimitar las áreas con mejores propiedades de yacimiento.

No obstante, la información requerida para elaborar determinado método varía, por lo cual tener información de calidad, permite tener un mayor refinamiento de la unidad hidráulica de flujo.

Basados en esta premisa, Stolz y Graves (2003), realizaron un análisis de la sensibilidad a partir del desarrollo de siete métodos para la definición de unidades hidráulicas, quienes concluyeron que el uso de un modelo erróneo puede dar paso a predicciones poco asertivas.

Incluir las Electrofacies en estos modelos, funciona para Al-Jawad y Saleh (2020) en su trabajo más reciente, donde incluyen las microfacies y patrones de electrofacies para la caracterización de las unidades hidráulicas de flujo en un yacimiento.

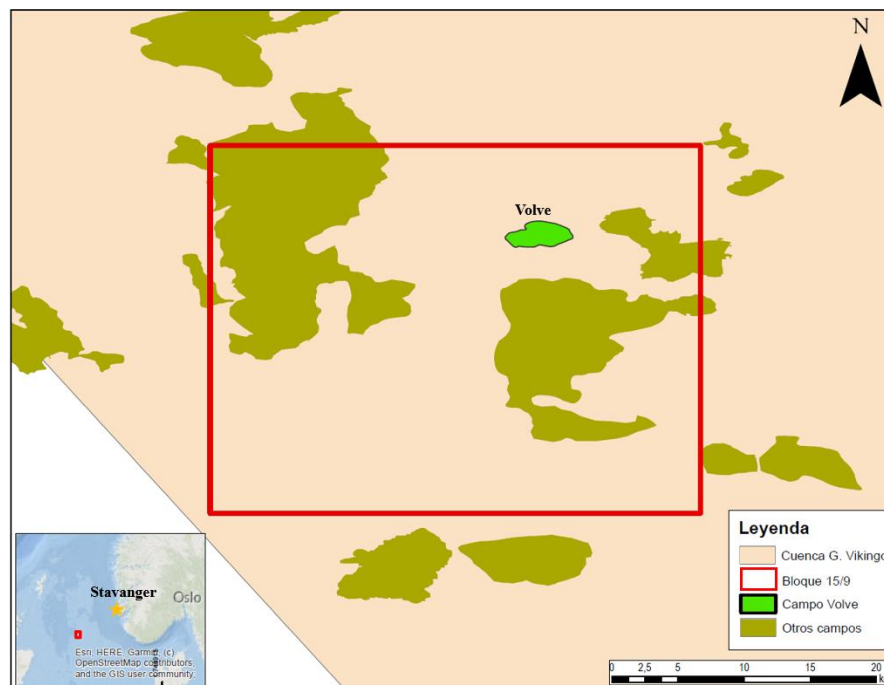
Para la caracterización de un yacimiento es necesario involucrar disciplinas de la geología, geofísica, geoquímica e ingeniería de petróleos con el objetivo de obtener una aproximación real del yacimiento. Los avances históricos en la identificación de Unidades Hidráulicas de Flujo (UHF) y la caracterización de litotipos proporcionan una base sólida para integrar estas disciplinas. En este trabajo busca mejorar la caracterización del yacimiento, optimizando así la predicción de sus propiedades litológicas e hidráulicas del campo Volve.

2.2 Geología del Campo Volve.

El campo Volve se localiza aproximadamente a 200 km al Oeste de la ciudad de Stavanger, en la Figura 1, se resalta en rojo el bloque 15/9 de la plataforma continental Noruega, dentro del Graben Vikingo, que forma parte de la cuenca del Mar del Norte.

Figura 1

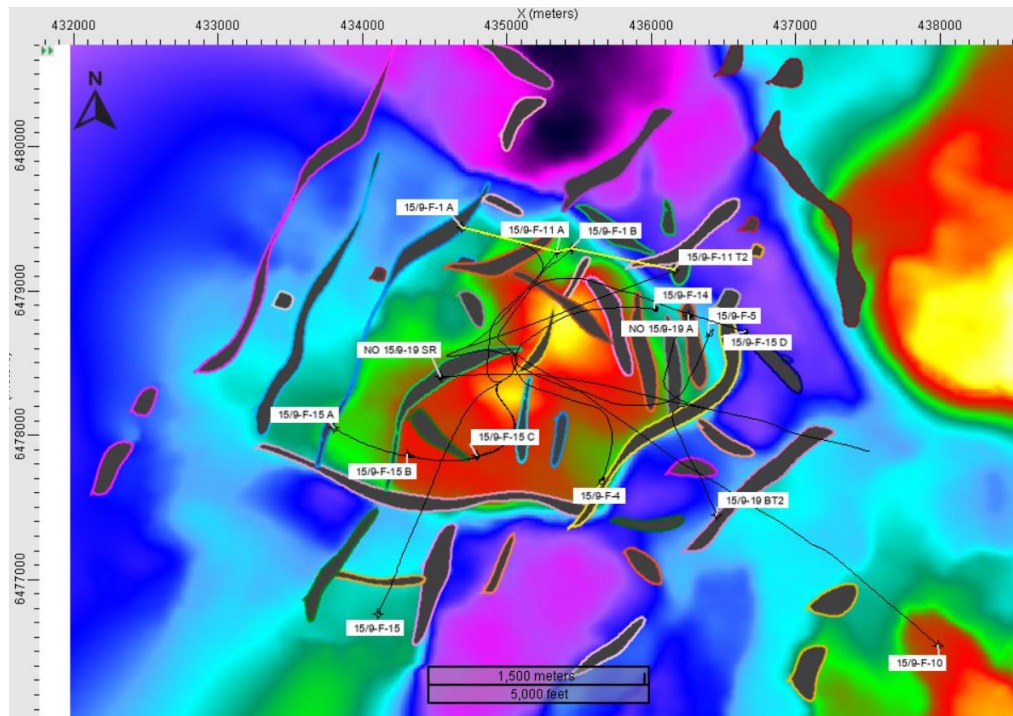
Localización campo Volve.



Su estructura geológica es un pequeño domo con un área 2x3 kilómetros, que se limita en el occidente por una zona altamente fallada que hacen parte del sistema de fallas del Mar del Norte, dando evidencia distensión cortical que evolucionó en respuesta a la acumulación de campos de tensión extensional regionales que ocasionaron la desintegración de Pangea durante el Triásico-Jurásico y la desintegración de Laurasia durante Jurásico tardío-Paleógeno hasta el Paleógeno (Zhong & Escalona, 2020). Esta formación es de edad Calloviana y su contacto es discordante con la formación Sleipner.

Figura 2

Mapa Estructural en profundidad al tope de la Fm. Hugin. Fuente: Statoil, 2015.

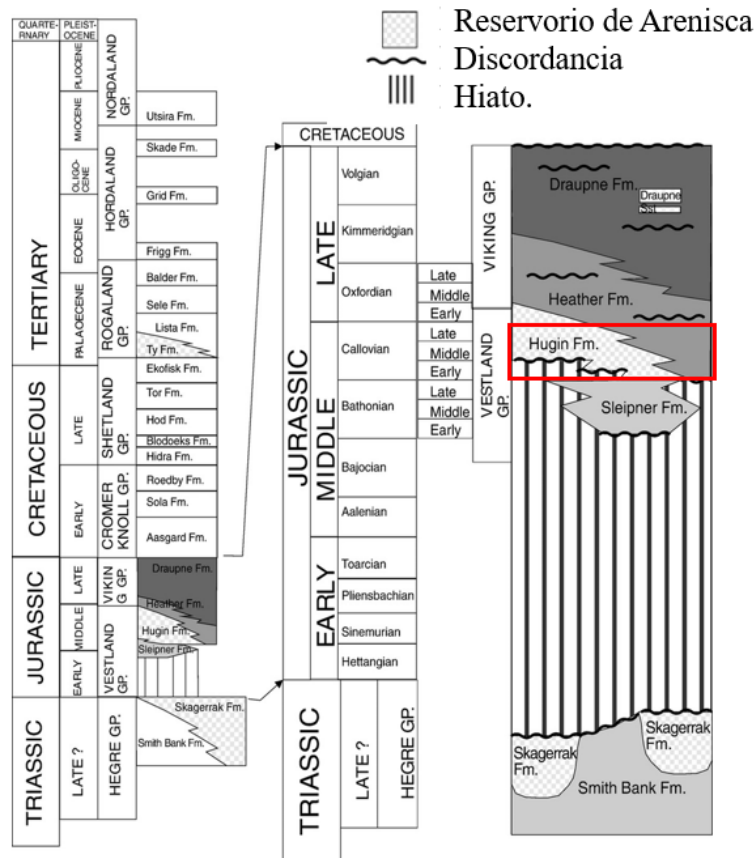


Su reservorio principal es la Formación Hugin, la cual se describe como una unidad transgresiva que se depositó durante la subsidencia y llenado de la parte sur del graben Vikingo, En la Figura 2

Mapa Estructural en profundidad al tope de la Fm. Hugin. Fuente: , se observa el mapa estructural al tope de la Formación Hugin, con los polígonos de fallas oficiales interpretado por Statoil. El ambiente de depositación se describe como un ambiente marino somero con influencia mareal que permitió sistemas de areniscas con extensión lateral.

Figura 3

Columna Estratigráfica de la zona Sur del Graben Vikingo. (Modificado de Folkestad & Satur,2008).



Kieft et al., en 2015 reporta las complejas variaciones espaciales de facies en la Formación Hugin las cuales implican un desafío para la exploración regional en el área Sur del Graben Vikingo, donde se encuentra el reservorio más prospectivo. Hacia el tope de la formación hay un mayor desarrollo de las areniscas que se tienen identificadas. Entre los que se encuentran canales de arenas con tendencias Norte-Sur y barras lobuladas del delta Sleipner, generados por un alto contenido de sedimento fluvial (Kieft et al., 2015) con un espesor que varía entre veinte a cien metros desde la parte más alta de la estructura hacia los flancos y su profundidad oscila 2750 – 3120 m bajo el nivel del mar (Statoil, 2005).

La Figura 3

Columna Estratigráfica de la zona Sur del Graben Vikingo. (Modificado de Folkestad & Satur, 2008). ilustra la columna estratigráfica generalizada de la Zona Sur del Graben Vikingo, resaltando la formación Hugin, la cual se limita hacia la base de manera discordante con la formación Sleipner, y en algunas zonas de la cuenca con la formación Skarragerrak.

El desarrollo del presente estudio tomará como base el modelo geológico descrito por Statoil (2005).

2.3 Propiedades Petrofísicas

Un modelo estático incluye la construcción del marco de referencia estructural y estratigráfico, también involucra las propiedades petrofísicas utilizando métodos de distribución estadísticos (Alher y Aljawad, 2018). Se denominan propiedades estáticas de reservorio aquellas donde la roca y las propiedades de fluido normalmente no cambian durante la vida del campo y estas surgen

como resultado de procesos de depositación primaria acoplados con enterramiento burial post-depositacional, diagénesis y eventos tectónicos (Slatt, R. M., 2006).

Para llevar a cabo la elaboración de un modelo estático es necesario además de configuración estructural, estratigráfica construir un modelo petrofísico donde se estimen los tipos de roca presentes en el yacimiento.

Dentro de las propiedades petrofísicas estimadas están las curvas de porosidad y permeabilidad. Para el caso estudio se tienen datos de corazones de los pozos 15/9-19 A, 15/9-19 B&BT2, y 15/9-19 S&SR, los datos de laboratorio son cruciales para calibrar las curvas de porosidad obtenidas a partir de los registros eléctricos de Densidad Neutrón.

2.3.1 Modelo de Porosidad

Para generar el modelo de porosidad a partir de mediciones indirectas se consideraron tres modelos, según la información disponible para cada pozo.

En el siguiente ítem, se detallan las ecuaciones a considerar en cada caso.

2.3.2 Porosidad a partir del registro de densidad

El modelo de porosidad a partir de la densidad se realiza a partir de la ecuación 1.

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (1)$$

Donde:

ρ_{ma} : Densidad de la matriz (gr/cc), ver valores en tabla 1.

ρ_b : Densidad leída en el perfil (gr/cc).

ρ_f : Densidad del fluido (gr/cc).

Tabla 1

Valores de densidad de la matriz de diferentes litologías

$\rho_{ma} (gr/cc)$	Litología
2.65	Arenas, areniscas y cuarcitas
2.68	Arenas calcáreas o calizas arenosas
2.71	Calizas
2.87	Dolomitas

En el conjunto de datos Volve, los reportes de los pozos corazonados para la formación Hugin, describe la densidad de la matriz es de 2.65 gr/cm³, teniendo en cuenta los valores de referencia Tabla 1, corresponde arenas o areniscas.

2.3.3 Porosidad a partir del registro sísmico

Cuando la calidad del registro de densidad no es adecuada o no se encuentra disponible, la porosidad puede estimarse mediante el registro sísmico, usando la Ecuación 2.

$$\phi S = \frac{\Delta_t - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}} \quad (2)$$

Donde,

ϕS =porosidad derivada del registro sísmico. (fracción)

Δ_t =tiempo de tránsito por en la formación ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

Δ_{tma} =tiempo de tránsito por intervalo en la matriz ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

Δ_{tf} =tiempo de tránsito por el intervalo en el fluido de formación (189 $\mu\text{seg}/\text{pie}$; lodo de agua salada = 185 $\mu\text{seg}/\text{pie}$)

Esta medición considera el tiempo de transido de las ondas sónicas a través de la formación, información valiosa en zonas donde la litología es variable o cuando hay contrastes significativos en la compactación de la roca

2.3.4 Porosidad a partir del registro Neutrón-Densidad.

El modelo de porosidad considera el volumen de arcilla en la formación y la saturación de la zona invadida, lo que puede proporcionar un cálculo preciso de la porosidad total, especialmente en zonas con presencia de arcilla o invasión de filtrado. En la ecuación 3, se describe el cálculo de la porosidad total utilizando los registros Neutrón-Densidad.

$$\Phi_T = \frac{2\phi_D + 2\phi_N}{2} \quad (3)$$

La calidad de los datos fue determinante para la elección del modelo aplicar a utilizar, una vez calculada se compara con la porosidad calculada directamente en los datos de núcleo.

2.3.5 Porosidad efectiva.

La porosidad hace referencia a la porción de volumen de poros que esta interconectados, dando paso a flujo de fluido, excluyendo los espacios porosos ocupados material no permeable, como lo es la arcilla.

Esta propiedad determina el espacio disponible para almacenar fluidos y la capacidad de estos para fluir a través del yacimiento.

Su cálculo se dio en base a los parámetros establecidos en la Ecuación 4.

$$\Phi_{eff} = \Phi_T * (1 - Vsh) \quad (4)$$

donde

Φ_{eff} = Porosidad efectiva (fracción)

Φ_T = Porosidad total calculada por el registro disponible (Densidad, Neutrón, Sonico),

Vsh = volumen de arcilla calculado del registro gamma ray.

Si bien la Formación Hugin se caracteriza por tener poco contenido de arcilla, el cálculo de la porosidad efectiva es fundamental para evaluar las propiedades del reservorio. La combinación de diferentes registros permite una interpretación más robusta e integral del reservorio.

Para determinar la porosidad efectiva en el software DS Petrophysics, se utilizó la ecuación 5.

$$\Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b - Vcl \times (\rho_{ma} - \rho_{cl})}{\rho_{ma} - \rho_f (Sxo - \rho_{mudup} \times (1 - Sxo))} \quad (5)$$

Donde,

Φ = Porosidad efectiva

Vcl = Volumen de arcilla

ρ_{ma} = Densidad de la matriz.

ρ_b = Densidad medida en el registro

Sxo : Saturación en la zona invadida por filtración de lodo

ρ_f = Densidad del fluido

ρ_{mudup} = Densidad del lodo

2.3.6 Modelo de Permeabilidad

El modelo de permeabilidad de Timur (1968), establece una valiosa relación empírica entre la porosidad efectiva y la saturación de agua irreducible, para su aplicación se utilizaron los datos de las muestras de núcleos saturados con una mezcla agua-aire.

La formación Hugin se compone principalmente de areniscas de grano fino a grueso, de ambiente marino somero a transicional en términos generales poca a presencia de arcillas laminares diagenéticos que afecten significativamente la permeabilidad, el uso de este modelo empírico permite una estimación aproximada que se puede comparar con los datos de las muestras de núcleo tomada en laboratorio.

Para los coeficientes a , b , y c , de la ecuación 6, se utilizaron las constantes de Timur $a = 8581$ $b = 4.4$, $c = 2.0$, los cuales son valores empíricos.

El valor de Sw_i , para determinar la permeabilidad a proviene de los datos de núcleo del pozo 15-9-19 S&SR registrados en la tabla 2. Para los pozos 15/9-19A y 15/9-19 B&BT2, no están disponibles en el reporte de núcleo.

$$K(md) = a \frac{\phi^{phie^c}}{(Sw_i^b)} \quad (6)$$

Descripción de variables:

K es la permeabilidad absoluta (md)

ϕ es la porosidad efectiva (%)

Sw_i es la saturación de agua irreducible (%).

Tabla 2

Valores de Saturación de agua irreducible (S_{wi}) para el pozo 15-9-19 S&SR

Profundidad	Porosidad	S_{wi}
4335.97	0.157	0.204
4328.52	0.256	0.111
4339.92	0.257	0.164

Al combinar la información proveniente de núcleo y el modelo empírico de Timur, ofrece una estimación de la permeabilidad. Sin embargo, al tomar las constantes, para efectos de la presente monografía, se hará un análisis de regresión multi lineal, teniendo en cuenta la permeabilidad tomada en núcleo.

2.4 Electrofacies

Termino introducido por primera vez en la década de 1970, por Serra donde se apoya en el concepto de facie sedimentaria de Selley (1978), quien describe a estas como una masa de roca sedimentaria que puede ser distinguida de otras por la geometría, litología, estructuras sedimentarias, patrones de paleocorrientes y contenido fósil.

A lo cual, Serra en 1970 añade que aparte de ese set de características, depende las condiciones físicas, químicas y biológicas bajo las cuales se formó la facie sedimentaria.

Figura 4

Patrones de respuesta del Gamma Ray. Tomado de Radwan, 2020. Modificado de Cant 1992.

GR Log Pattern	Cylindrical/ Boxcar	Funnel	Bell	Symmetrical	Serrated/Irregular
GR Trend					
Sediment Supply	Aggrading	Prograding	Retrograding	Prograding & Retrograding	Aggrading
Depositional Environment (Common)	Fluvial channels, Carbonate shelf, Reef, Submarine canyon fill, Prograding delta distributaries, Aeolian dunes, evaporite fill of basin	Crevasse splay, River, Mouth bar, Delta front, shoreface, Submarine fan lobe	Fluvial point bar, Tidal point bar, deep tidal channel fill, Deltaic channels, proximal deep sea settings, Tidal flats	Reworked offshore bar, regressive to transgressive shore face delta,	Fluvial flood plain, Storm dominated shelf, mixed Tidal flat, Debris flow, Canyon fill, Deep marine-slope

El termino Electrofacies, se define como el set de respuestas en los registros eléctricos similares que caracteriza a un tipo de roca específico, y lo distingue de otros (Serra & Obbot, 1982). Para definir electrofacies, se puede usar solo el registro de la gama ray o múltiples registros y validar su respuesta y representación en la formación en la Figura 4, se ilustra como es el patrón del gamma ray con respecto al ambiente sedimentario.

2.5 Unidad Hidráulica de Flujo

Inicialmente, Amaefule y Altunbay (1993) identificaron el Indicador de zona de flujo como un parámetro único que incorpora los atributos geológicos de la textura y mineralogía en la diferenciación de diferentes geometrías polares de facies, es decir, Unidades Hidráulicas. Por lo cual, proponen una metodología cuya técnica deriva de la ecuación de Kozeny-Carmen, (un

modelo de tubo capilar para el espacio poroso de la roca), quienes aplicaron las leyes de Poisseuille's y Darcy para derivar la relación entre la porosidad y la permeabilidad.

En la Metodología de Amaefule y Altunbay, se definen tres parámetros petrofísicos que son: Índice de calidad del reservorio (RQI), índice de porosidad efectiva normalizada (ϕ_z); por último, el indicador de zona de flujo (FZI). Para la presente monografía se determinan las Unidades hidráulicas de flujo a partir del Indicador de zona de flujo (FZI).

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (7)$$

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_{eff}}} \quad (8)$$

Sin embargo, la clave en este parámetro de clasificación es el Índice de Calidad de Reservorio (RQI), el cual es una aproximación del promedio de radio hidráulico en el reservorio el cual se da por la relación:

$$\text{Log}(RQI) = \text{Log}\phi_z + \text{Log}(FZI) \quad (9)$$

Esta ecuación es el resultado de sustituir las variables en las ecuaciones 7, 8 y 9, al aplicar logaritmo en ambos lados de la ecuación.

Donde ϕ_z es la porosidad efectiva normalizada (relación del volumen de poros con el volumen de granos) y FZI es llamado Índice de Zona de Flujo, la cual está en función de la garganta portal, tortuosidad y superficie de agua efectiva (Pérez, Datta-Gupta y Mishra, 2005).

Posteriormente, Porrás y Campos (2005) definen el concepto de Unidad de flujo de roca como un conjunto de sedimentos con propiedades petrofísicas similares como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, radio de garganta poral y la capacidad de flujo.

En la Figura 5, ilustra esquemáticamente la garganta poral, espacio creado por el contacto y agrupación de granos que conforman una roca que controla la permeabilidad y las características de flujo en un yacimiento.

Figura 5

Esquema Ilustrativo garganta poral. Tomado de Halliburton 2020



Lo que se busca representar con la aplicación de esta metodología, es que todas aquellas muestras que caigan sobre una misma recta con pendiente 45° ($m=45$), tendrán atributos similares de gargantas poral, constituyendo así una Unidad hidráulica diferenciada

2.6 Relación de porosidad y permeabilidad

Winland (1972) estableció la relación empírica entre la porosidad, permeabilidad y apertura poral, donde a partir de regresiones lineales estableció que la mejor aproximación para el flujo a través de una roca corresponde a una saturación de mercurio de 35%. Utilizó este percentil para aproximar la clase modal del tamaño de la garganta del poro, donde la red de poros se interconecta

formando una ruta de fluido continua a través de la muestra. Este trabajo fue plasmado en la ecuación 10.

$$\text{Log } R35 = 0.732 + 0.588 \text{ Log } K_a - 0.864 \text{ Log } \phi \quad (10)$$

Donde,

ϕ = Porosidad efectiva (%)

K= Permeabilidad (mD)

R35: Radio de garganta de poro a una saturación de mercurio al 35% (micrones).

Este percentil R35, es una medida efectiva para caracterizar las gargantas de poro con tamaños predominantes en un reservorio, siendo esta una metodología que orienta a un mejor entendimiento de la calidad de reservorio presente en la formación Hugin.

3. Análisis estadístico de las propiedades porosidad y permeabilidad

En este capítulo se describen las etapas seguidas para determinar las curvas de porosidad y permeabilidad del yacimiento. Posteriormente, se realiza un análisis estadístico detallado de los resultados, que permite una evaluación precisa de las características del reservorio y la identificación de tendencias en los datos obtenidos.

3.1 Recolección de Datos

Los datos utilizados del campo Volve, se descargaron desde *Volve Data Sharing*¹, repositorio oficial de Equinor, el conjunto de datos tiene información de 24 pozos, de los cuales 15/9-19 A, 15/9-19 B&BT2, 15/9-19 S&SR son pozos corazonados.

La mayoría de los pozos cuenta con el set completo de triple combo, adicionalmente los pozos corazonados incluyen registros de gamma ray espectral, reportes de perforación, informes finales de pozo y pruebas de presión.

¹ <https://www.equinor.com/energy/volve-data-sharing>

Tabla 3

Inventario de pozos campo Volve

Inventario de pozos campo Volve						
Nro de pozo	Nombre de Pozo	Triple Combo	Nucleos	Mudlog	Pruebas de Presion	Reportes
1	15/9-19A	si	si	si	no	si
2	15/9-19 B&BT2	si	si	si	si	si
3	15/9-19S&SR	si	si	si	no	si
4	15/9-F-1 A	si	no	si	si	si
5	15/9-F-1 B	si	no	si	si	si
6	15/9-F-10	si	no	si	si	si
7	15/9-F-11A	si	no	si	si	si
8	15/9-F-11T2	si	no	si	si	si
9	15/9-F-14	si	no	si	si	si
10	15/9-F-15	si	no	si	si	si
11	15/9-F-15 A	si	no	si	si	si
12	15/9-F-15 B	si	no	si	si	si
13	15/9-F-15 C	si	no	si	si	si
14	15/9-F-15 D	si	no	si	no	si
15	15/9-F-4	si	no	si	si	si
16	15/9-F-5	si	no	si	si	si
17	15/9-F-1	si	no	si	si	si
18	15/9-F-1 C	si	no	si	si	si
19	15/9-F-7	GR/RES	no	si	no	si
20	15/9-F-9	GR/RES	no	si	`	si
21	15/9-F-9 A	GR/RES	no	si	no	si
22	15/9-F-11	GR/RES	no	si	no	si
23	15/9-F-11 B	si	no	si	no	si
24	15/9-F-12	si	no	si	si	si

Nota. Gris claro corresponde a los pozos analizados con presencia de la formacion Hugin.

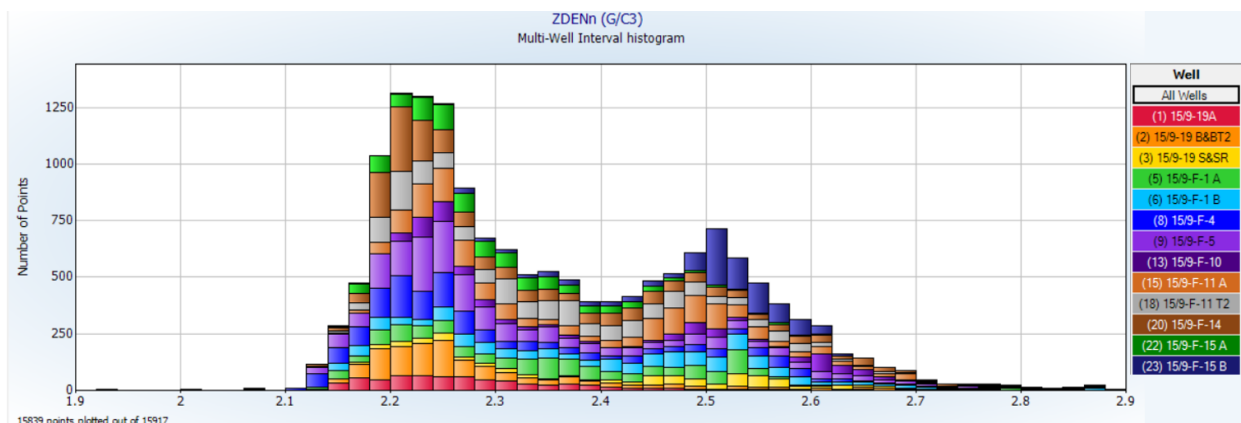
Para la selección de los pozos analizar, se elaboró una lista de aquellos perforados hasta la Formación Hugin y que a su vez cuentan con registros eléctricos para el intervalo de interés, dejando así un total de doce (12) pozos listados en la Tabla 3 y resaltados en gris claro junto con la información disponible.

este ajuste solo se realizó en casos específicos cuando era requerido, como el ejemplo expuesto en la Figura 6, ya que, una menor edición de la información de entrada permite resultados más representativos.

La normalización se realizó a través de una técnica interactiva en la cual se selecciona un punto clave en el histograma (punto de anclaje) y se ajustan para estandarizar la distribución de los datos. Preservando la posición del punto de anclaje, permitiendo ajustar los valores de los rangos sin afectar la integridad de estos.

Figura 7

Histograma de la distribución de la curva de densidad para el intervalo de la formación Hugin.



En la Figura 7, se muestra el histograma de la curva de la densidad normalizada para todo el intervalo de la formación Hugin. La distribución presenta un comportamiento bimodal, con dos picos claramente definidos. El primer ciclo incluye datos de densidad que oscilan entre 2.1 y 2.4 gr/cm^3 , mientras que el segundo ciclo abarca un rango de 2.35 a 2.7 gr/cm^3 . Este comportamiento puede estar determinado por las diferentes litologías presentes en la formación, ya que la normalización se realizó considerando toda la secuencia de tope a base.

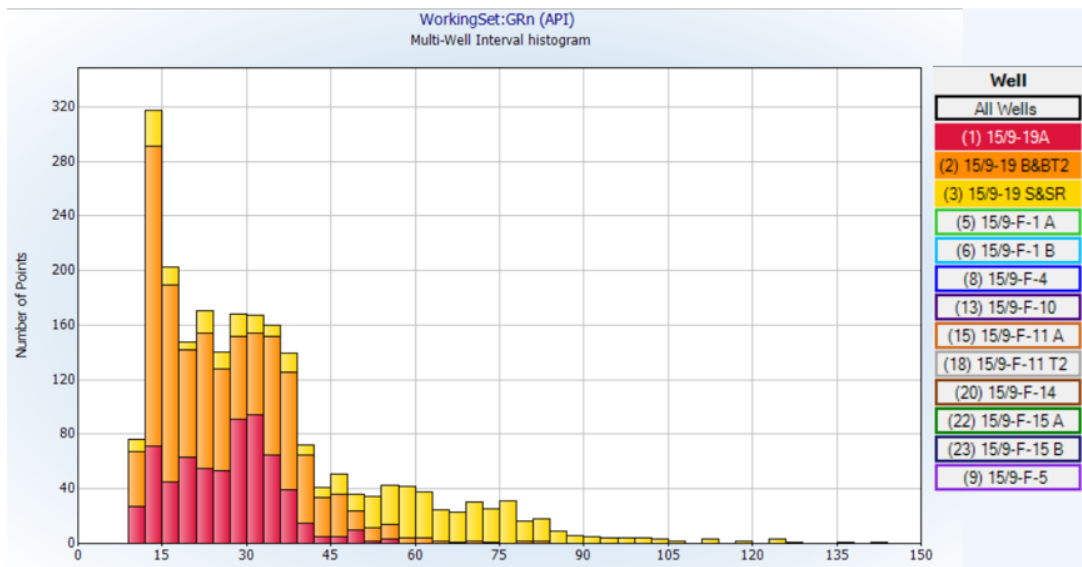
A partir de esta información, y con el objetivo de realizar una interpretación más precisa del modelo de porosidad se trabaja por ciclos denominados Hugin Fm Top, Hugin-1, Hugin-2, Hugin-3, y Hugin-4.

3.3 Cálculo de V_{shale}

Para estimar los parámetros de gamma ray *Clean* y *Shale* en la formación Hugin, se analizaron los histogramas de la curva de la gamma ray normalizada para los pozos corazonados 15/9-19A, 15/9-19 B&BT2, 15/9-19 S&SR en la Figura 8, se destaca que los pozos 19A y 19B&BT2, fueron registrados con *LWD (Logging While Drilling)*, dando lecturas más bajas y con menor variabilidad de los datos.

Figura 8

Histograma de la curva del Gamma ray normalizado para los pozos corazonados.



Los histogramas son una herramienta útil, que permite tener una idea de la composición formacional. Por ejemplo, si se tiene en cuenta el pozo 15/9-S&SR, el valor de *GR VShale* estaría por el orden de 135 API.

Sin embargo, al correlacionar con la información de núcleo y la complejidad operativa de la perforación, para efectos del cálculo del *VShale*, se tuvo en cuenta un valor de *GR shale* de 91 API.

Tabla 4

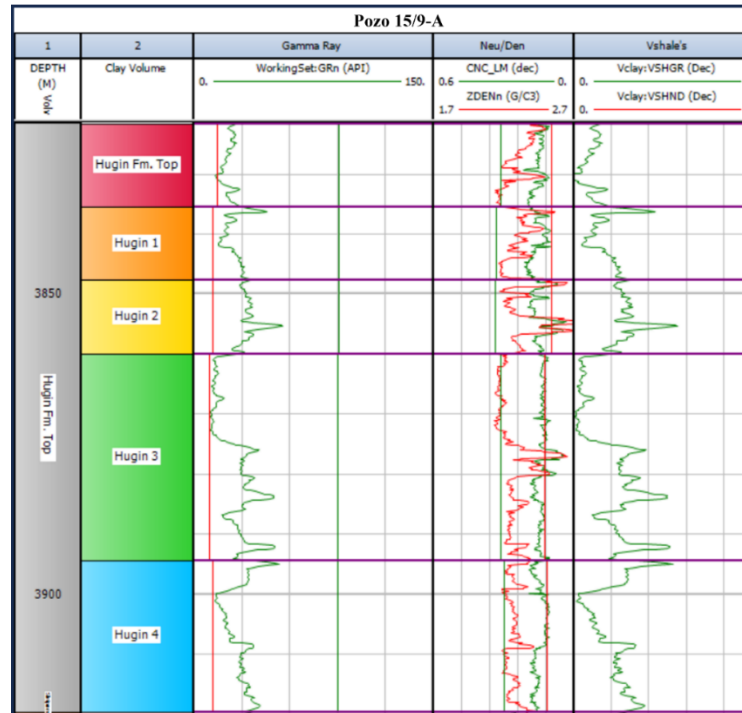
Parámetros de Gama ray para el cálculo de *Vshale*

Pozo	Zona	Profundidad (m)	Gr Limpio	Gr Shale
15/9-19A	Hugin Fm. Top	3821 - 3835	15	91
15/9-19A	Hugin_1	3835 - 3847	12	91
15/9-19A	Hugin_2	3847 - 3860	12	91
15/9-19A	Hugin_3	3860 - 3894	10	90
15/9-19A	Hugin_4	3894 - 3919	12	90
15/9-19 B&BT2	Hugin Fm. Top	4031 - 4051	15	94.4
15/9-19 B&BT2	Hugin_1	4051 - 4062	12	94.4
15/9-19 B&BT2	Hugin_2	4062 - 4078	12	94.4
15/9-19 B&BT2	Hugin_3	4078 - 4104	11	88
15/9-19 B&BT2	Hugin_4	4104 - 4141	12	94.4
15/9-19 S&SR	Hugin Fm. Top	4316 - 4339	15	94.4
15/9-19 S&SR	Hugin_1	4339 - 4340	12	94.4
15/9-19 S&SR	Hugin_2	4340 - 4340	12	94.4

En la Figura 9, se muestra el modelo obtenido con los parámetros de la tabla 4 para el pozo 15/9-19 S&SR, en el módulo de DS Petrophysics. De la misma manera se realizó la verificación en el software de la interpretación obtenida y se correlacionó con la descripción litológica del núcleo.

Figura 9

Modelo obtenido con los parámetros expuestos en la tabla 6 para el pozo 15/9-19^a del VSHGR.



Una vez calculado y calibrado el volumen de shale para los pozos corazonados, se extendió el modelo a los pozos 15/9-F-1 A, 15/9-F-1 B, 15/9-F-4, 15/9-F-5, 15/9-F-11 A, 15/9-F-11 T2, 15/9-F-14, 15/9-F-15 A y 15/9-F-15 B.

3.4 Cálculo de Porosidad

Para el cálculo de la curva de porosidad se utilizó la ecuación 3, utilizando como información de entrada los registros de Densidad-Neutrón, los parámetros de densidad de fluido, densidad de matriz, densidad del lodo, fueron tomados de los reportes de perforación de los pozos corazonados.

En cuanto a la resistividad del agua de la formación Hugin, no se cuenta con una muestra representativa. En el reporte del modelo Petrofísico de Statoil, establecen que el valor $R_w = 0.07 \Omega m$ a $20^\circ C$ (con una concentración equivalente de 130,000 ppm de NaCl), valor obtenido a partir de pruebas MDT, ya que se cree que la formación Hugin está conectada con la formación Skagerrak (Statoil, 2015), valores que se consignan en la tabla 5.

Tabla 5

Datos de entrada para el cálculo de Porosidad/Saturación de agua.

Parámetro	valor
Rw	0.07
Salinidad	130
Temperatura	20
Densidad de Grano	2.65
Densidad de fluido	0.1

Para el cálculo de la saturación de agua, se aplicaron los métodos de Archie y Simandoux Modificado, con el objetivo de obtener dos escenarios: un modelo optimista utilizando el método de Archie y un modelo conservador mediante Simandoux Modificado. Aunque estos modelos afectan el cálculo de la saturación de agua, es importante destacar que no influyen en los valores de porosidad obtenidos.

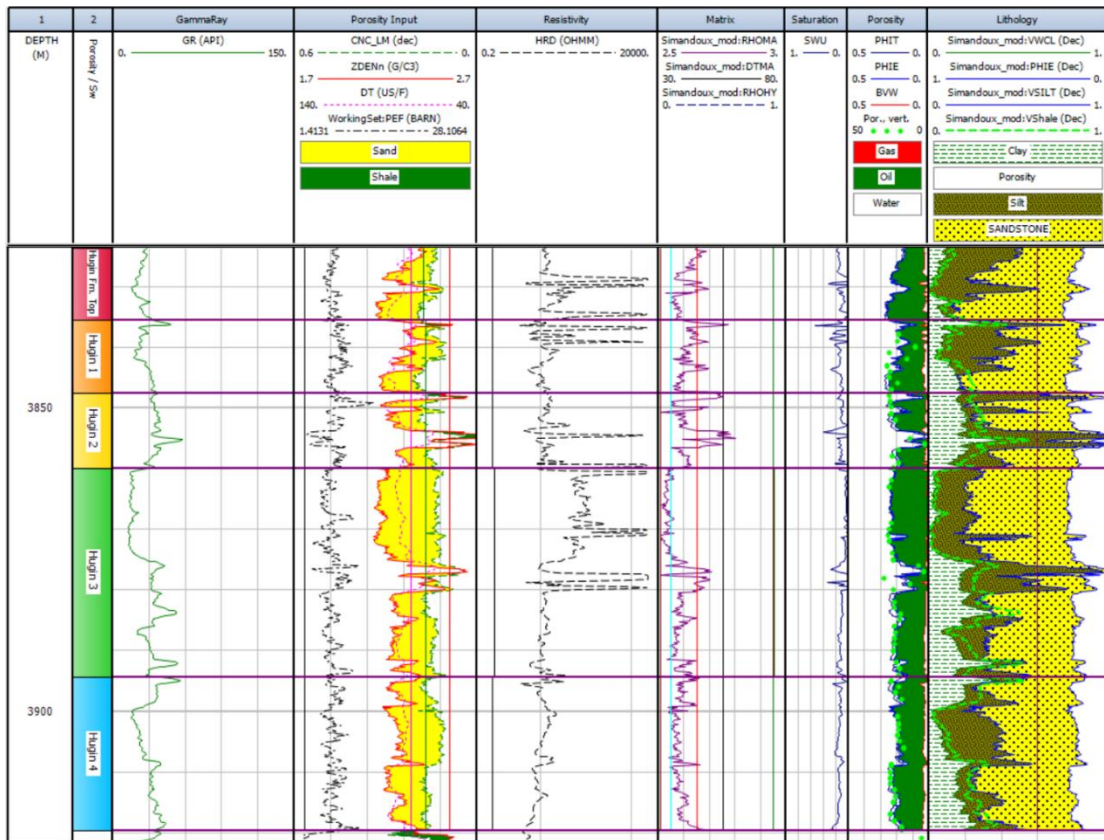
La curva de saturación de agua calculada entre ambos métodos muestra que el modelo de Simandoux es el más adecuado para la formación Hugin, a pesar de que la formación está compuesta principalmente por areniscas limpias. En algunas secuencias definidas para este análisis, se observa un mayor contenido de arcillas en ciertos pozos, lo que justifica el uso del modelo de Simandoux.

En la Figura 10, se presentan los resultados del modelo de porosidad, donde se pueden observar los puntos verdes que representan los valores de porosidad obtenidos directamente de los núcleos para el pozo 15/9-19 A.

En la columna de porosidad, se grafica la curva de la porosidad tomada en laboratorio (puntos verdes), evidencia como esta coincide con la tendencia y valores calculados en el modelo de porosidad, lo cual muestra un buen amarre. Inicialmente, el modelo se corrió en los pozos corazonados y se validaron los resultados con lo descrito en la información de núcleo, en términos de la litología y la saturación de aceite. Las muestras tienen una con una densidad de grano de 2.65 gr/cm³.

Figura 10

Modelo de porosidad utilizando el modelo de saturación de Simandoux.



Litológicamente, son areniscas de tamaño de grano fino a grueso, bien sorteadas con presencia de minerales accesorios como pirita y dolomita. Particularmente, este pozo se encuentra en zona de aceite, lo cual coincide con la estimación.

3.5 Análisis Estadístico de Porosidad

En esta sección se hace el análisis de los histogramas, para la curva de porosidad en cada uno de los ciclos identificados en los pozos, exhibiendo los resultados en diagramas de barras.

3.5.1 Zona 1: Hugin Fm. Top

Esta zona, está presente en los doce pozos analizados, la distribución de los datos de porosidad efectiva para la zona Hugin Fm. Top, es mayormente normal. En figura 11, sobre el histograma se grafica en una línea verde como es la distribución con respecto al ajuste gaussiano. Esta expone una ligera inclinación hacia la derecha, es decir los datos cuentan con una asimetría positiva y están mayormente concentrados en el rango de 0.15 a 0.25.

La media de la porosidad promedio para esta zona en la mayoría de los pozos está entre 0.17 y 0.25. La moda o el valor que más frecuente dentro de la distribución de los datos es de 0.24.

En cuanto a la desviación estándar, baja con un valor entre 0.02 y 0.06, lo que quiere decir que la mayoría de los datos están muy cerca de la media para este intervalo. En la Figura 11, se muestran con un eje vertical azul los valores de percentil P10, P50, y P90.

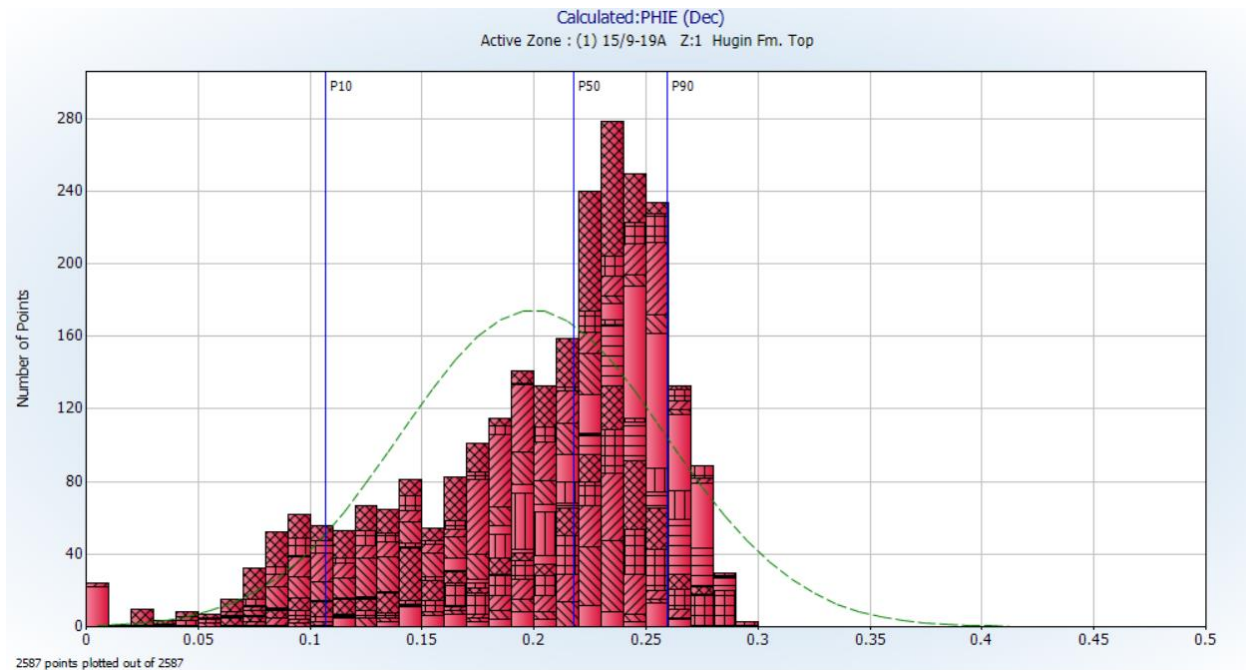
Para el percentil P (10) los valores oscilan de 0.08 a 0.18, lo que significa que el 10% de los datos más bajos tienen porosidades menores o iguales a estos valores.

Para percentil 50 (P50) están cerca de 0.20 a 0.25, lo cual representa el valor de la porosidad en el punto medio de la distribución.

El percentil 90 (P90) se encuentra en torno a 0.23 a 0.28, lo que significa que solo el 10% de los valores de porosidad superan este rango.

Figura 11

Histograma de porosidad efectiva Formación Hugin para la Zona 1. Hugin Fm top



En la Tabla 6, se presentan los parámetros estadísticos para uno de los pozos donde este ciclo de la formación Hugin está presente.

En resumen, la media y la mediana P50 de los valores de la porosidad efectiva para la denominada zona Hugin Fm Top, serán de 0.20 y 0.22.

Tabla 6

Análisis estadístico de la curva de Porosidad Calculada para la zona Hugin Fm. Top.

Pozo	Tope	Base	Min	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
15/9-19A	3821.70	3835.56	0.11	0.27	0.05	0.20	0.26	0.14	0.20	0.26
15/9-19 B&BT2	4031.35	4051.41	0.04	0.26	0.05	0.20	0.24	0.13	0.22	0.24
15/9-19 S&SR	4316.69	4339.43	0.07	0.27	0.04	0.22	0.24	0.18	0.23	0.25
15/9-F-1 A	3440.05	3463.92	0.09	0.29	0.05	0.22	0.25	0.16	0.23	0.28
15/9-F-1 B	3245.27	3269.79	0.06	0.28	0.06	0.19	0.25	0.11	0.21	0.25
15/9-F-4	3250.17	3272.10	0.15	0.28	0.02	0.25	0.24	0.22	0.25	0.28
15/9-F-10	5212.97	5262.00	0.00	0.28	0.07	0.23	0.26	0.17	0.25	0.27
15/9-F-11 A	3595.08	3619.28	0.08	0.26	0.05	0.17	0.23	0.10	0.17	0.23
15/9-F-11 T2	4389.65	4422.41	0.01	0.27	0.06	0.18	0.18	0.10	0.19	0.25
15/9-F-14	3005.73	3027.33	0.07	0.28	0.06	0.19	0.26	0.10	0.21	0.26
15/9-F-15 D	3527.09	3590.13	0.02	0.26	0.06	0.18	0.24	0.08	0.21	0.24
15/9-F-5	3472.16	3492.20	0.04	0.27	0.05	0.20	0.20	0.16	0.20	0.26
Hugin Fm. Top para todos los pozos			0.02	0.29	0.05	0.20	0.24	0.11	0.22	0.26

Con base en la desviación, los datos son bastante consistentes y se espera que las porosidades para este ciclo estén muy cerca de la media, es decir encontrar porosidades del 20% aproximadamente.

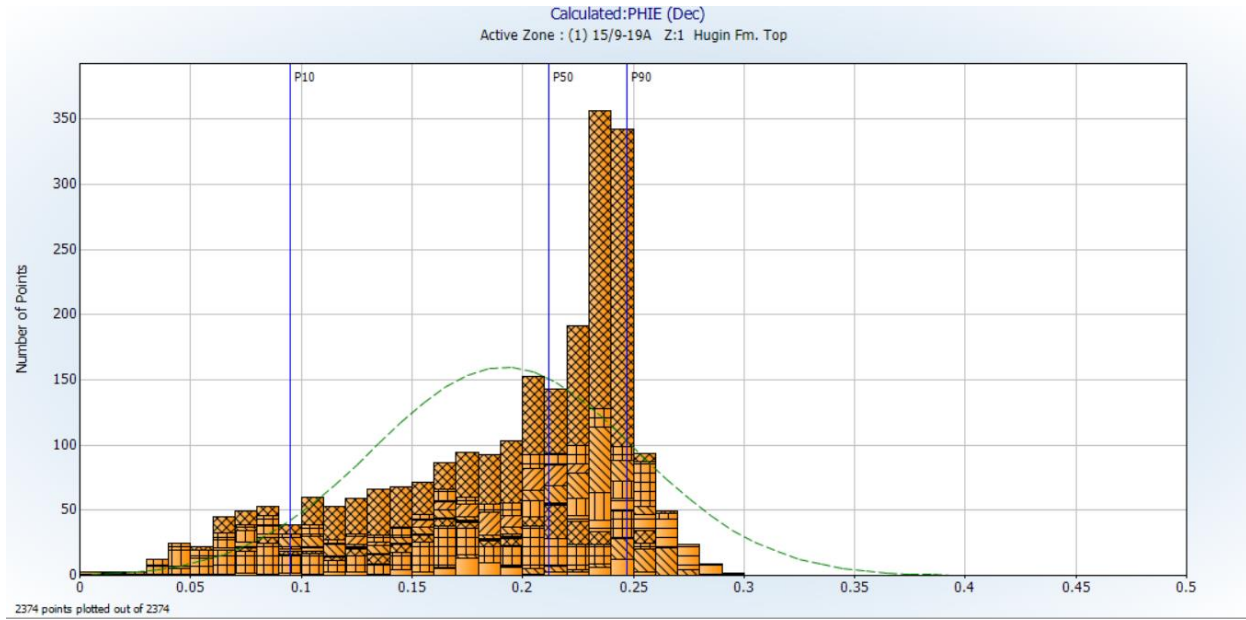
3.5.2 Zona 2. Hugin 1.

La distribución de la curva de porosidad efectiva para la zona 2 Hugin 1, es principalmente normal y asimétrica positiva, tal como se muestra en la Figura 12, donde los datos se concentran en su mayoría entre el rango de 0.15 a 0.25. La media de la porosidad promedio para esta zona en la mayoría de los pozos está entre 0.15 y 0.25. La moda o el valor que más frecuente dentro de la distribución de los datos es de 0.24.

La desviación estándar presenta valores moderados que van desde 0.02 y 0.08. Los valores del percentil P10 oscilan de 0.06 a 0.21, es decir, el 10% de los datos más bajos tienen porosidades a lo sumo a estos valores. Para el percentil P50, los valores están entre 0.16 y 0.25, representando así la porosidad que se encuentra justo en el centro de la distribución.

Figura 12

Histograma Formación Hugin para la Zona 1. Hugin Fm top



El percentil 90 (P90) se encuentra en torno a 0.22 a 0.28, lo que significa que solo el 10% de los valores de porosidad superan este rango.

Particularmente la Figura 12, muestra hacia el extremo, un rango de porosidades altas, esto sugiere que, si bien para esta zona hay porosidades buenas, pueden ser esporádicas.

Tabla 7 Análisis estadístico de la curva de Porosidad Calculada para la zona 2 Hugin1

Pozo	Zona	Tope	Base	Min	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
15/9-19A	Hugin_1	3835.56	3847.68	0.08	0.25	0.05	0.19	0.18	0.12	0.18	0.25
15/9-19 B&BT2	Hugin_1	4051.41	4062.99	0.17	0.27	0.02	0.25	0.27	0.21	0.25	0.27
15/9-F-1 A	Hugin_1	3463.92	3500.00	0.04	0.25	0.06	0.16	0.21	0.07	0.16	0.23
15/9-F-1 B	Hugin_1	3269.79	3282.60	0.07	0.26	0.05	0.19	0.22	0.11	0.21	0.24
15/9-F-4	Hugin_1	3272.10	3289.65	0.01	0.29	0.08	0.22	0.27	0.08	0.25	0.28
15/9-F-5	Hugin_1	3492.20	3509.95	0.02	0.25	0.08	0.15	0.24	0.04	0.20	0.24
15/9-F-11 A	Hugin_1	3619.28	3636.56	0.07	0.25	0.05	0.20	0.24	0.11	0.22	0.24
15/9-F-11 T2	Hugin_1	4422.41	4432.50	0.11	0.23	0.03	0.18	0.19	0.13	0.19	0.22
15/9-F-14	Hugin_1	3027.33	3056.11	0.03	0.26	0.07	0.18	0.26	0.06	0.20	0.26
15/9-F-15 D	Hugin_1	3590.13	3746.47	0.06	0.26	0.05	0.20	0.25	0.13	0.23	0.24
Hugin 1 para todos los pozos				0.01	0.29	0.06	0.19	0.24	0.09	0.21	0.25

En la tabla 7, se presentan los parámetros estadísticos para cada pozo. En resumen, la media y la mediana P50 de los valores de la porosidad efectiva para la denominada zona 2 Hugin 1, son de 0.20 y 0.22.

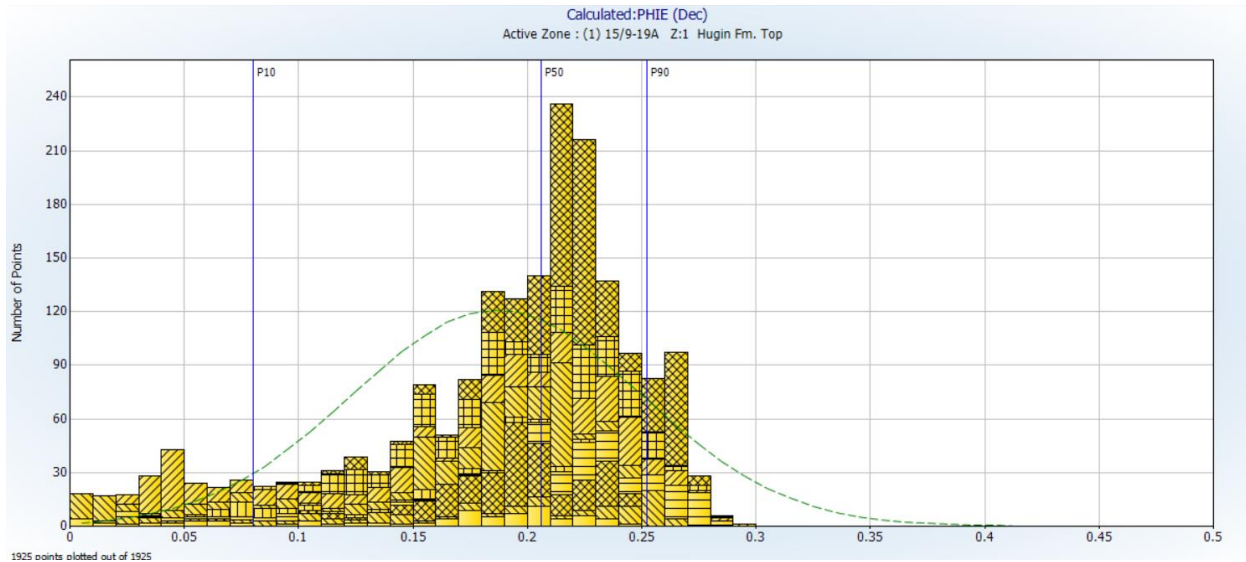
3.5.3 Zona 3. Hugin 2.

El histograma con los datos de la porosidad efectiva para la zona 3- Hugin 2 exhibe una distribución, en su mayoría normal. Al igual que las otras zonas, continua la tendencia de estar ligeramente inclinada hacia la derecha, con asimetría positiva. Cabe destacar, que, en esta zona, se observan con mayor frecuencia, datos de porosidades menores a 15. No obstante, la mayoría de los datos se ubican en el rango de 0.15 a 0.25.

La media de la porosidad promedio para esta zona en la mayoría de los pozos está entre 0.15 y 0.22, con un valor de moda de 0.23.

Figura 13

Histograma Porosidad Efectiva Zona 3- Hugin 2.



En cuando a la desviación estándar esta es moderada con un valor entre 0.03 y 0.08. Ahora bien, en la Tabla 8 hay pozos con una desviación estándar de 0.03, y es esperado que sus valores de porosidad estén alineados con el valor de la media. De igual manera, hay pozos con valores de desviación estándar mayores a 0.06, que evidencian una mayor dispersión de los datos. En la Figura 13, se destacan el percentil P10, P50, y P90. Para el percentil P (10) los valores fluctúan de 0.04 a 0.19. Para percentil 50 (P50) están cerca de 0.11 a 0.23, esto es el valor de la porosidad en el punto medio de la distribución.

El percentil 90 (P90) se encuentra en torno a 0.21 a 0.26, el 10% de los valores de porosidad superan este rango.

Tabla 8

Análisis estadístico de la curva de Porosidad Calculada para la Zona 3 Hugin-2

Pozo	Zona	Tope	Base	Min	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
15/9-19A	Hugin_2	3847.68	3860.05	0.00	0.24	0.07	0.15	0.21	0.04	0.18	0.23
15/9-19 B&BT2	Hugin_2	4062.99	4078.01	0.03	0.27	0.07	0.18	0.26	0.08	0.21	0.26
15/9-F-1 B	Hugin_2	3282.60	3304.20	0.07	0.24	0.03	0.20	0.20	0.16	0.20	0.23
15/9-F-4	Hugin_2	3289.65	3311.38	0.01	0.28	0.06	0.22	0.23	0.09	0.23	0.27
15/9-F-5	Hugin_2	3509.95	3517.26	0.05	0.22	0.05	0.13	0.08	0.07	0.11	0.21
15/9-F-11 A	Hugin_2	3636.56	3664.08	0.01	0.25	0.07	0.16	0.22	0.02	0.18	0.22
15/9-F-11 T2	Hugin_2	4432.50	4463.90	0.03	0.29	0.08	0.15	0.05	0.04	0.17	0.24
15/9-F-14	Hugin_2	3056.11	3096.32	0.08	0.28	0.05	0.19	0.23	0.12	0.20	0.25
15/9-F-15 D	Hugin_2	3746.47	3819.36	0.10	0.27	0.03	0.22	0.23	0.19	0.22	0.26
Hugin 2 para todos los pozos				0.01	0.29	0.06	0.19	0.22	0.08	0.21	0.25

En la tabla 8, se presentan los parámetros estadísticos para cada pozo. En resumen, la media y la mediana (P50) de los valores de la porosidad efectiva para la denominada zona 3 Hugin 2, serán de 0.13 y 0.24.

3.5.4 Zona 4. Hugin 3

La distribución de la curva de porosidad efectiva para la zona 4 Hugin 3, es normal con una mínima ligera inclinación hacia la derecha, pero en términos generales sigue la tendencia gaussiana. Los datos se concentran en su mayoría entre el rango de 0.17 a 0.26.

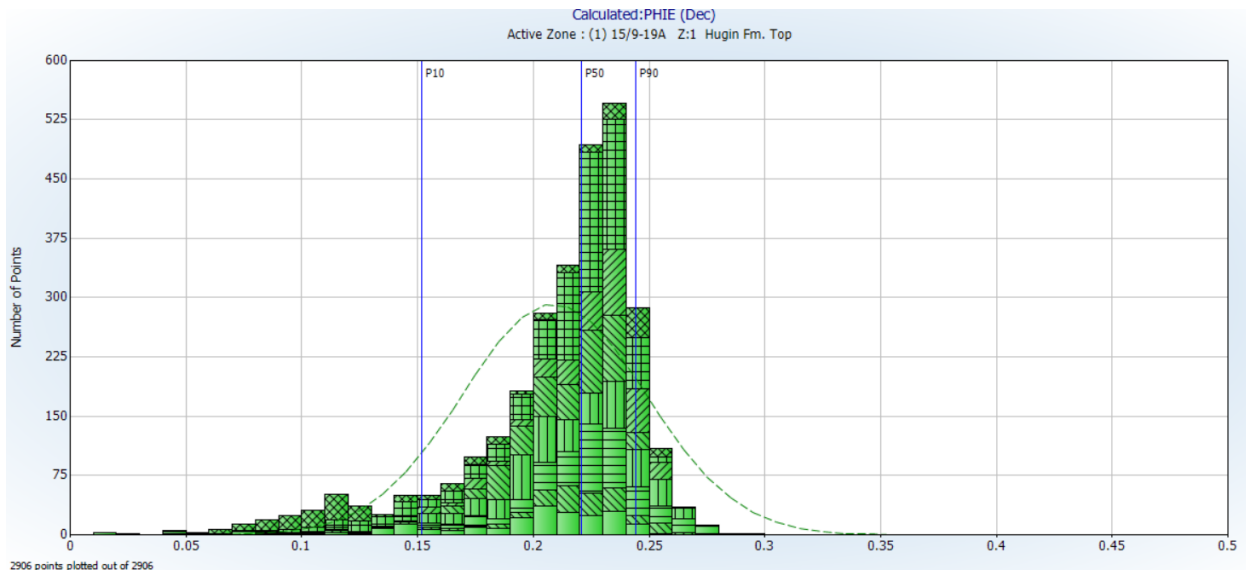
La media de la porosidad promedio para esta zona en la mayoría de los pozos está entre 0.16 y 0.22. La moda o el valor que más frecuente dentro de la distribución de los datos es de 0.24.

En cuando a la desviación estándar esta es moderada con un valor entre 0.02 y 0.06. Podría decirse que es una de las zonas menos dispersas ya que, para la mayoría de los pozos que presentan esta zona, esta es en su mayoría de 0.03. En la Figura 14, se destacan las líneas del percentil P10,

P50, y P90. Para el percentil P (10) los valores oscilan de 0.09 a 0.19, lo que significa que el 10% de los datos más bajos tienen porosidades igual o inferior a estos valores.

Figura 14

Histograma Hugin Zona 4- Hugin 3



Para percentil 50 (P50) están cerca de 0.15 a 0.23, lo cual representa el valor de la porosidad en el punto medio de la distribución.

El percentil 90 (P90) se encuentra en torno a 0.24 a 0.25, lo cual indica que tan solo el 10% de los valores de porosidad superan este rango.

Tabla 9

Análisis estadístico de la curva de Porosidad Calculada para la Zona 4. Hugin-3

Pozo	Zona	Tope	Base	Min	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
15/9-19A	Hugin_3	3860.05	3894.33	0.02	0.26	0.05	0.19	0.21	0.14	0.21	0.24
15/9-19 B&BT2	Hugin_3	4078.01	4104.07	0.09	0.27	0.03	0.21	0.22	0.17	0.22	0.25
15/9-F-4	Hugin_3	3311.38	3370.44	0.04	0.29	0.03	0.22	0.23	0.18	0.23	0.26
15/9-F-5	Hugin_3	3517.26	3583.68	0.10	0.27	0.03	0.21	0.24	0.17	0.21	0.25
15/9-F-11 A	Hugin_3	3664.08	3702.00	0.16	0.25	0.02	0.21	0.24	0.18	0.22	0.24
15/9-F-11 T2	Hugin_3	4463.90	4494.34	0.15	0.26	0.02	0.22	0.24	0.19	0.23	0.25
15/9-F-14	Hugin_3	3096.32	3208.00	0.09	0.27	0.03	0.21	0.23	0.16	0.22	0.24
15/9-F-15 D	Hugin_3	3819.36	4685.08	0.05	0.25	0.06	0.16	0.25	0.09	0.15	0.24
Hugin 3 para todos los pozos				0.02	0.29	0.04	0.21	0.24	0.15	0.22	0.24

En la tabla 9, se presentan los parámetros estadísticos para cada pozo. En síntesis, los valores de la media y la mediana (P50) de la porosidad efectiva para la denominada zona 4 Hugin 3, son de 0.21 y 0.22 respectivamente.

3.5.5 Zona 5. Hugin 4.

La Zona 5, solo se encuentra en cuatro de los pozos analizados, en el histograma de la curva de porosidad efectiva para la zona 5 Hugin 4, al igual que las otras zonas tiene una leve inclinación hacia la derecha, representando una asimetría positiva. Los datos se concentran en su mayoría entre el rango de 0.15 a 0.26.

La media de la porosidad promedio para esta zona está entre 0.16 y 0.23. La moda o el valor que más frecuente dentro de la distribución de los datos es de 0.23.

En cuanto a la desviación estándar esta es moderada, siendo menor para los pozos 15/9-19A y 15/9-19B&BT2, es decir que los valores de porosidad para estos varían poco. Por otra parte, para los pozos 15/9-F4 y F5 la desviación estándar es de 0.06 y 0.07. Lo cual sugiere una mayor dispersión de los datos para esta zona. Para este ciclo Hugin 4, la variabilidad de los valores de

porosidad cambia de pozo a pozo, así haya una aparente correlación entre ellos. En la Figura 15, se muestra el histograma de la porosidad efectiva destacando los percentiles P10, P50, y P90.

Para el Percentil P10 los valores oscilan de 0.05 a 0.18. Para percentil 50 (P50) están cerca de 0.19 a 0.24, lo cual representa el valor de la porosidad en el punto medio de la distribución.

El percentil 90 (P90) se encuentra por el orden de 0.23 a 0.26, lo que significa que solo el 10% de los valores de porosidad superan este rango.

Figura 15

Histograma Porosidad Efectiva Zona 5- Hugin 4.

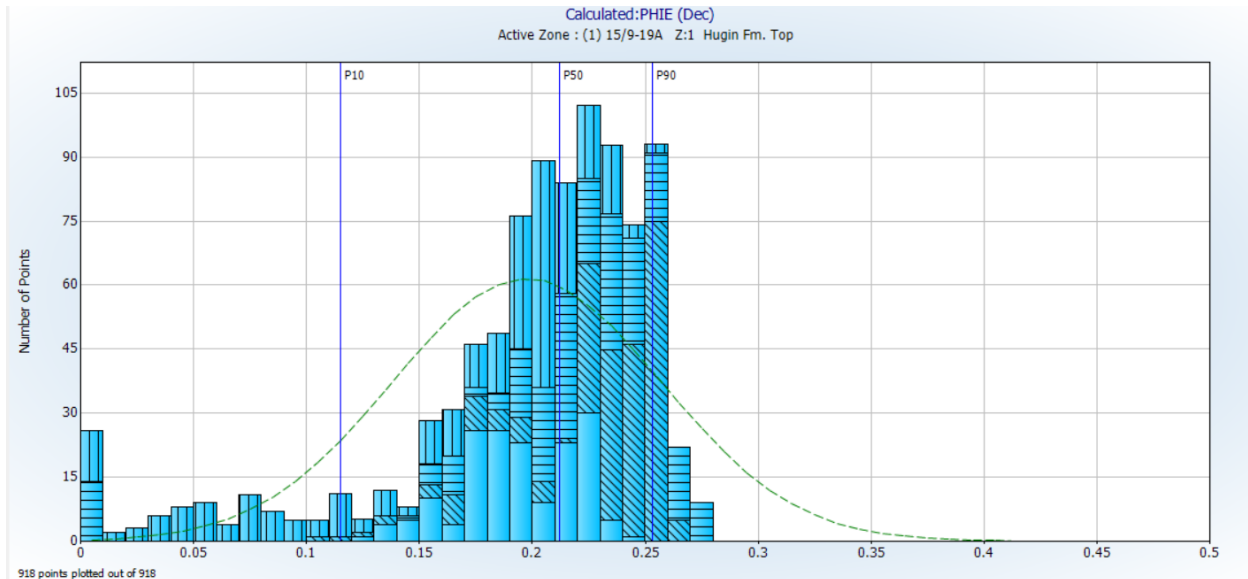


Tabla 10

Análisis estadístico de la curva de Porosidad Calculada para la zona 5 Hugin 4

Pozo	Zona	Topo	Base	Min	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
15/9-19A	Hugin_4	3894.33	3919.59	0.13	0.25	0.03	0.19	0.23	0.16	0.19	0.23
9-19 B&B	Hugin_4	4104.07	4140.58	0.11	0.26	0.03	0.23	0.26	0.18	0.24	0.26
15/9-F-4	Hugin_4	3370.44	3404.74	0.01	0.27	0.06	0.21	0.22	0.16	0.22	0.26
15/9-F-5	Hugin_4	3583.68	3626.92	0.01	0.25	0.07	0.16	0.21	0.05	0.19	0.23
Hugin 4 para todos los pozos				0.01	0.27	0.06	0.20	0.23	0.12	0.21	0.25

En la tabla 10, se presentan los parámetros estadísticos para cada pozo. Recapitulando, la media y la mediana (P50) de porosidad efectiva para la denominada zona 5 Hugin 4, son de 0.21 y 0.22.

Estadísticamente, el análisis por zonas para la formación Hugin, evidencian una variabilidad que es consistente dada la naturaleza de la formación Hugin.

En resumen, para la zona denominada Hugin Fm. Top, muestra una desviación estándar moderada de 0.05, cuyos datos están concentrados a una media 0.20 y una moda de 0.24. Las zonas Hugin-1 y Hugin-2 tienen una mayor variabilidad con desviaciones estándar de 0.06, lo cual es indicio de una dispersión más amplias de los valores de porosidad, aunque la media y los percentiles indican que las porosidades tienden a ser bajas a moderadas.

Tabla 11

Resumen Análisis estadístico de la Porosidad Efectiva para la Formación Hugin

Zona	Min	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
Zona Hugin Fm. Top	0.02	0.29	0.05	0.20	0.24	0.11	0.22	0.26
Hugin-1	0.01	0.29	0.06	0.19	0.24	0.09	0.21	0.25
Hugin-2	0.01	0.29	0.06	0.19	0.22	0.08	0.21	0.25
Hugin-3	0.02	0.29	0.04	0.21	0.24	0.15	0.22	0.24
Hugin-4	0.01	0.42	0.05	0.21	0.23	0.15	0.22	0.25

Por otro lado, Hugin-3 presenta la menor variabilidad, con una desviación estándar de 0.04 y una mayor consistencia en sus valores, lo que sugiere una zona de porosidad más uniforme.

3.6 Análisis estadístico de la Permeabilidad.

La permeabilidad en la formación Hugin tiene un comportamiento complejo, ya que puede variar considerablemente. En los pozos corazonados, los datos de laboratorio presentan permeabilidades que oscilan entre 4 mD a valores mayores a 5000 mD. Para obtener una visión general de la variabilidad en cada Zona, el análisis se realizó utilizando las mismas zonas empleadas para el análisis de la porosidad.

Para estimar la permeabilidad, inicialmente se utilizó el modelo empírico de Timur, el cual relaciona la porosidad y la saturación de agua, proporcionando una estimación preliminar. Sin embargo, el modelo de Timur, no captura adecuadamente la heterogeneidad de la formación Hugin, por lo cual se recurrió a un método de Regresión Linear Múltiple para mejorar la predicción de la curva de permeabilidad, donde se incluyeron las variables de densidad, porosidad de núcleo, permeabilidad de núcleo y volumen de arcilla.

El modelo ajusta los datos utilizando mínimos cuadrados para obtener la mejor relación entre las variables, dada por la ecuación 11.

$$K(mD) = 10^{(-0.09816006 + 0.07919156 * \text{Log}(KCORE) + 14.66931676 * \text{PORCORE} - 0.15464505 * \text{ZDENn} - 3.22772343 * \text{VSHGR})} \quad (11)$$

Donde,

KCORE: Permeabilidad de núcleo medida

PORCORE: Porosidad de núcleo.

ZDENn: Curva de densidad normalizada.

VSHGR: Volumen de sale del Gamma Ray.

Este modelo se construyó con los pozos corazonados 15/9-19 B&BT2 y 15/9-19A, y posteriormente se aplicó a los pozos sin núcleo. A continuación se describe estadísticamente a partir de histogramas la distribución de la curva de permeabilidad.

3.6.1 Zona 1. Hugin Fm. Top

La Hugin Fm. Top, es de gran relevancia ya que este ciclo de encuentra todos los pozos analizados. La Figura 16, es el histograma de los datos permeabilidad para esta zona, la distribución evidencia un rango considerable amplio, que refleja la heterogeneidad del reservorio. La distribución, es asimétrica positiva con una concentración considerable de datos en los rangos con valores de permeabilidad alta, es decir mayor a 10 mD.

Figura 16

Histograma de la Permeabilidad para la Zona Hugin Fm. Top

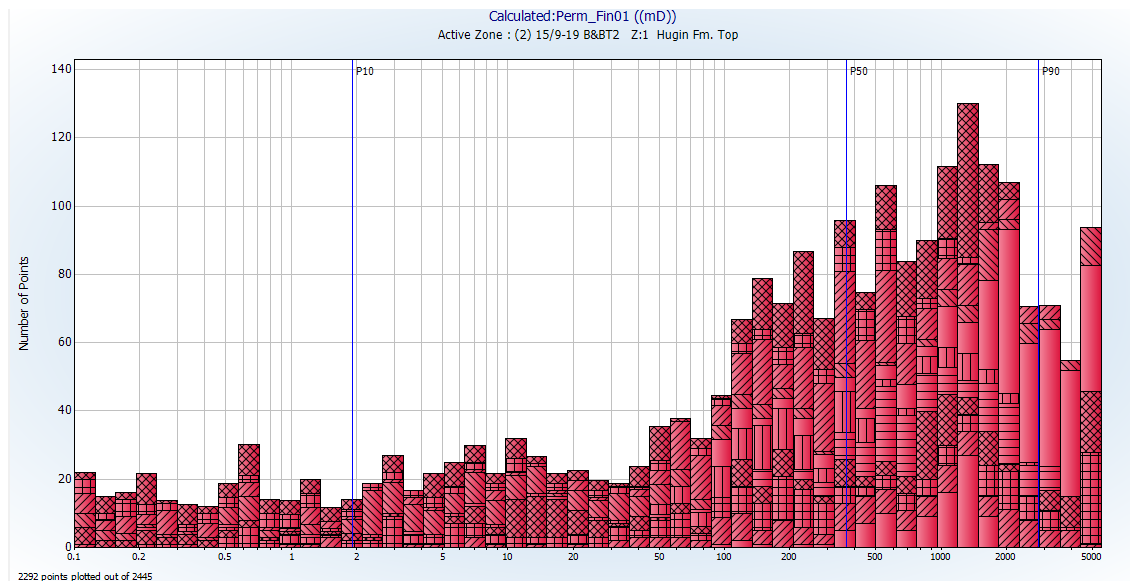


Tabla 12 evidencia que la permeabilidad varía entre <1 mD y mayores a >5000 mD. La desviación estándar 2 a 22 mD, y una media de 171 para toda la zona.

La moda es de 1339 mD. Los percentiles P10, P50 y P90 están en 2, 360, 2792 mD, respectivamente.

Tabla 12

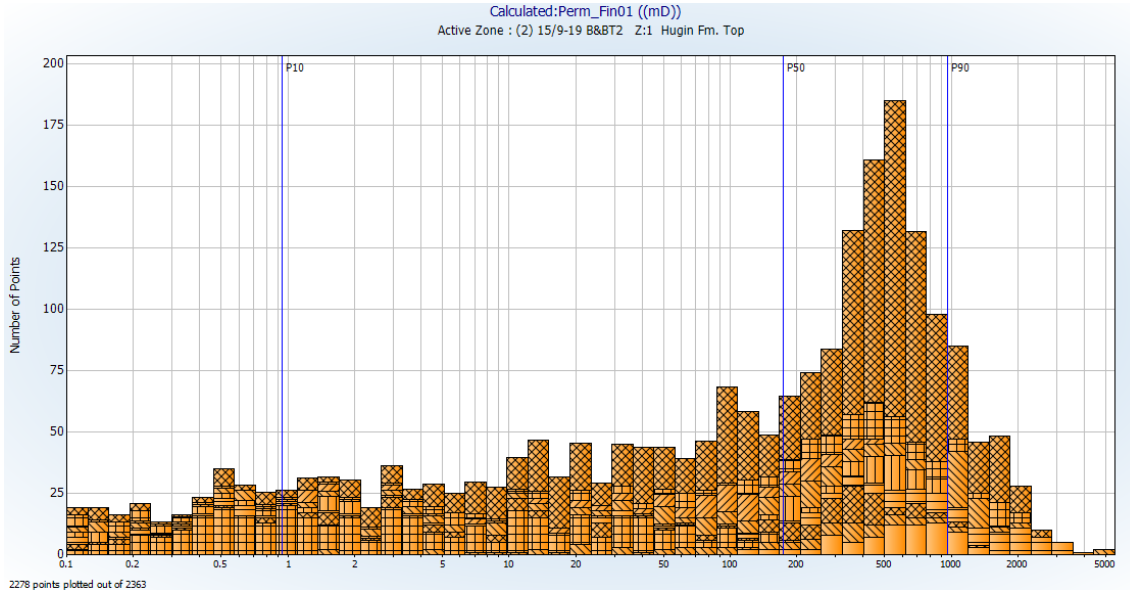
Parámetros estadísticos para la Curva de Permeabilidad Hugin Fm Top.

Pozo	Topo	Base	Mín	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
9-19 B&B'	4031	4051	101.00	1705	2	833	1331	377	1084	1458
15/9-19A	3822	3836	0.20	1039	3	230	860	57	271	893
5/9-19 S&S	4317	4339	0.12	4620	8	298	2059	31	451	2469
15/9-F-1 A	3440	3464	0.20	5000	15	137	4931	3	196	5000
15/9-F-1 B	3245	3270	0.10	5000	21	101	860	1	191	4091
15/9-F-4	3250	3272	6.40	3013	2	831	556	325	768	2377
15/9-F-5	3472	3492	0.49	2306	4	215	150	61	211	1339
15/9-F-10	5213	5262	0.22	5000	4	1692	2059	266	2263	5000
15/9-F-11 A	3595	3619	0.10	5000	19	31	1656	1	21	2202
5/9-F-11 T	4390	4422	0.12	3230	14	109	503	1	271	1126
15/9-F-14	3006	3027	0.11	1456	22	25	556	0	67	657
15/9-F-15 D	3527	3590	0.12	2235	18	86	1331	1	240	1407
Hugin Fm. Top para todos los poz			0.10	5000	15	171	1339	2	360	2792

En conclusión, para el ciclo 1, se espera un conjunto de rocas de naturaleza heterogénea, que involucra diferentes tipos de rocas.

3.6.2 Zona 2. Hugin-1

La distribución de los datos de la Zona 2- Hugin-1 se muestra en la Figura 17 con una distribución asimétrica positiva, donde hay una menor frecuencia de para los rangos de permeabilidades entre 2000 a 5000 mD, en comparación con la Zona 1.

Figura 17**Histograma de la Permeabilidad para la Zona Hugin -1**

Los parámetros estadísticos de la tabla 13, refleja una variabilidad muy alta con una desviación estándar de 14. Los valores de permeabilidad mínima son menores a 1 mD, exceptuando el pozo 15/9-19 B&BT2 con 122 Md y valores máximos de 5000 mD para el caso del pozo 15/9-19A. En cuanto a la media de la permeabilidad es de 69 mD, y la moda o el valor que más frecuente es de 559 mD. El percentil P10 tiene un valor de 1 mD, mientras que P50 tiene un valor de 175 mD, el P90 con 957 mD, lo que indica que el 90% de los valores están por debajo de este número.

Tabla 13

Parámetros estadísticos para la Curva de Permeabilidad Hugin-1.

Pozo	Zona	Tope	Base	Min	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
15/9-19 B&BT2	Hugin_1	4051	4063	122.39	1218	2	544	860	242	618	1086
15/9-19A	Hugin_1	3836	3848	1.48	5000	6	129	359	13	198	709
15/9-F-1 A	Hugin_1	3464	3500	0.10	169	6	3	1	0	3	46
15/9-F-1 B	Hugin_1	3270	3283	0.11	1197	13	53	359	1	184	509
15/9-F-4	Hugin_1	3272	3290	0.10	3629	22	198	2059	1	753	2493
15/9-F-5	Hugin_1	3492	3510	0.11	887	25	36	556	0	206	672
15/9-F-11 A	Hugin_1	3619	3637	0.11	2187	15	65	1070	1	142	1177
15/9-F-11 T2	Hugin_1	4422	4433	0.19	425	6	47	503	2	88	262
15/9-F-14	Hugin_1	3027	3056	0.12	2026	16	79	447	0	233	1124
15/9-F-15 D	Hugin_1	3590	3746	0.12	2529	8	158	556	8	374	955
Hugin 1 para todos los pozos				0.10	5000	14	69	559	1	175	957

Según la media, para este ciclo hay valores de permeabilidad que van desde 3 a 544. La media para el pozo 15/9-F-1 A es considerablemente menor con respecto a los otros pozos. Es probable que este pozo tenga facies más arcillosas y unidades de flujo con capacidad de flujo pobre a regular.

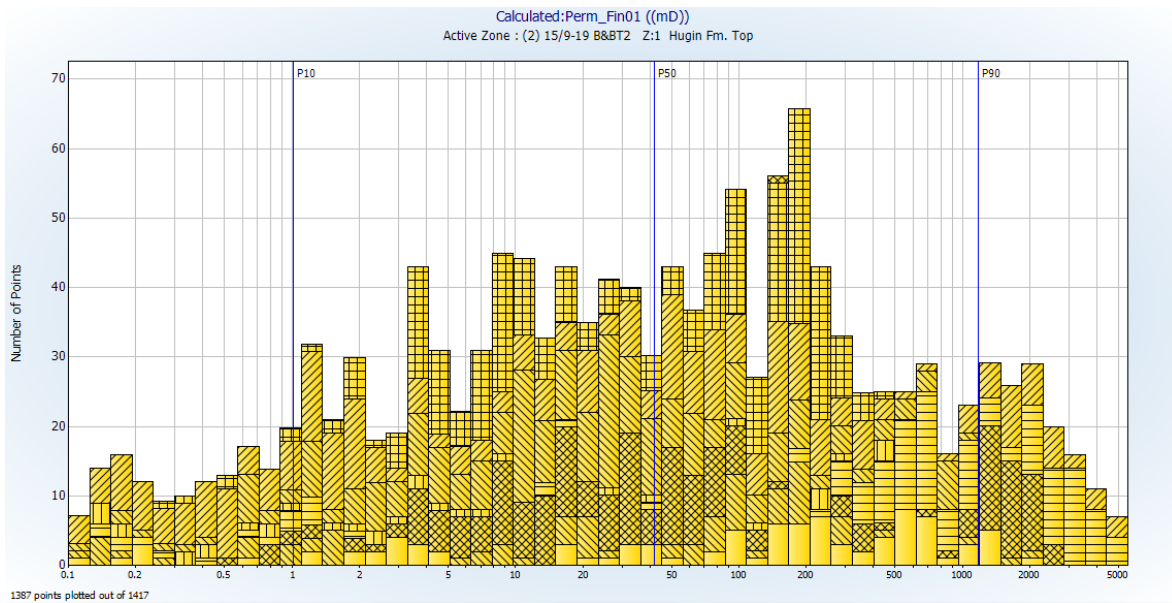
3.6.3 Zona 3. Hugin-2

La permeabilidad en la Zona-3 Hugin 2 varía entre 0.1 y 5000 mD. En comparación con las Zonas 1 y 2, la distribución de los datos es más uniforme, pero sigue mostrando una asimetría positiva. El histograma en la Figura 18, muestra que la mayoría de los valores de permeabilidad se concentran entre 20 y 200 mD. La media varía entre 5 a 404 mD, con el pozo 15/9-F-5 registrando la media más baja. Es importante destacar que en este pozo la Zona 3 tiene un espesor de tan solo 8 metros, y la mayoría de las facies son menos permeables.

La Tabla 14, muestra valores de permeabilidad máximas que varían entre 415 y 5000, con una desviación estándar de 13 mD, para toda la zona siendo el pozo 15/9-11T2, el pozo con mayor dispersión y una desviación estándar de 19 mD.

Figura 18

Histograma de la Permeabilidad para la Zona Hugin -1



En cuanto al análisis de los percentiles, el percentil P10, muestra que los valores más bajos están por debajo de 1 mD. El P50 en 48 mD, y el percentil 90 (P90) se sitúa en 1000 mD. La media para esta zona es de 35 mD, con una moda de 188 mD.

Tabla 14

Parámetros estadísticos para la Curva de Permeabilidad Hugin-2.

Pozo	Zona	Tope	Base	Min	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
15/9-19 B&BT2	Hugin_2	4063	4078	0.12	2021	12	72	556	2	168	895
15/9-19A	Hugin_2	3848	3860	0.11	1945	12	21	187	1	50	222
15/9-F-1 B	Hugin_2	3283	3304	0.47	2417	9	54	33	4	36	1642
15/9-F-4	Hugin_2	3290	3311	0.15	5000	14	404	691	1	716	3417
15/9-F-5	Hugin_2	3510	3517	0.14	478	15	5	0	0	3	265
15/9-F-11 A	Hugin_2	3637	3664	0.12	973	7	18	26	1	20	225
15/9-F-11 T2	Hugin_2	4433	4464	0.10	5000	19	17	150	0	24	1281
15/9-F-14	Hugin_2	3056	3096	0.27	415	6	33	187	4	58	221
Hugin 2 para todos los pozos				0.10	5000	13	35	188	1	42	1177

La Zona Hugin-2, es heterogénea en términos de permeabilidad, lo cual sugiere que abarca diferentes tipos de calidad de reservorio y calidad de flujo.

3.6.4 Zona 4. Hugin-3

Para la Zona 4, Hugin-3, la distribución de la permeabilidad presenta una asimétrica positiva, con valores mínimos y máximos que varían entre 0.10 mD y 5000 mD, reflejando una considerable heterogeneidad en reservorio. La desviación estándar es de 6 mD, lo que indica una dispersión relativamente baja en comparación con otras zonas, sugiriendo que la mayoría de los datos están mayormente agrupados alrededor de la media. En el pozo 15/9-F-4, el valor de la media es considerablemente más alto con 860 mD en comparación con el set de pozos para el mismo ciclo. En la Figura 19, se observa que la mayor concentración de datos está entre el rango de 30 y 1000 mD. El valor de la media para esta zona es de 157 mD con una moda de 233 mD. Los percentiles indican un P10 de 16 mD, un P50 de 193 mD, y un P90 de 1174 mD, lo que evidencia la amplia gama de permeabilidades, con un 50% de los datos por debajo de 193 mD.

Figura 19

Histograma de la Permeabilidad para la Zona Hugin -3

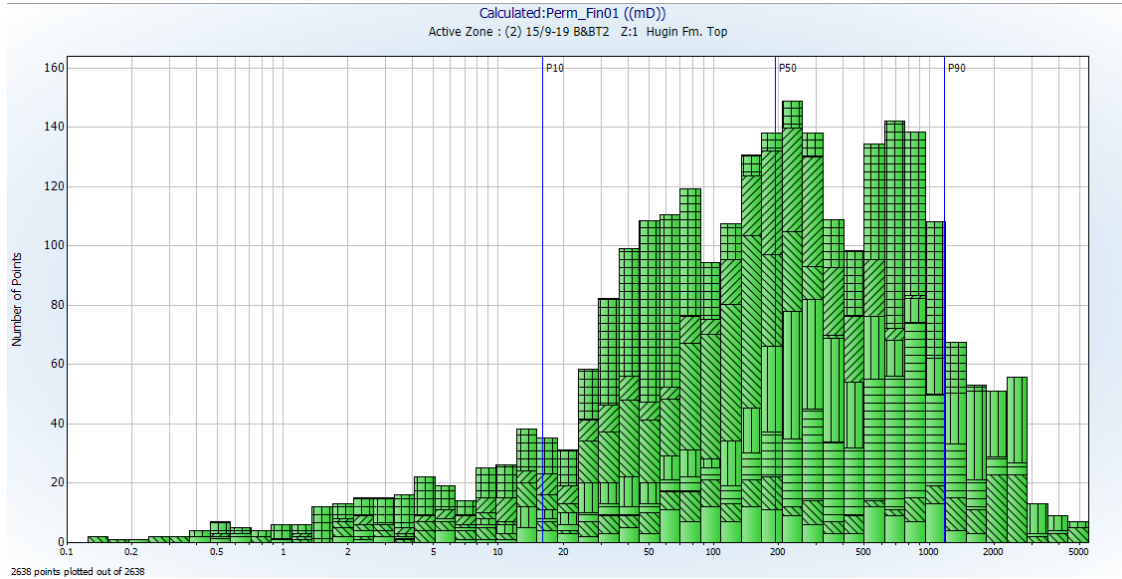


Tabla 15

Parámetros estadísticos para la Curva de Permeabilidad Hugin-3.

Pozo	Zona	Tope	Base	Min	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
15/9-19 B&BT2	Hugin_3	4078.01	4104.07	0.23	1709	6	120	1070	12	151	1004
15/9-19A	Hugin_3	3860.05	3894.33	0.13	5000	12	194	5000	6	239	2544
15/9-F-4	Hugin_3	3311.38	3370.44	0.53	4311	4	406	860	109	557	1207
15/9-F-5	Hugin_3	3517.26	3583.68	8.56	5000	4	358	232	43	339	2361
15/9-F-11 A	Hugin_3	3664.08	3702.00	1.20	332	3	80	150	26	97	213
15/9-F-11 T2	Hugin_3	4463.90	4494.34	0.47	866	4	121	289	13	196	465
15/9-F-14	Hugin_3	3096.32	3208.00	0.39	1687	7	91	691	5	71	919
Hugin 3 para todos los pozos				0.13	5000	6	157	233	16	193	1174

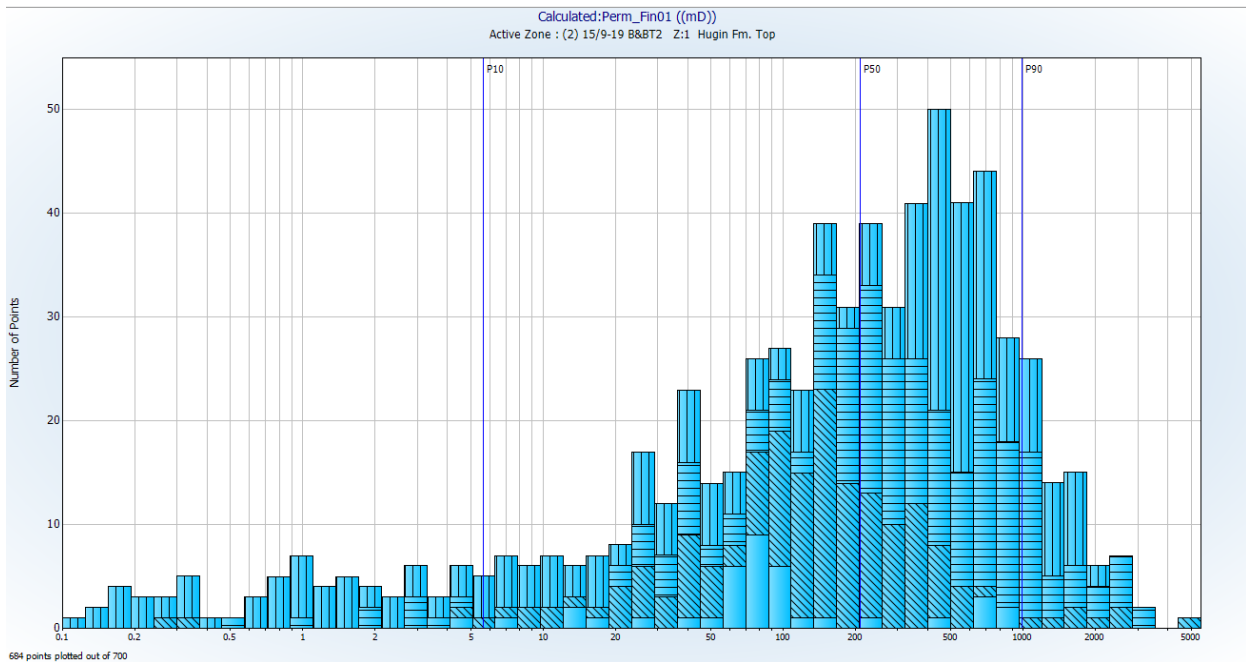
En resumen, para la Zona 4- Hugin 3, la media de permeabilidad se encuentra entre 150 a 5000 mD, las cuales son permeabilidades muy buenas. Aunque existen facies con permeabilidades bajas. La distribución de los datos sugiere que la permeabilidad para esta zona es mayor a 10 mD.

3.6.5 Zona 5. Hugin-4

La Zona 5- Hugin-4 está presente en cuatro de los doce pozos analizados en la Figura 20, se observa como la distribución de los datos sigue la tendencia de las zonas previamente descritas con una geometría asimétrica positiva con una evidente concentración en rangos que oscila entre datos entre 20 a 1000 mD. En la Tabla 15, están consolidados los datos estadísticos para la Zona 5. Hugin-4, cuyos valores máximos y mínimos de permeabilidad es de 0.11 mD a 5000 Md,

Figura 20

Histograma de la Permeabilidad para la Zona Hugin -4



La media para esta zona es de 146, con una moda o valor más frecuente de 449 mD. En cuanto al análisis de percentiles P10 es de 7 mD, un P50 de 252 mD y un P90 de 907 mD.

Tabla 16

Parámetros estadísticos para la Curva de Permeabilidad Hugin-4

Pozo	Zona	Topo	Base	Min	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
15/9-19 B&BT2	Hugin_4	4104	4112	4	795	3	84	78	16	78	710
15/9-19A	Hugin_4	3894	3920	38	737	2	238	447	96	239	496
15/9-F-4	Hugin_4	3370	3405	0.49	3265	4	270	252	39	333	1094
15/9-F-5	Hugin_4	3584	3627	0.11	2076	15	72	447	1	242	1022
Hugin 4 para todos los pozos				0.11	3265	8	146	449	7	252	907

En resumen, la Tabla 17, evidencia la heterogeneidad de la formación Hugin, con permeabilidades que van desde los 0.10 a 5000 Md, lo cual sugiere que en esta formación coexisten facies arcillosas y facies arenosas con mayor o menor contenido de arcilla. En cuanto a los ciclos analizados la zona Hugin Fm. Top la zona tiene la media de permeabilidad más alta con 167 mD. Sin embargo, esta a su vez es la zona con una mayor desviación estándar con 16 mD, lo cual evidencia una mayor dispersión en los datos de permeabilidad.

Tabla 17

Resumen de los parámetros estadísticos para cada una de las Zonas analizadas.

Zona	Min	Max	Dev Std	Media	Moda	P10	P50	P90
Zona Hugin Fm. Top	0.10	5000	16	169	1339	2	367	2803
Hugin-1	0.10	5000	14	69	559	1	175	957
Hugin-2	0.10	5000	13	35	188	1	42	1177
Hugin-3	0.13	5000	6	157	233	16	193	1174
Hugin-4	0.11	5000	8	125	449	6	210	985

Se concluye que la Zona Hugin Fm. Top, es la zona con mejores características de reservorio en torno a la permeabilidad, seguida por la Zona 4- Hugin 3. Mientras que la Zona Hugin-2 es la zona menos permeable.

4. Electrofacies presentes en la Formación Hugin

El presente capítulo describe las electrofacies determinadas para la formación Hugin, con base en la respuesta de los registros de gamma ray y densidad neutrón. Los registros resistivos no fueron incluidos en este análisis ya que la formación Hugin tiene minerales accesorios como piritita que generan respuestas anómalas.

Para su definición se llevó a cabo un análisis de agrupación (clúster) por valores de respuesta similares de las curvas analizadas.

Inicialmente se hizo un análisis con cinco agrupaciones con los parámetros de la Tabla 18. Siendo, la agrupación número cinco (5) la de mejores propiedades de roca, para los clústeres 3 y 4, estas se combinaron en un mismo número de familia. Para la agrupación 2, se pueden considerar como areniscas de grano fino, con contenido arcilloso, y la agrupación (1) las rocas con mayor contenido de arcilla y menor porosidad.

Tabla 18

Parámetros clústerizados para determinación de electrofacies.

Agrupacion	Puntos	Dispersion	GR promedio	Neu Promedio	Rhob Promedio
1.00	13.00	1.78	67.58	0.33	2.55
2.00	18.00	1.05	41.92	0.23	2.35
3.00	45.00	1.08	21.71	0.14	2.42
4.00	56.00	0.86	21.27	0.17	2.21
5.00	93.00	0.62	16.23	0.17	2.25

Con el objetivo de hacer un ajuste núcleo-registro, el modelo se realizó inicialmente para los pozos corazonados 15/9-19A, 15/9-19 B&BT2, 15/9-19 S&SR para tener un mayor control de las litologías presentes dentro de la formación y posteriormente este fue aplicado a los demás pozos.

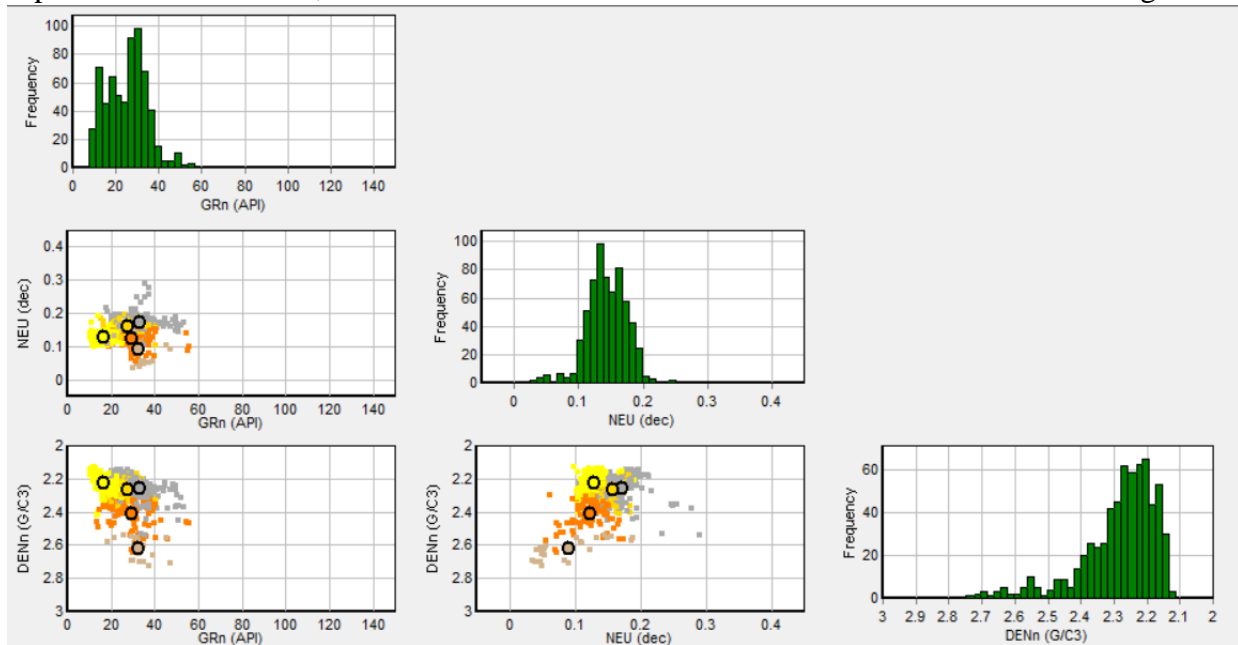
Con este análisis, se busca obtener una curva discreta, donde cada valor represente una litología. En la Figura 21, se muestran los *crossplots* de las curvas de la gamma ray, densidad y neutrón respectivamente para la fase inicial del agrupamiento.

Finalmente, una vez consolidados los grupos que determinan las litologías presentes en la formación Hugin, se llegaron a cuatro electrofacies que se muestran en la figura 21, con el pozo corazonado 15/9-19 B&BT2.

Figura 21

Análisis de *crossplots* para la determinación de electrofacies en la formación Hugin.

El pozo 15/9-19 B&BT2, tiene información corazonada de 70 metros de la formación Hugin.

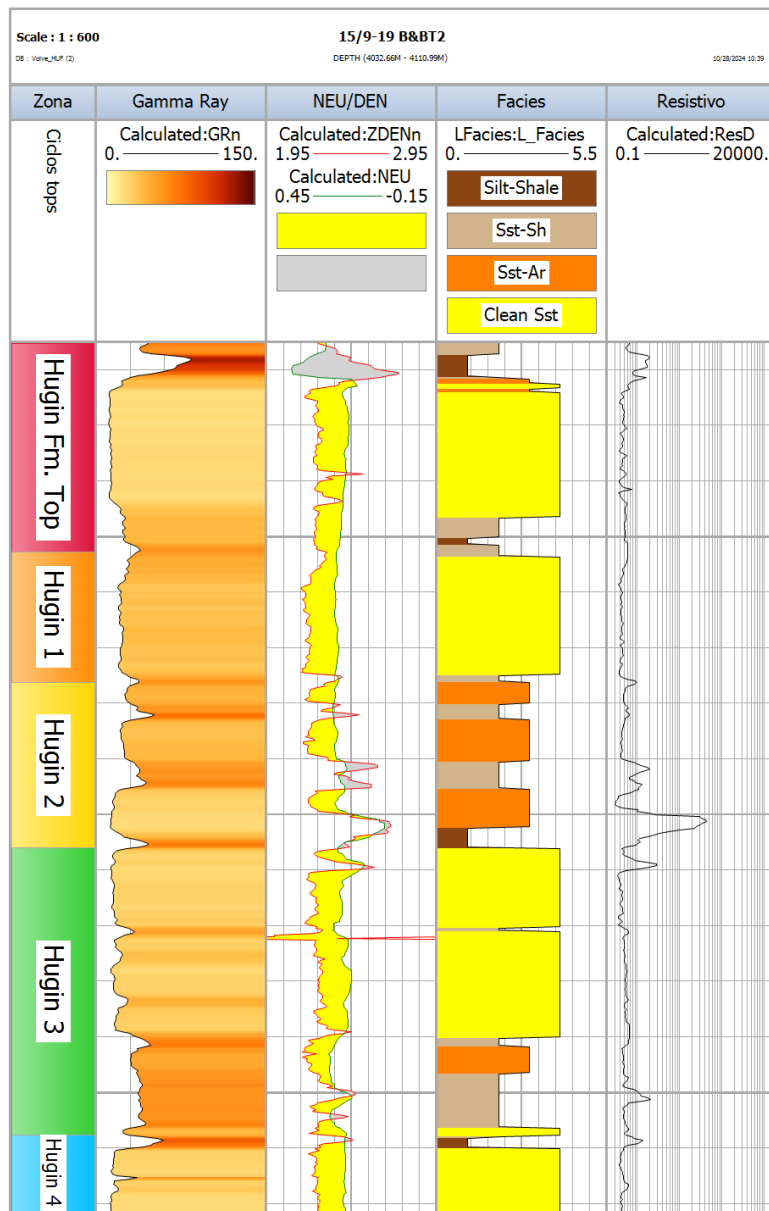


Este pozo es un pozo de gran relevancia ya que exhibe toda la secuencia de la formación, por esto y en conjunto con el pozo 15/9-19SR y 15/9-19A, se construyó el modelo de electrofacies y se compararon los resultados litológicos con lo descrito en los reportes del núcleo.

Litológicamente este intervalo corresponde en su mayoría areniscas masivas, con algunos intervalos de areniscas arcósicas y otros con areniscas de grano más fino, y contenido de arcillas.

Figura 22

Modelo de electrofacies con los registros Densidad -Neutrón.



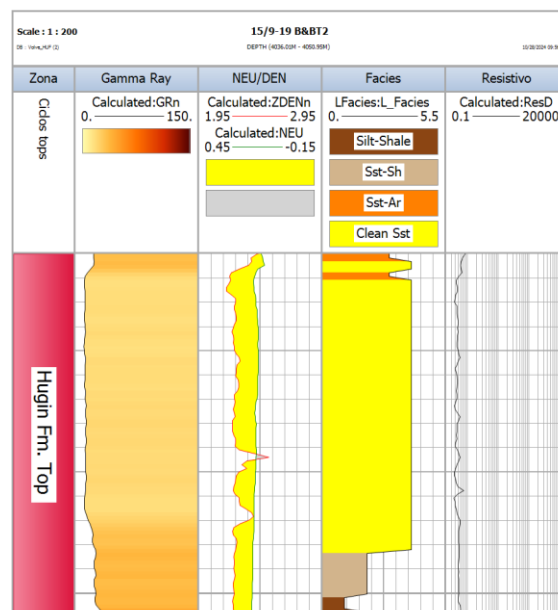
A continuación, se describen y se muestran cada uno de los códigos asignados para cada electrofacies, empezando por el tipo de roca con mejores propiedades de reservorio hasta la litología con menores características menor favorables.

4.1 AL04- Arenisca Limpia.

El gamma hace lectura de valores bajos entre (~10-15API), lo cual indica una arenisca limpia con escasa presencia de lutitas. El registro muestra un patrón cilíndrico, lo cual sugiere aporte de sedimento continuo y uniforme en un ambiente agradante. Correlacionando con la información de núcleo, el tamaño de grano es fino a grueso, característico de un ambiente de energía moderada. Esta secuencia probablemente corresponde un canal deltaico.

Figura 23

Electrofacie AL04- Arenisca Limpia 04.

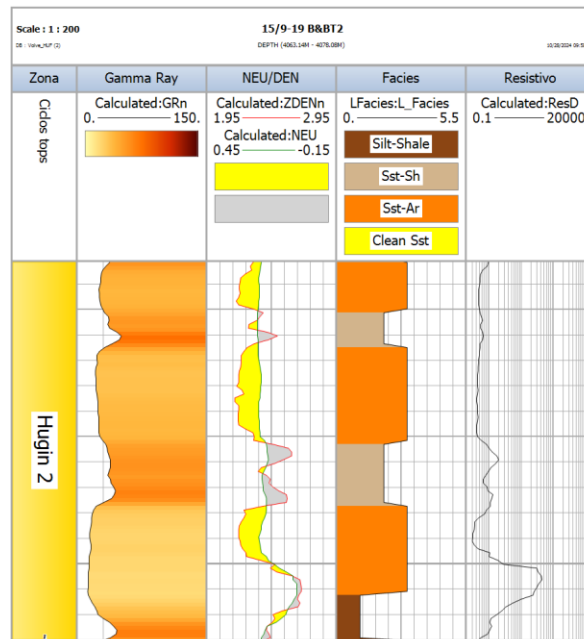


4.2 AAR03-Arenisca Arcósicas

El gamma ray muestra lecturas entre ~20-25API, la curva muestra un patrón de embudo (*funnel*) grano creciente hacia la tope, indicando una secuencia progradante. Las arenas hacia la parte superior del intervalo son de buena calidad. Hacia la base, se observa una mayor arcillosidad, lo que podría sugerir una menor energía o un ambiente más distal dentro de la planicie deltaica. La información de núcleo para este intervalo corresponde a areniscas arcosas de grano fino, confirmando un ambiente deposicional de energía moderada. Esta unidad puede interpretarse como parte de una planicie deltaica, posiblemente asociada a un canal distributivo que va perdiendo energía hacia la base.

Figura 24

Electrofacie AAR03- Arenisca Arcosa

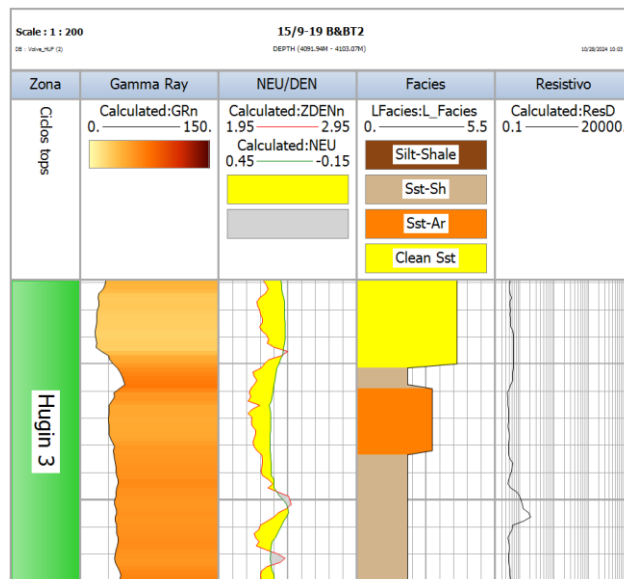


4.3 AFN 02-Arenisca arcillosa de Grano Fino

Para esta facie el Gamma ray tiene lecturas entre 37 y 46 API, el registro muestra un patrón de granulometría fina hacia la base. Muestra un sistema progradante son areniscas de grano fino, con calcita, ligeramente arcillosa y presencia de micrita. En cuanto ambiente deposicional es un ambiente marino somero transicional.

Figura 25

Electrofacie 03 AFn 02-Arenisca arcillosa de Grano Fino



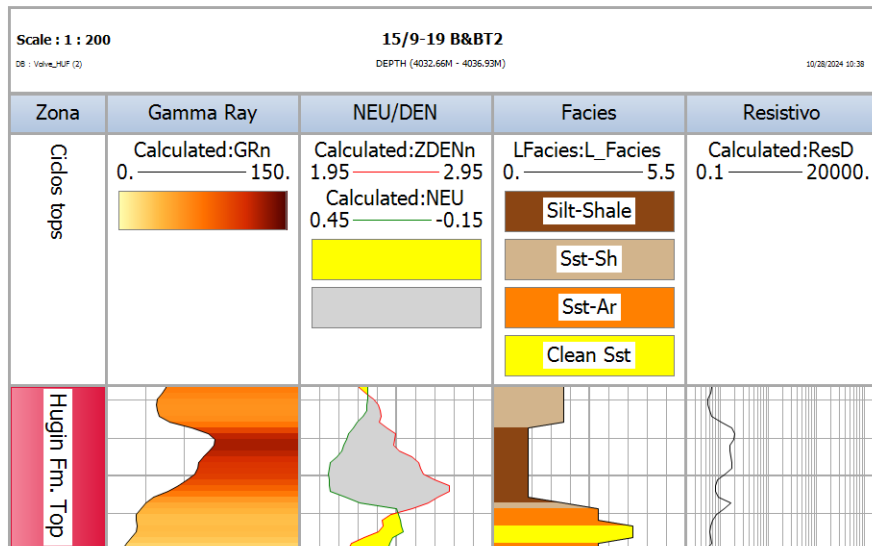
4.4 ARC01-Arcillas y Limos

Esta electrofacie corresponden a las rocas cuyo registro de gamma ray tiene lecturas mayores a 67 API, siendo estos los valores más altos. Con un dato de Neutrón promedio de 0.33, y densidad de 2.55 gr/cm³. El valor de Neutrón promedio es el más elevado en comparación con las otras

agrupaciones refuerza el concepto de ser la unidad con mayor contenido de arcilla. Y en el presente análisis serán las rocas con menor porosidad y permeabilidad.

Figura 26

Electrofacie 01 ARC01-Arcillas y Limos



El análisis de electrofacies realizado para la formación Hugin permitió identificar cuatro tipos principales de litologías, caracterizadas a través de la respuesta de los registros de gamma ray, densidad y neutrón. Esto se realizó a partir de clústeres, descritos en la Tabla 18.

Dando como resultado la discretización de electrofacies aplicable a otros pozos de la misma formación. Las areniscas limpias (AL04) destacan como las de mejor calidad de reservorio, mientras que las arcillas y limos (ARC01) representan las facies de menor porosidad y permeabilidad.

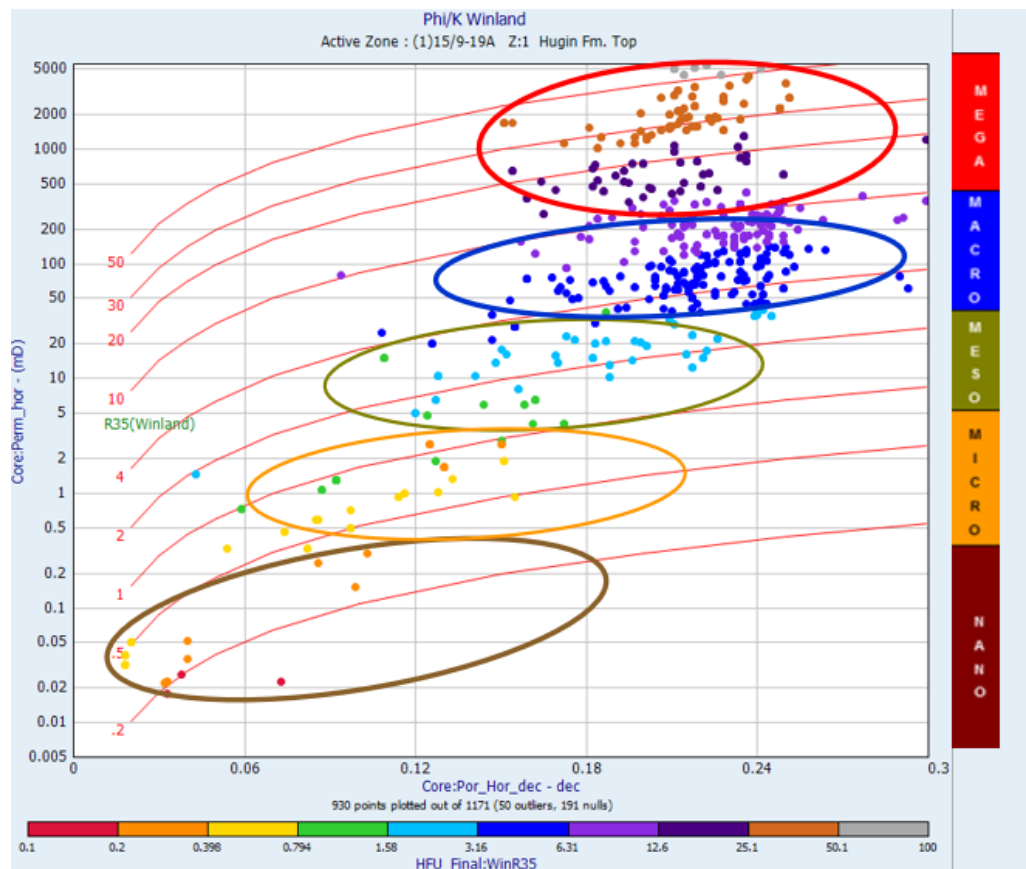
5. Identificación de Litotipos

La identificación de los litotipos en la Formación Hugin se realizó mediante la metodología de Winland R35, descrita en la sección 2.6 la cual, establece una correlación cuantitativa entre la porosidad y la permeabilidad mediante el análisis del tamaño de la garganta poral.

En este caso, se emplearon datos de núcleos que incluyen mediciones de porosidad y permeabilidad horizontal, parámetros fundamentales para determinar el radio crítico de las gargantas porales (R35), permitiendo así identificar y clasificar litotipos con base en su capacidad de flujo.

Figura 27

Gráfica de Phie/K de Winland pozos corazonados.

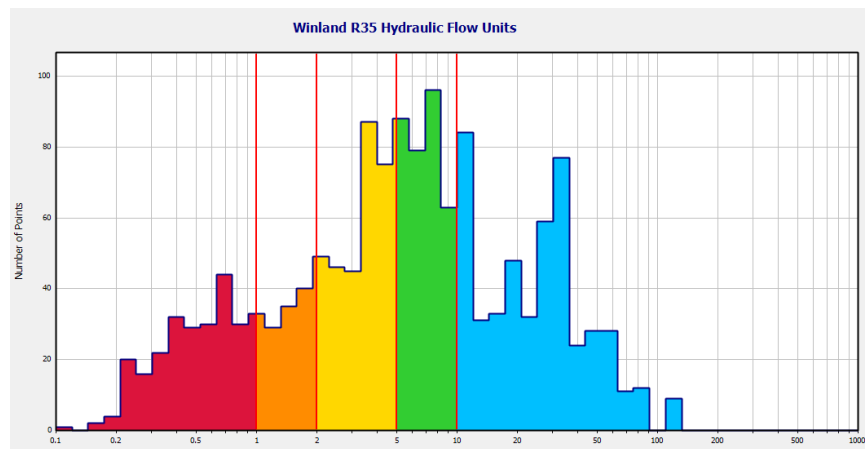


En la Figura 27, se ilustra la gráfica Phi/K Winland, donde las líneas rojas representan los valores de R35, que corresponden a diferentes tamaños de garganta poral desde 0.1 a 50 micras. La gráfica muestra que hay aproximadamente nueve (9) familias de datos con diferentes tamaños de garganta poral.

En el círculo rojo, se destacan las unidades que representan R35 mayores a 10 micras que son las mejores zonas de flujo, cuyos litotipos corresponden a zonas con facies megaporosas. Los puntos agrupados en el círculo azul tienen un rango entre 5 a 10 micras corresponden a una parte significativa del reservorio con una capacidad de flujo moderada en términos de conectividad y clasificada dentro de la zona macroporosa. Entre 2 a 5 micras se agrupa un conjunto de datos resaltados en verde, corresponden a una facie de litotipos mesoporosa. Mientras que, los litotipos con R35 menores a uno corresponden a las facies con micro y nano porosas, las cuales serán facies con pobre conectividad. En términos generales, la gráfica evidencia que hay una acumulación de puntos sobre la región entre 5 y 50 micras, lo cual sugiere que una gran parte del reservorio está en este rango de conectividad.

Figura 28

Histograma de Winland R35, distribución de los datos en función de la garganta de poro.



En la Figura 28, se presenta un histograma donde cada color representa una Unidad Hidráulica de Flujo. Esta clasificación se hizo de manera dinámica. Donde, se hizo una discriminación de los datos para considerar las permeabilidades inferiores a 5000 mD.

Con base a los parámetros de la Tabla 19, se llevó a cabo la separación de estas unidades teniendo en cuenta el coeficiente de correlación R2 de permeabilidad por unidad de flujo. Estas unidades fueron denominadas HFU 1, HFU2, HFU3, HF4, y HFU5.

Tabla 19 Parámetros determinación unidad hidráulica de flujo.

HFU #	Nombre HFU	Inicio	Final	Media	puntos	Perm R2
1.00	HFU 1	0.02	1	0.50	252.00	0.57
2.00	HFU 2	1	2	1.48	131.00	0.73
3.00	HFU 3	2	5	3.39	305.00	0.64
4.00	HFU 4	5	10	6.96	307.00	0.53
5.00	HFU 5	10	1000	24.96	476.00	0.15

A continuación, se presenta una breve descripción para cada Unidad Hidráulica de Flujo, iniciando por la unidad con menor capacidad de Flujo a la de mayor capacidad.

5.1 HFU1

La unidad HFU1, representada por los puntos rojos, agrupan las rocas de menor calidad con poros pequeños, menores a 1 micra. La permeabilidad para esta unidad en su mayoría es menor a 1mD, y porosidades menores a 12 % con un coeficiente de correlación entre permeabilidad y porosidad de 0.57. La conectividad en esta unidad Hidráulica de flujo es baja, con una pobre capacidad de flujo es probable que actúe como una barrera de fluido dentro de la formación Hugin.

5.2 HFU2.

La unidad HFU2 representado por los puntos color naranja, cuenta con tamaños de poro entre 1 y 2 micras y permeabilidades menores a 10 mD, aunque la mayoría de los datos son menores a 5 mD, porosidades que oscilan entre 12 y 18% y un coeficiente de 0.77. Lo cual indica que además de los poros puede haber factores mineralógicos o la compactación que influyen la capacidad de flujo, que, si bien es mejor que la unidad HFU1. La conectividad de esta es relativamente baja, con una capacidad de flujo limitada. Litológicamente puede ser una arcilla arenosa o arenas arcósicas con mayor contenido de arcillas por procesos de mineralización secundaria.

5.3 HFU3.

La unidad de flujo HFU3 cubre un rango de garganta poral entre 2 y 5 micras indicando una mejora en la conectividad con respecto a HFU1 y HFU2. Esta unidad tiene permeabilidades moderadas entre 10 y menores a 50 mD, porosidades que van entre 18 a 24 % con un coeficiente de 0.64. Litológicamente, se puede estar asociado a una arenisca de grano fino cuya capacidad de flujo es reducida por contenido de arcilla y su nivel de compactación.

5.4 HFU4

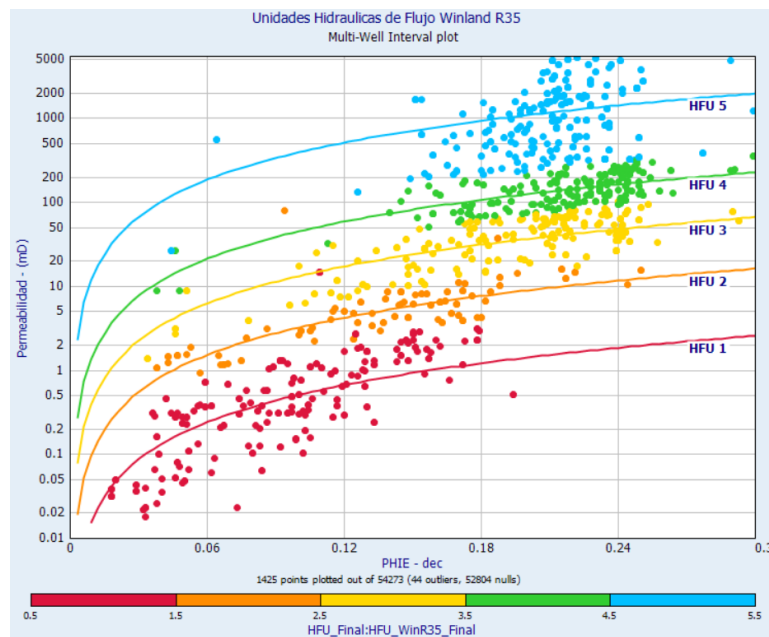
La unidad HFU4, tiene rangos de garganta poral entre 5 y 10 micras, con macroporos cuyos valores de porosidades varían entre 20 y 27% y permeabilidades que llegan hasta los 200, siendo esta, una unidad con muy buena capacidad de flujo. En la Figura 30, esta unidad está representada por los puntos verdes. Litológicamente, pueden ser areniscas limpias de grano medio a grueso menos cementadas.

5.5 HFU5

La unidad HFU5, corresponde a los datos con tamaños de poro crítico mayores a 10 micras lo que proporciona una excelente conectividad y capacidad de fluido. En esta unidad se agrupan las rocas con permeabilidades mayores a 200 mD y porosidades entre 20% y 30% de volumen poroso. Se destaca, que esta zona tiene un coeficiente de correlación de 0.15, el cual es muy bajo, lo cual sugiere una mayor heterogeneidad con respecto a las otras unidades relacionado a procesos diagenéticos de sedimentación y estructurales que favorecieron a una mayor capacidad de flujo y de fluido.

Figura 29

Gráfica de Phie/K de Winland pozos corazonados.



En la Figura 30 y Figura 31, se grafican las unidades hidráulicas de flujo determinadas para los pozos corazonados 15/9-19B&BT2 y 15/9-19A.

Figura 30

Unidades Hidráulicas de Flujo con Winland R35 para el pozo 15/9-19B&BT2

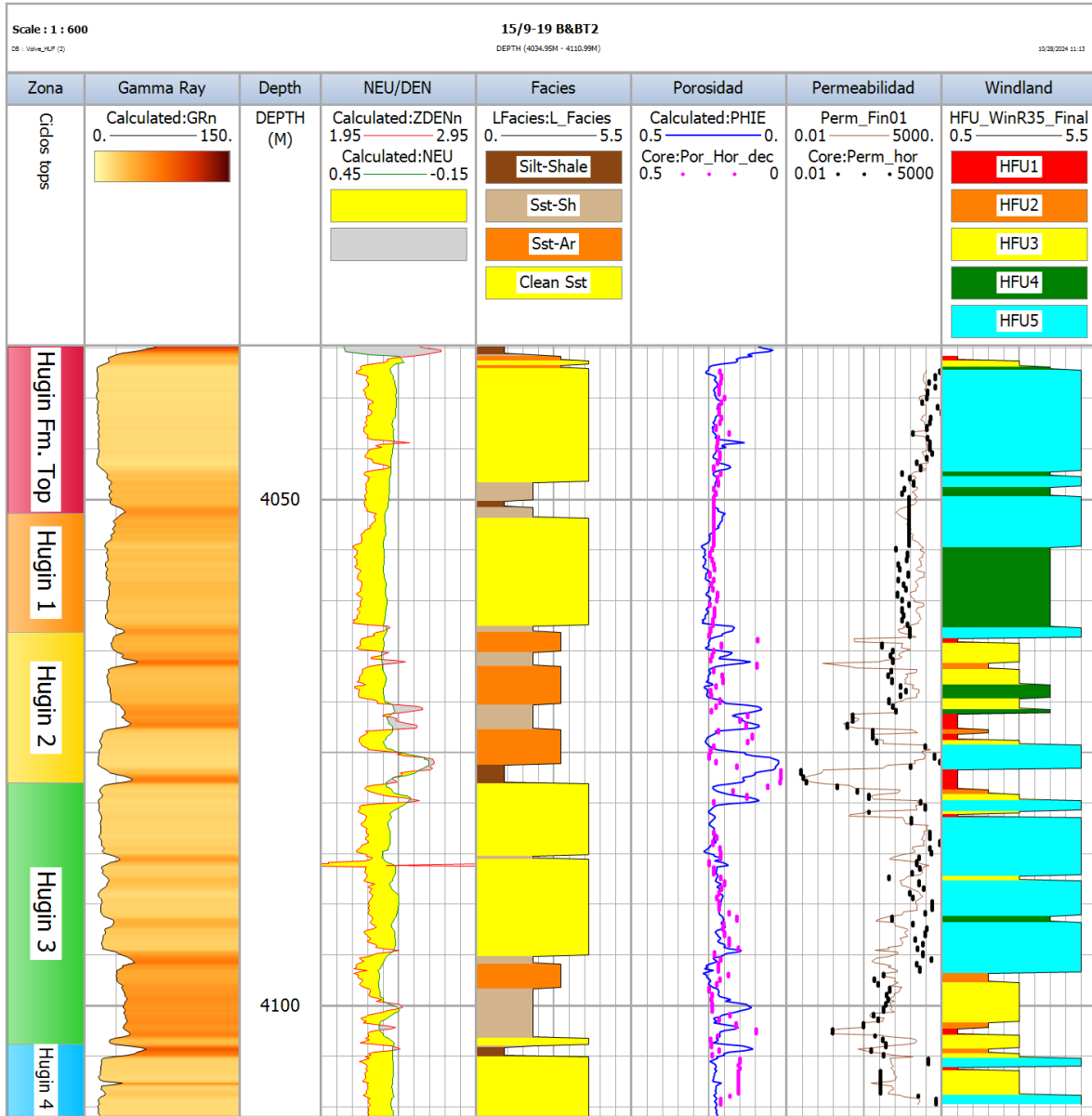
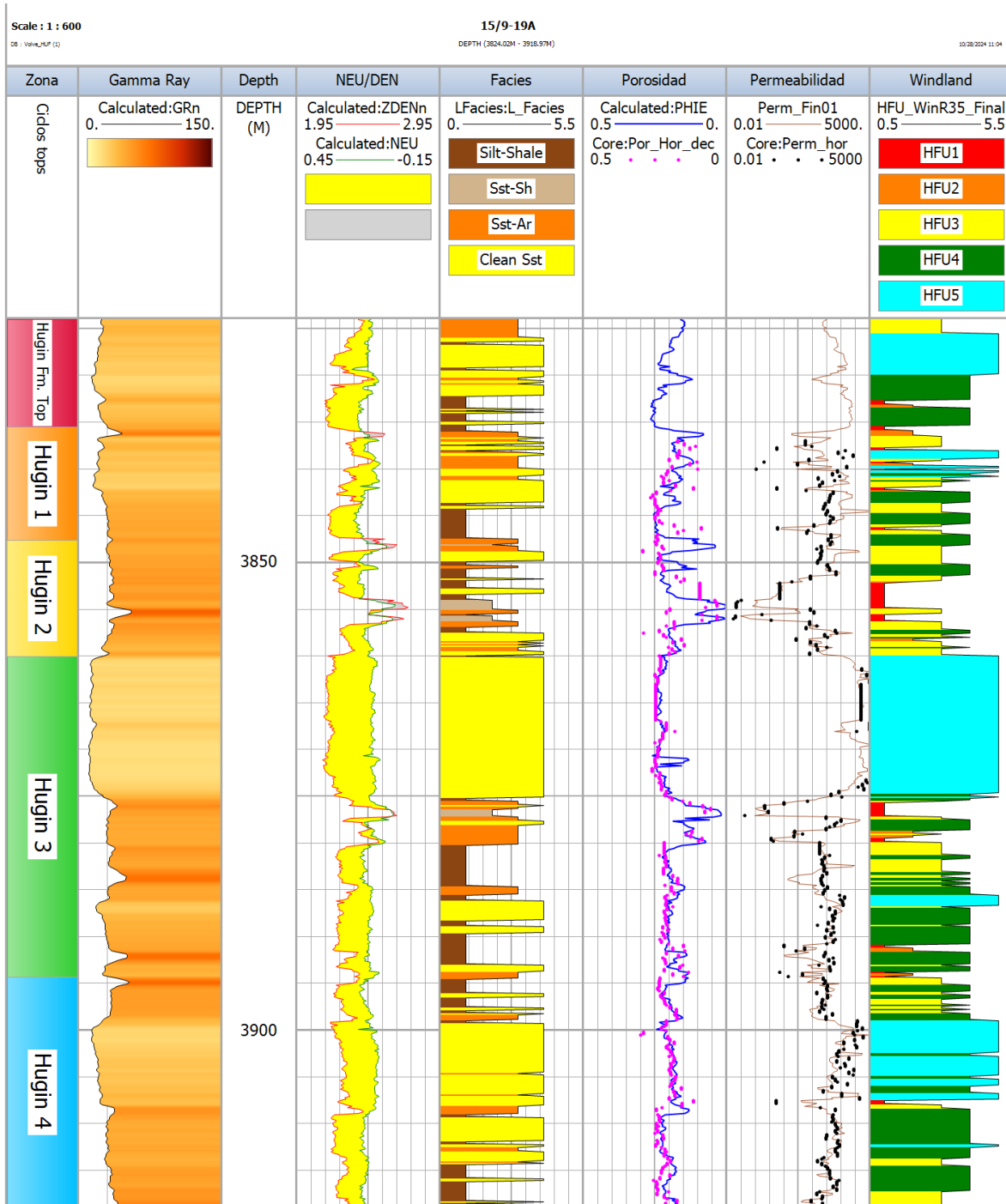


Figura 31

Unidades Hidráulicas de Flujo con Winland R35 para el pozo 15/9-19A



El modelo ajustado para los pozos corazonados 15/9-19 B&BT2 y 15/9-19A muestra una buena correlación ya que en términos generales la curva calculada de la porosidad efectiva como la permeabilidad sigue la tendencia los datos de laboratorio. El poco pozo 15/9-19A evidencia un mayor ajustado. Si bien existen algunas discrepancias en las zonas de baja permeabilidad de la zona Hugin-2. En las unidades Hidráulicas de flujo de mayor calidad es correlacionable con los datos colectados en los núcleos, proporciona una base sólida para aplicar el modelo a los pozos no corazonados, utilizando la metodología de Winland y parámetros establecidos en la Tabla 19, para obtener una representación integral del en las variaciones de la formación Hugin en el campo Volve. En las Figura 32, Figura 33 y Figura 34, se grafica la distribución de los datos para los pozos analizados.

Figura 32

Gráfica de Phie/K de Winland para los pozos sin información de núcleo analizados.

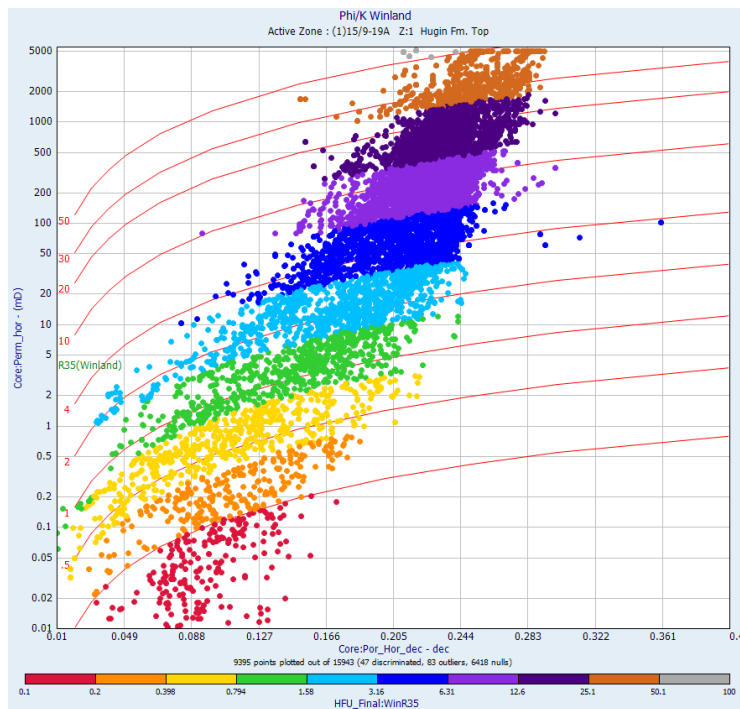
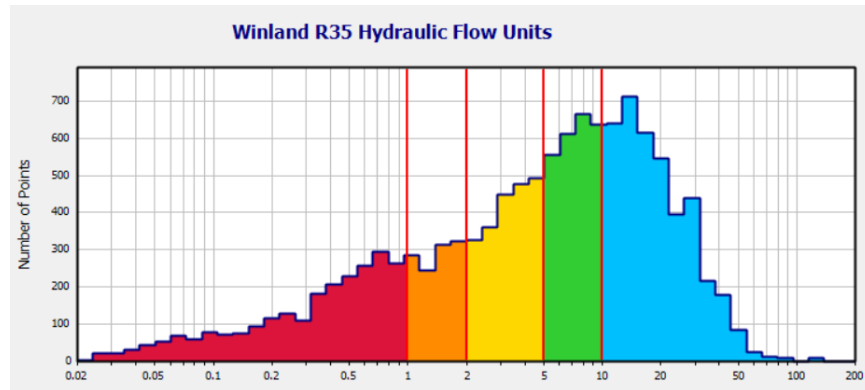
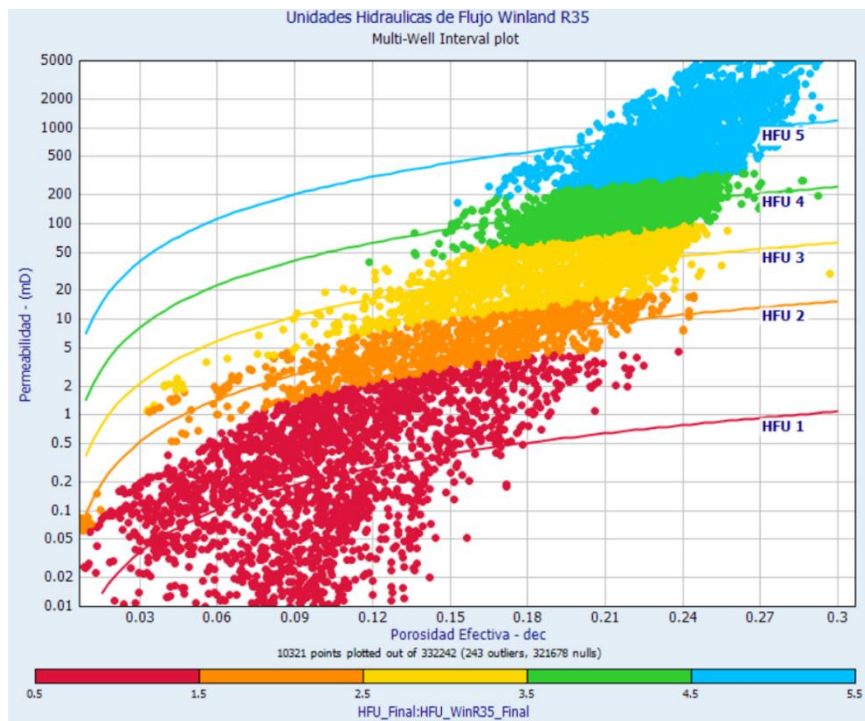


Figura 33

Histograma de Winland R35, distribución de los datos en función de la garganta de poro para los pozos analizados.

**Figura 34**

Unidades Hidráulicas de Flujo con Winland R35 para los pozos analizados.



En conclusión, la metodología de Winland R35 aplicada a la Formación Hugin ha permitido clasificar los litotipos en función de su tamaño de garganta poral (R35), correlacionando los valores de porosidad y permeabilidad para evaluar la calidad del flujo del reservorio. A través de las gráficas generadas, se ha identificado que la mayor parte del reservorio tiene un tamaño de garganta poral mayor a 5 micras, es decir las unidades de flujo HFU4 Y HFU 5. En los histogramas con la información de los doce pozos analizados.

6. Determinación de Unidades Hidráulicas de Flujo (FZI)

Para la determinación de las Unidades Hidráulicas de Flujo (FZI), se aplica la metodología de Amaefule y Altunbay (1993), basada en la ecuación de Kozeny-Carmen en la cual se asume un modelo de tubos capilares para el espacio poroso, ecuaciones descritas en la sección 2.5.

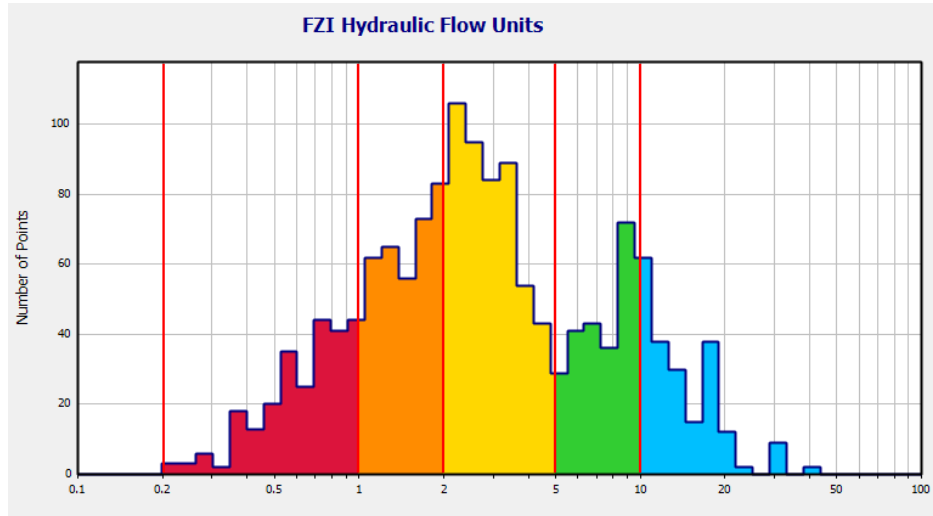
Esta metodología permite agrupar zonas con características petrofísicas similares en términos de porosidad y permeabilidad y utiliza tres medidas principales para determinar la zona de flujo, los cuales son:

- Índice de Calidad de Reservorio (RQI)
- La Porosidad Efectiva Normalizada (ϕ_z)
- Índice de Zona de flujo (FZI)

En el presente capítulo se describe los resultados de cada una de las unidades identificadas considerando estos parámetros. La Figura 35, muestra un histograma representando las Unidades Hidráulicas de flujo basadas en el Índice Zonal de Flujo, donde el eje x representa los valores de FZI en escala logarítmica, mientras que para el eje y muestra el número de puntos que corresponden a cada intervalo de FZI, y los límites en rojo representa el límite para cada unidad.

Figura 35

Histograma Índice de Zona de Flujo (FZI)



Para llevar a cabo esta diferenciación se hizo de manera dinámica, con base a los parámetros de la Tabla 20, considerando el coeficiente de correlación R2 de permeabilidad por unidad de flujo para los pozos corazonados 15/9-19A Y 15/9-19B&BT2, estas unidades se denominan HFU 1A, HFU2A, HFU3A, HF4A, y HFU5A. En términos generales la cada unidad de flujo muestra un buen coeficiente de correlación, el cual varía de 0.77 a 0.92, excepto por la unidad de flujo HFU5, la cual es de 0.69, la cual se podría interpretar como moderada.

Tabla 20

Parámetros de las Unidades Hidráulicas de Flujo RQI

HFU #	Nombre HFU	Inicio	Final	Media	puntos	Perm R2
1.00	HFU 1A	0.02	1	0.62	237.00	0.77
2.00	HFU 2A	1	2	1.45	332.00	0.95
3.00	HFU 3A	2	5	2.93	503.00	0.92
4.00	HFU 4A	5	10	7.51	241.00	0.88
5.00	HFU 5A	10	1000	14.63	180.00	0.69

A continuación, se detallan las unidades Hidráulicas de Flujo identificadas por la metodología propuesta por Amaefule y Altunbay.

6.1 HFU 1A.

La unidad hidráulica HFU1A, corresponde al conjunto de datos representado por los puntos en color rojo en la Figura 37. Esta unidad tiene permeabilidades muy bajas, típicamente menor a 2 mD y porosidades bajas a moderadas menores al 10%, en la gráfica se ubican en el rango inferior. Esta HFU representa rocas de muy baja calidad en términos de flujo, con el espacio poroso pobremente conectado.

6.2 HFU 2A.

Para la unidad HFU2A, abarca los datos resaltados en color naranja con permeabilidades menores a 20 mD y porosidades mayormente menores a 15%. Estas rocas presentan una conectividad regular que limita el flujo de fluidos a través del reservorio. Puede estar asociada a facies más compactas o arcillosas que actúan como barreras para el transporte de fluidos.

6.3 HFU 3A

Esta unidad muestra un rango de permeabilidades que va de 20 a 100 mD, con porosidades que oscilan entre 20 y 24%. Esta HFU representa rocas con mejor calidad de flujo en comparación con HFU 1 y 2, pero aún con ciertas restricciones. Litológicamente, se podría tratar de areniscas finas a medianas, con menor compactación y cementación, lo que facilita un mejor flujo de fluidos. Es posible que estas rocas presenten una menor cantidad de arcillas intersticiales y mayor

conectividad entre los poros, favoreciendo la movilidad de los fluidos en comparación con las unidades anteriores. La presencia de porosidad intergranular y el menor impacto de la diagénesis podrían explicar las mejores condiciones de flujo.

6.4 HFU 4A

HFU 4 es una unidad de buena calidad con permeabilidades que varían entre 100 y 1000 mD, y porosidades mayores al 20%. Esta unidad indica una excelente conectividad entre los poros y puede estar asociada con facies de areniscas limpias de grano medio a grueso. Las arenas bien clasificadas con baja cementación permitirían una mayor movilidad de los fluidos. En términos de calidad del reservorio, esta HFU probablemente representa una de las mejores zonas productivas, donde la presión de poros y la distribución de fluidos permiten un flujo significativo. Este tipo de facies podría estar relacionado con ambientes de depósito de alta energía, como canales fluviales o depósitos de barra.

6.5 HFU 5A

La unidad hidráulica de flujo 5 corresponde a las rocas con las mejores condiciones de flujo, con permeabilidades superiores a 1000 mD y porosidades que pueden llegar hasta el 30%. Estas rocas presentan una excelente conectividad de poros, lo que sugiere que podrían estar compuestas de arenas de grano medio a grueso con muy poca cementación o alteración diagenética. Litológicamente, podrían tratarse de facies de alta energía con una excelente capacidad para la producción de hidrocarburos. Las bajas concentraciones de arcillas y la buena conservación del espacio poroso intergranular que favorecen la movilidad de los fluidos en esta unidad. Sin

embargo, el bajo coeficiente de correlación (0.69) en esta unidad sugiere una mayor heterogeneidad, posiblemente relacionada con variaciones estructurales o sedimentológicas que afectan el flujo a lo largo de esta HFU.

Figura 36

Gráfico RQI Permeabilidad vs Porosidad horizontal

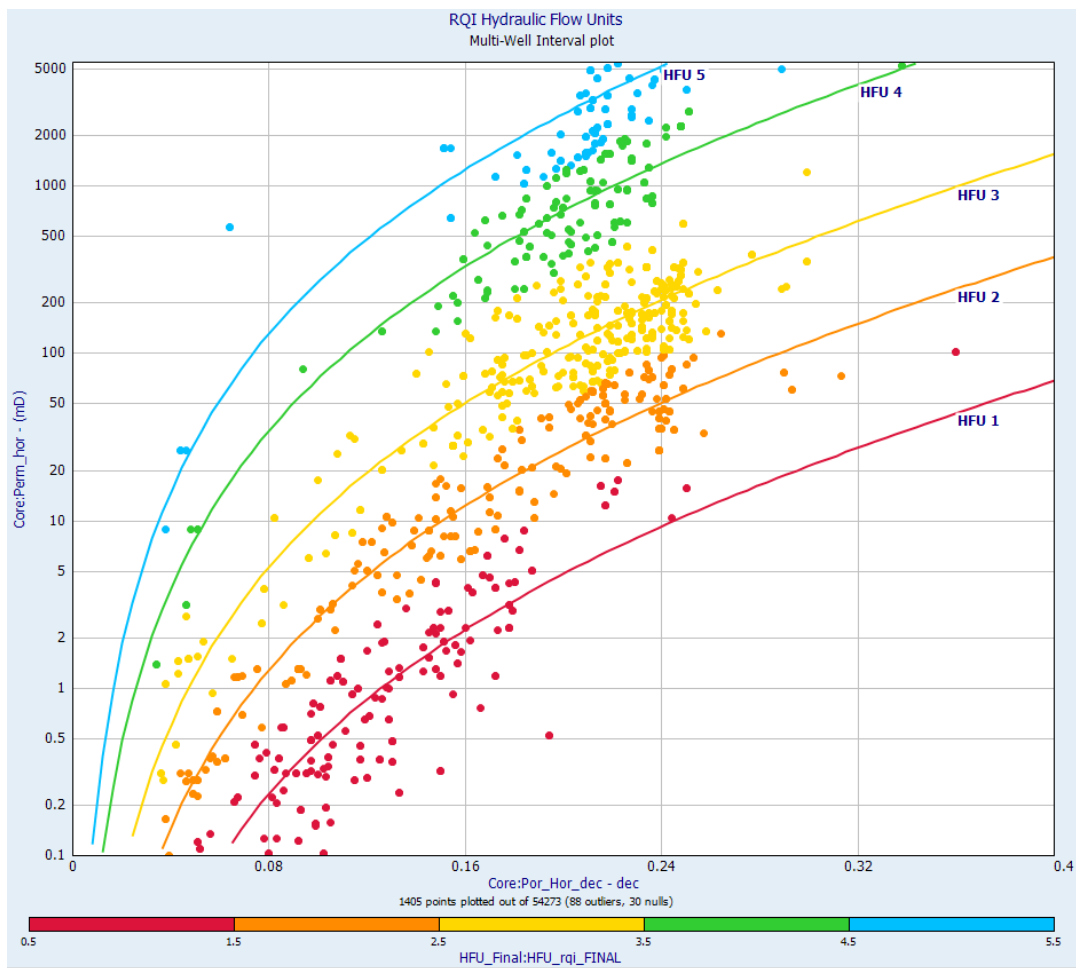
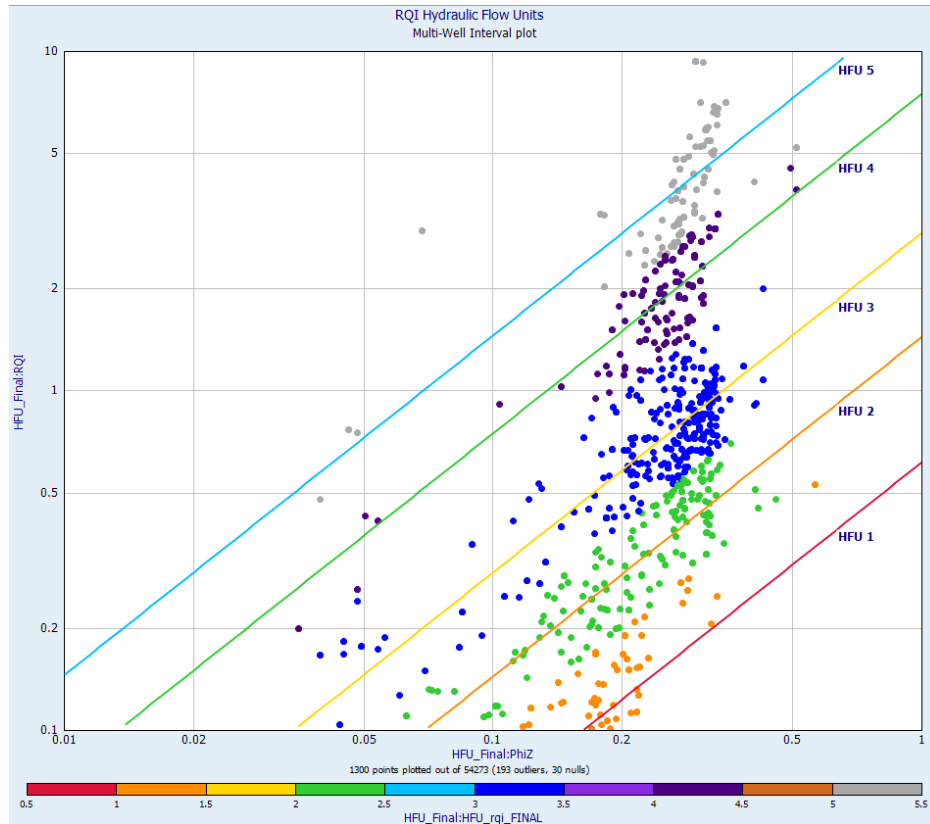


Figura 37

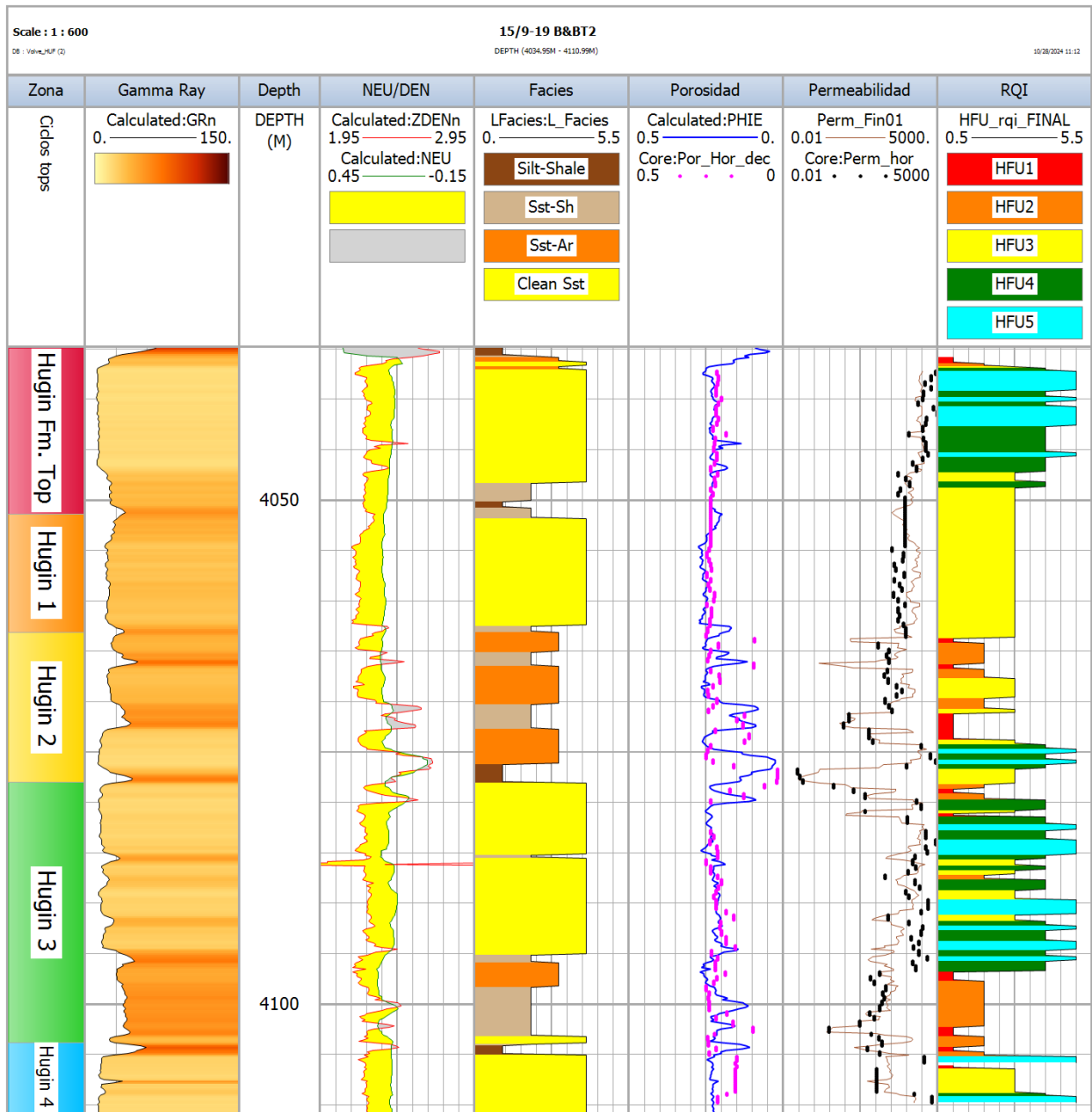
Gráfico Índice de Calidad de Reservorio vs Porosidad Normalizada



La Figura 37 muestra los datos de RQI frente a la porosidad efectiva normalizada (ϕZ) trazados en una escala log-log. Para cada HFU se construyó una línea recta con pendiente 1, ajustada al valor promedio de FZI como intercepto, a continuación, se muestra el resultado para los pozos 15/9-19B&BT2 y 15/9-19A en las Figura 38 y Figura 39 respectivamente.

Figura 38

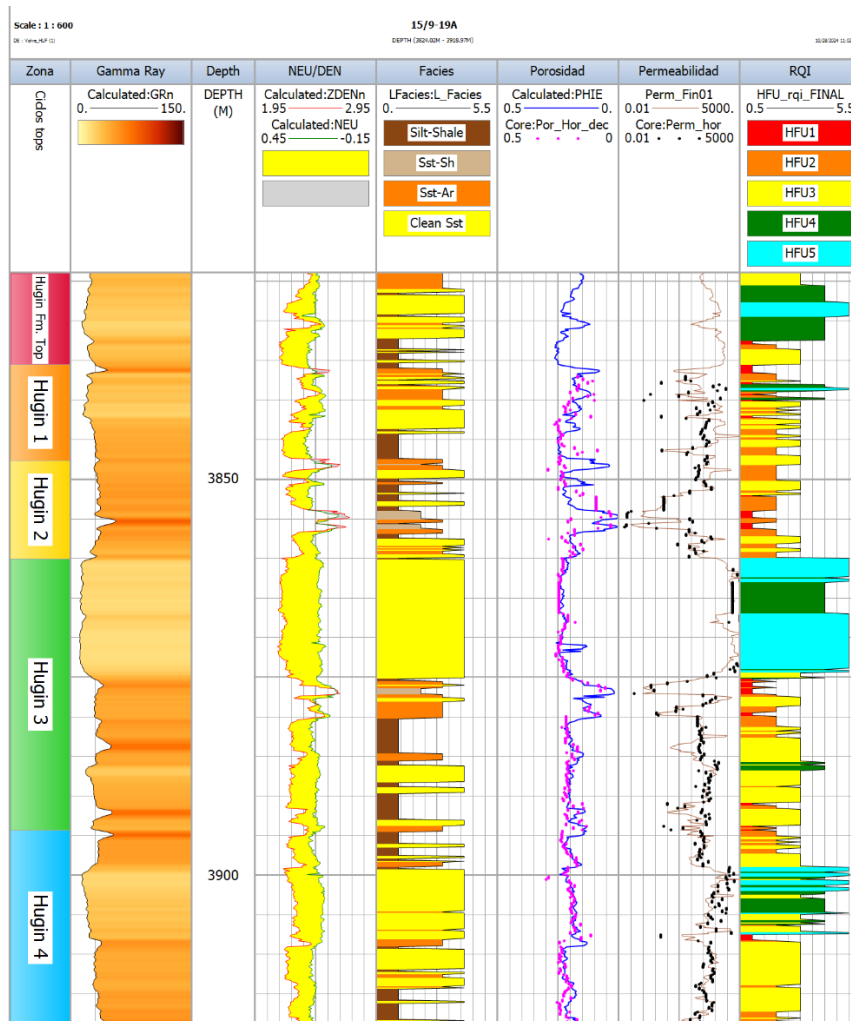
Unidades Hidráulicas de Flujo con RQI para el pozo 15/9-19B&BT2



En la columna denominada RQI se ilustran cada una de las unidades de flujo con la curva Índice de calidad de reservorio. Para la facie de arenisca limpia se observa una mayor diferenciación de este paquete con intervalos intercalados de HFU4A Y HFU5A. En la información de núcleo estas intercalaciones obedecen a areniscas de grano grueso con baja cementación y areniscas de grano medio con contenido de pirita, para la unidad HFU3A estas son areniscas arcósicas con presencia de micrita, lo cual afecta la capacidad de flujo en comparación con las unidades HFU1A y HFU2A.

Figura 39

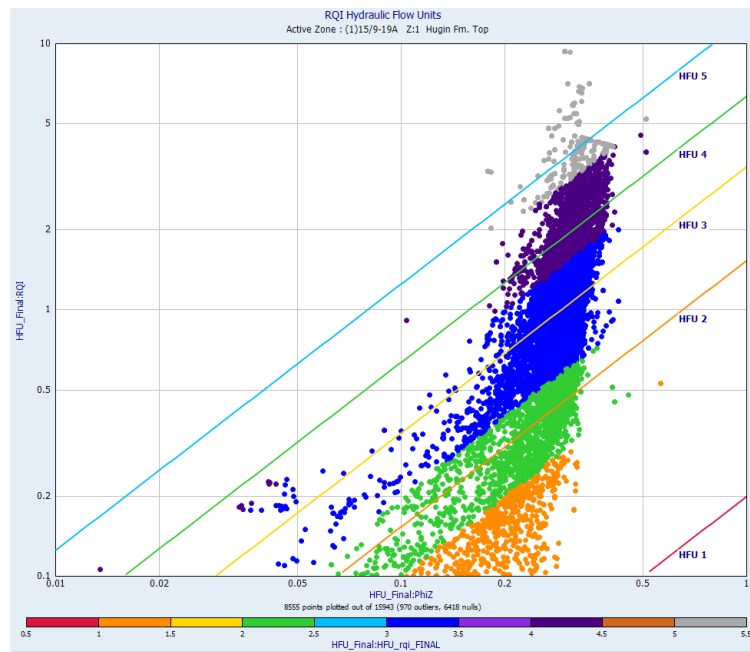
Unidades Hidráulicas de Flujo con RQI para el pozo 15/9-19A.



La curva de RQI en los pozos corazonados 15/9-19A y 15/9-19B&BT2 refleja una heterogeneidad significativa en la calidad del reservorio dentro de la formación Hugin. Las zonas con mayor RQI están relacionadas con facies de alta calidad en términos de flujo, lo que sugiere que estas áreas serán las más atractivas la extracción e inyección de fluidos. Los resultados del modelo de las unidades Hidráulicas de flujo calculadas a partir del Índice de Calidad de Reservorio y Índice de Zonas de Flujo son consistentes con la información de núcleo por lo cual, se aplica dicho modelo a los pozos sin información de núcleo.

Figura 40

Unidades Hidráulicas de Flujo RQI vs PhiZ para todos los pozos.

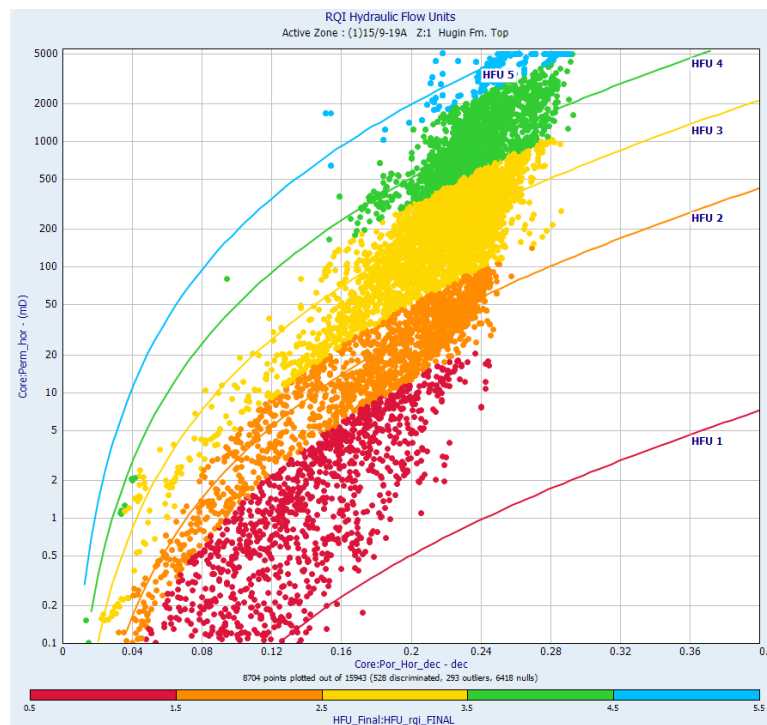


En las Figura 40 y Figura 41 muestran el resultado de las unidades hidráulicas de flujo calculadas a los pozos a partir de la permeabilidad y la porosidad normalizada calculadas. En

términos de Índice de calidad de reservorio, se observa una clara diferenciación en cada unidad. A continuación, se muestran el *crossplot* para los pozos con información de registros eléctricos.

Figura 41

Unidades Hidráulicas de Flujo RQI vs PhiZ

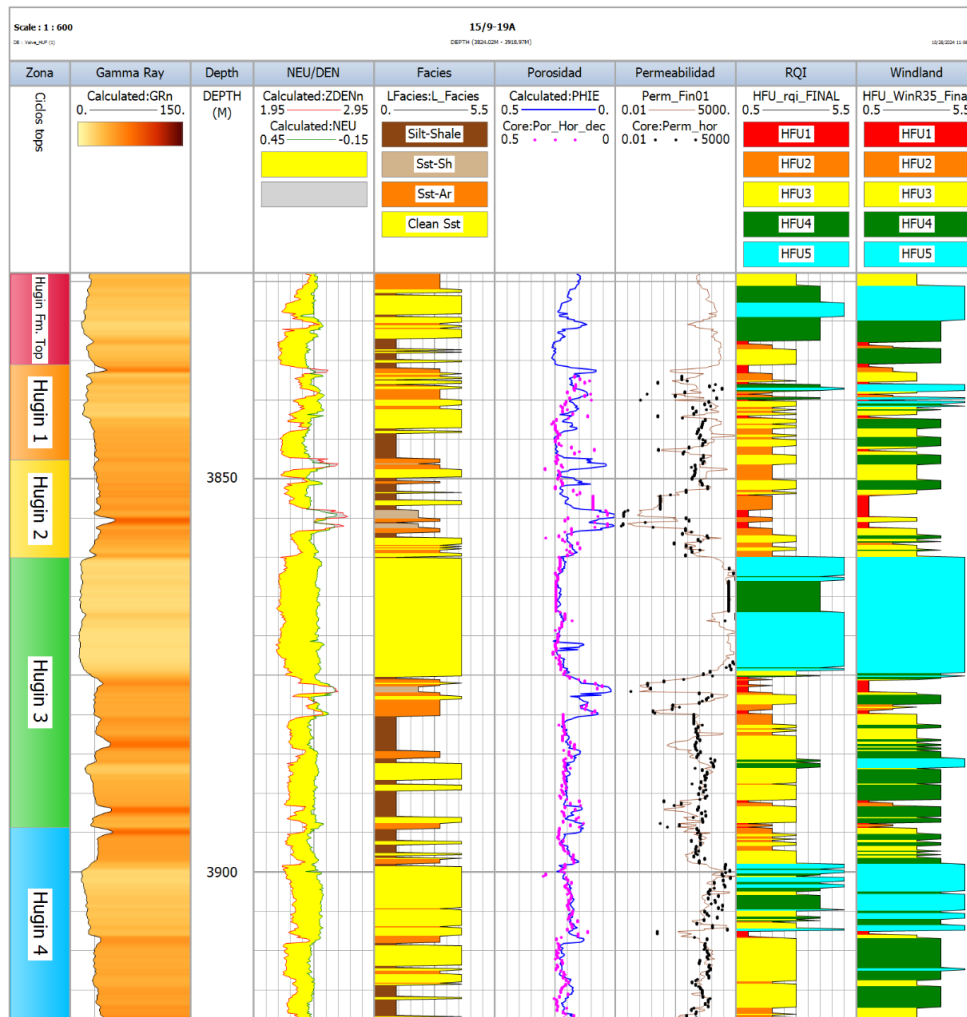


Con base en las dos metodologías aplicadas a los pozos corazonados y a los pozos que cuentan únicamente con información de registros eléctricos. Hay una mayor correlación con la metodología de Winland con una caracterización más detallada y precisa de las zonas de alta permeabilidad, particularmente las unidades HFU4 y HFU5.

La metodología Índice de Calidad de Reservorio ofrece una visión global, proporcionando una clasificación más conservadora, sin embargo, puede no reflejar de manera los intervalos con mayor potencial productivo.

Figura 42

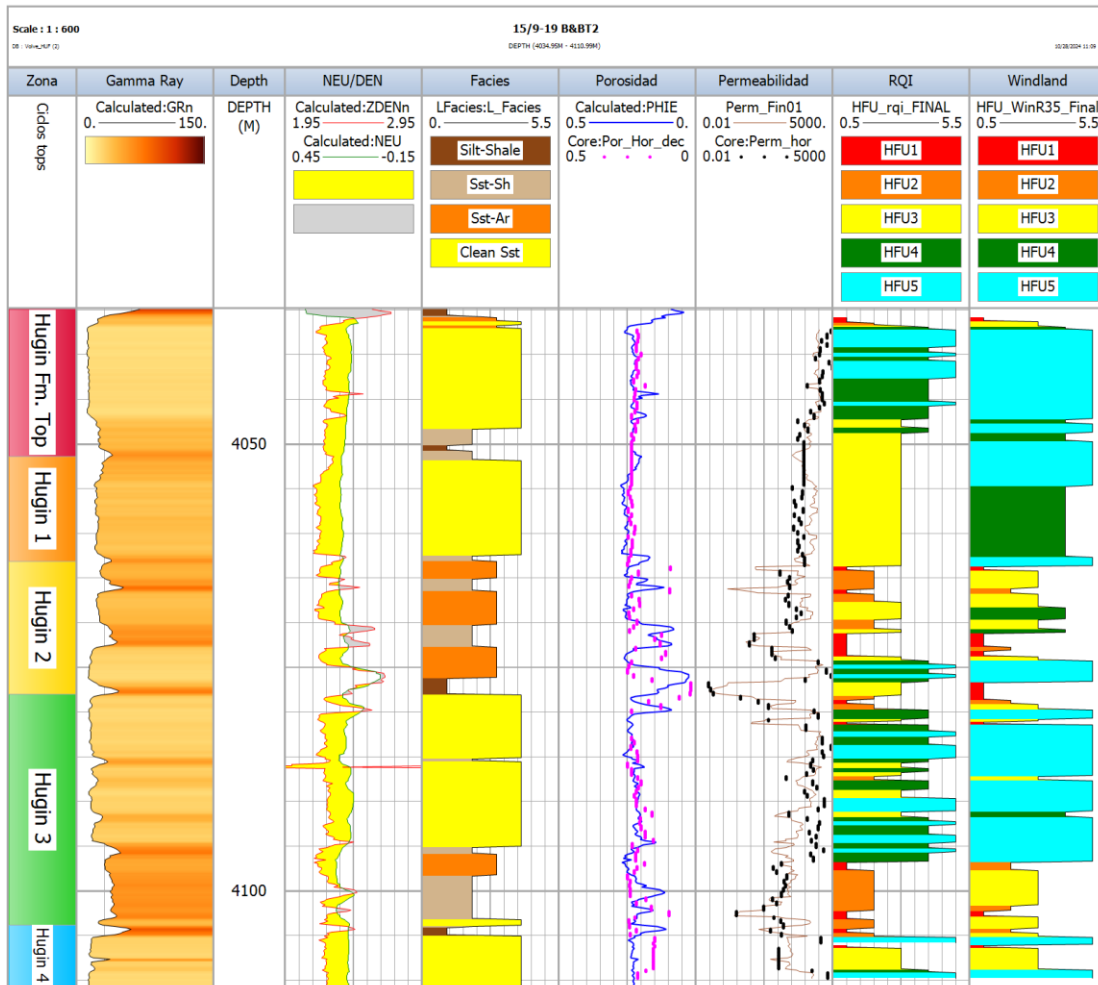
Calculo Unidades Hidráulicas de Flujo por metodología Winland y RQI pozo 15/9-19A.



Un ejemplo de ello es la zona Hugin-1 para el pozo 15/9-19A, donde hay zonas con permeabilidades mayores a 100 mD y la identifica como una unidad de flujo HFUA3, pero tiene propiedades más consistentes con la HFUA4.

Figura 43

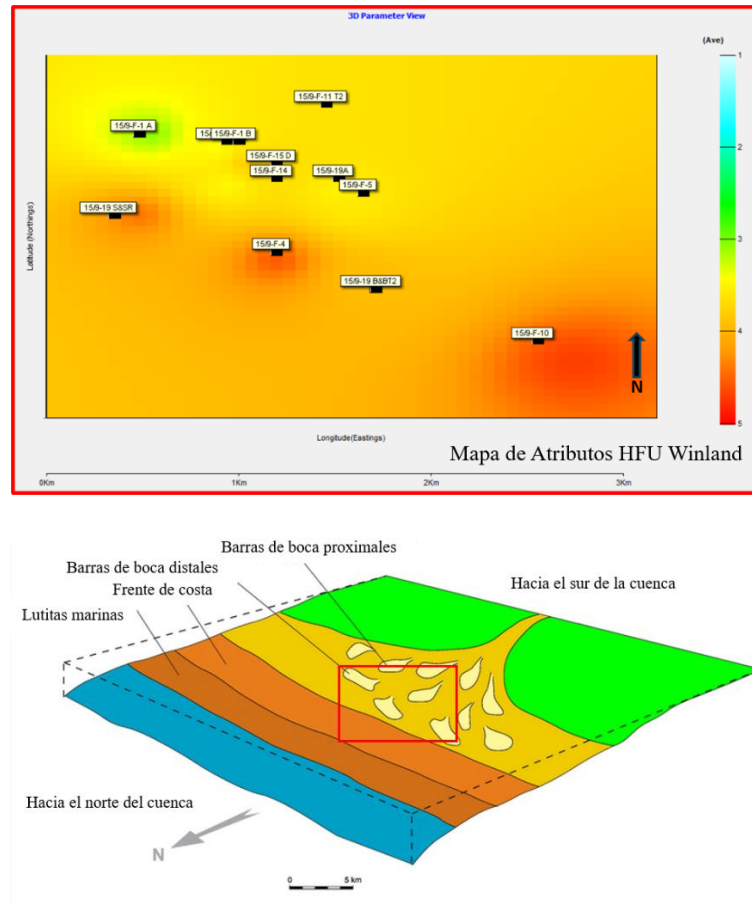
Calculo Unidades Hidráulicas de Flujo por metodología Winland y RQI pozo 15/9-19B&BT2.



Por lo tanto, para la caracterización de reservorios con alta heterogeneidad, como es el caso de la formación Hugin, la metodología de Winland parece ser más precisa y útil para la identificación de las mejores unidades de flujo.

Figura 44

Distribución Espacial Unidades Hidráulicas de Flujo y Ambiente deposicional.



En la Figura 44 se relaciona las unidades hidráulicas de flujo calculadas con la metodología Winland, y el ambiente deposicional de barras de arena en un sistema deltaico. El mapa de atributos refleja la distribución areal en las HFU para la formación Hugin, donde se observa que las áreas con mejor calidad HFU4 Y HFU5, aparentemente coinciden con barras de boca proximales y distales del delta (modificado de Folkestad y Satur 2008), las cuales son formadas por la acumulación de sedimentos arenosos transportador por los distributario del delta, que presentan mejores propiedades de permeabilidad y porosidad, este patrón refuerza la relación entre los ambientes de alta energía con las facies de mejor calidad de reservorio en términos de flujo.

7. Conclusiones

Estadísticamente, la porosidad efectiva en la formación Hugin oscila entre los 15 y 25% con una distribución asimétrica positiva y una media para todas las zonas analizadas de 20%. La zona Hugin-3, es la evidencia una menor variabilidad, lo que la hace la zona más estable en términos de porosidad, lo cual es determinante para la planificación del desarrollo del yacimiento.

En términos de permeabilidad la formación Hugin es altamente heterogénea, y estas pueden tener valores mayores a 5000 mD en algunos casos. En los pozos analizados se observa que esta es afectada por diagenéticos como mineralización secundaria de feldespatos y procesos tectónicos en zonas cercanas a las fallas. Las zonas Hugin Fm. Top y Hugin-3 son las más prometedoras en términos de producción, mientras que zonas como Hugin-2 requerirán una mayor atención en cuanto a técnicas de estimulación ya que actúa como una barrera en la formación.

La determinación de electrofacies se realizó mediante análisis clúster, donde se identificaron cuatro litologías con propiedades similares discretizadas. Resultando AL04- areniscas limpias, la cual presenta mejor calidad en términos de porosidad y permeabilidad, con bajas lecturas de la gamma ray (entre 10-15 API), y una respuesta cilíndrica, que sugieren un ambiente de depositación de baja energía. Por otro lado, las arcillas y limos (ARC01) representan las rocas con las peores propiedades de reservorio, con altos valores de gamma ray (>67 API) y bajo contenido de porosidad.

La aplicación de la metodología de Winland a la Formación Hugin ha sido efectiva para clasificar los litotipos en función del tamaño de garganta poral. El análisis de los núcleos y la correlación entre la porosidad y la permeabilidad ha permitido identificar las mejores zonas de flujo corresponden a las unidades HFU4 y HFU5, que tienen gargantas porales mayores a 5 micras, lo que las clasifica como facies macroporosas y megaporosas respectivamente. Estas unidades poseen excelentes características de conectividad y flujo.

Los litotipos con respecto a sus tamaños de garganta poral evidencian que gran parte del reservorio se encuentra en el rango de conectividad favorable, especialmente en las unidades HFU4 y HFU5, que correlacionan muy bien con la información obtenida de núcleo. Proporcionando una base sólida para extrapolar los resultados a los pozos no corazonados, permitiendo una caracterización más completa del campo Volve.

La metodología de Amaefule y Altunbay (1993) permitió agrupar diferentes unidades en términos de conectividad y capacidad de flujo, con este enfoque, se identificaron cinco unidades de flujo distintas, siendo HFU4A y HFU5A las que presentan las mejores condiciones de permeabilidad y porosidad. Al analizar los resultados, este enfoque ofrece una clasificación más conservadora en comparación con de la metodología de Winland, ha sido útil para evaluar la variabilidad interna del reservorio y definir las zonas con mayor y menor capacidad de producción. Sin embargo, la metodología de Winland proporciona una mayor precisión en la identificación de las mejores unidades de flujo, particularmente en las zonas de alta permeabilidad.

El análisis espacial de las Unidades Hidráulicas de Flujo muestra una correlación entre las zonas de alta calidad del reservorio y los ambientes de alta energía, como las barras de arena deltaicas, que tienden a presentar mejores propiedades petrofísicas.

Referencias Bibliográficas

Al-Jawad, S.N., Saleh, A.H. Flow units and rock type for reservoir characterization in carbonate reservoir: case study, south of Iraq. *J Petrol Explor Prod Technol* 10, 1–20 (2020).

Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993, January). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

Carman, P. C. (1937). Fluid flow through granular beds. *Trans. Inst. Chem. Eng.*, 15, 150-166.

Folkestad, A., & Satur, N. (2008). Regressive and transgressive cycles in a rift-basin: Depositional model and sedimentary partitioning of the Middle Jurassic Hugin Formation, Southern Viking Graben, North Sea. *Sedimentary Geology*, 207(1-4), 1-21.

Folkestad, A., & Satur, N. (2008). Regressive and transgressive cycles in a rift-basin: Depositional model and sedimentary partitioning of the Middle Jurassic Hugin Formation, Southern Viking Graben, North Sea. *Sedimentary Geology*, 207(1), 1-21.
<https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2008.03.006>

Journel, A. G. (1990, January). Geostatistics for reservoir characterization. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

Kieft, R. L., Jackson, C. L., Hampson, G. J., & Larsen, E. (2010, January). Sedimentology and sequence stratigraphy of the Hugin Formation, quadrant 15, Norwegian sector, South Viking graben. In Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series (Vol. 7, No. 1, pp. 157-176). Geological Society of London.

Kozeny, J. (1927). *Über kapillare leitung der wasser in boden*. Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class I, 136, 271-306.

Perez, H. H., Datta-Gupta, A., & Mishra, S. (2003, January). The role of electrofacies, lithofacies, and hydraulic flow units in permeability predictions from well logs: a comparative analysis using classification trees. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

Pittman, E. D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. AAPG bulletin, 76(2), 191-198.

Porras, J. C., & Campos, O. (2001, January). Rock typing: A key Approach for Petrophysical characterization and definition of flow Units, Santa Barbara field, Eastern Venezuela Basin. In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.

Radwan, A. E. (2020). Modeling the depositional environment of the sandstone reservoir in the Middle Miocene Sidri Member, Badri Field, Gulf of Suez Basin, Egypt: Integration of gamma-ray log patterns and petrographic characteristics of lithology. *Natural Resources Research*, 1-19.

Reid, B. E., Høyland, L. A., Olsen, S. R., & Petterson, O. (1996, January). The Heidrun Field-Challenges in Reservoir Development and Production. In *Offshore Technology Conference*. Offshore Technology Conference.

Serra, O. T., & Abbott, H. T. (1982). The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22(01), 117-131.

Slatt, R. M. (2006). *Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists, and engineers* (Vol. 61). Elsevier.

Sneider, J. S., de Clarens, P., & Vail, P. R. (1995). Sequence stratigraphy of the Middle to Upper Jurassic, Viking Graben, North Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 12(1), 91-106.

Stolz, A. K., & Graves, R. M. (2003, January). Sensitivity study of flow unit definition by use of reservoir simulation. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

Teichert, C. (1958). Concepts of facies. *Aapg Bulletin*, 42(11), 2718-2744.

Varmahmoodi, T., Soleimani, B., Malaki, Z., & Al Ali, S. M. (2020). Reservoir heterogeneity evaluation and hydraulic flow units determination of Dalan-Kangan Formations in one of oil fields of the Persian Gulf. *Journal of Advanced Applied Geology*, 10(3), 354-369.

Winland, H.D. (1972) Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes. In: Field, W., Ed., Amoco Production Research Report, Saskatchewan.

Zhong, X., & Escalona, A. (2020). Evidence of rift segmentation and controls of Middle to Late Jurassic synrift deposition in the Ryggsteinen ridge area, northern North Sea. *AAPG Bulletin*, 104(7), 1531-1565