

**EVALUACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE ASOCIADA AL
MODELAMIENTO PETROFÍSICO DEL CAMPO VOLVE EN LA
CUENCA DEL MAR DEL NORTE, NORUEGA**

Jose Jaime Martínez Vertel

Geólogo

Monografía presentada para optar al título de Especialista en Ingeniería de
Yacimientos

Director:

Maika Karen Gambus

Ingeniera de petróleos

PhD en ingeniería de petróleos



Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

2024

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	11
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
3. OBJETIVOS	14
3.1 OBJETIVO GENERAL	14
3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	14
4 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	15
5 MARCO GEOLÓGICO	19
6 MARCO TEÓRICO	24
6.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	24
6.1.1 Volumen de Arcilla:.....	24
6.1.2 Porosidad	25
6.1.3 Saturación de Agua (SW).....	27
6.1.4 Permeabilidad:.....	29
6.2 ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE	31
6.3 CORRELACIÓN ESPACIAL Y AJUSTE DE MODELOS	31
6.3.1 ESTACIONARIEDAD DÉBIL O INTRÍNSICA	32
6.3.2 VARIOGRAMA Y SEMIVARIOGRAMA	33
6.3.3 MODELOS TEÓRICOS DE SEMIVARIANZA	33
6.4 MÉTODOS DE SIMULACIÓN ESTADÍSTICA	35
6.4.1 MÉTODO DE KRIGING:	36
6.4.2 SIMULACIÓN SECUANCIAL GAUSSIANA (S.G.S.).....	37
7 DISCUSIÓN Y RESULTADOS	40
7.1 ANÁLISIS EXPLORATORIO DE DATOS	40
7.2 MODELO PETROFISICO 1D	46
7.2.1 Volumen de Shale (VShale)	46
7.2.2 Porosidad	47
7.2.3 Permeabilidad	48
7.2.4 Saturación de agua	49
7.2.5 Arenas netas	49

8	MODELAMIENTO 3D Y ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE	52
8.1	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO 3D	52
8.2	GENERACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN EL MODELO 3D	65
9	CONCLUSIONES	73
10.	RECOMENDACIONES.....	75
11.	BILIOGRAFIA.....	76

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Inventario de información disponible del Campo Volve, en el Mar del Norte, Noruega	41
Tabla 2: Información disponible del Campo Volve	42
Tabla 3: Listado de pozos utilizados en el análisis petrofísico.....	42
Tabla 4: Medidas de tendencia de la densidad, la porosidad y la permeabilidad	44
Tabla 5: Valores de Gamma Ray en pozo para la fm Hugin, Mínimos y Máximos	46
Tabla 6: Cutoff empleados para la Fm. Hugin.	50
Tabla 7: Valores promedio de petrofísica para la Fm. Hugin.	51
Tabla 8: Valores de Nugget, Rango y Sill obtenidos en el variograma ajustado inicial.....	53
Tabla 9: Experimentos planteados para la variación del Nugget, Sill y Rango del variograma del mapa estructural basado en los topes de formación.	55

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Localización del campo Volve y sus zonas de producción de hidrocarburos (modificado de Justwan 2006)	19
Figura 2: Secuencia generalizada del graben vikingo en la cuenca del mar del norte (Adaptado de Saha, S., Vishal, V., Mahanta, B., & Pradhan, S. P. 2022).	22
Figura 3: Comportamiento típico de un semivariograma acotado con una representación de los parámetros básicos. Tomado de Giraldo, R. (2002).....	35
Figura 4: Análisis estadístico de la densidad de núcleo en la Fm. Hugin. Fuente: Autor ...	44
Figura 5: Análisis estadístico de la porosidad de núcleo de la Fm. Hugin. Fuente: Autor..	45
Figura 6: Análisis estadístico de la permeabilidad horizontal de núcleo de la Fm. Hugin. fuente: Autor	45
Figura 7: Registros de densidad y porosidad calibrada con datos de núcleo. Vshale calculado a partir del Gamma Ray del pozo 15/9-19 B	48
Figura 8: Permeabilidad del núcleo Vs Porosidad y VShale en la Fm. Hugin.	50
Figura 9: Mapa 2D creado a partir de los topes de pozo de la F. Hugin. - Fuente: Autor usando software CMG	52
Figura 10: Modelo estructural generado con los parámetros del variograma ajustados. Fuente: Autor usando software CMG.	53
Figura 11: Ubicación de los pozos en una vista planta del modelo. Fuente: Autor usando el software CMG.....	54
Figura 12: Variación en el promedio de tope para cada caso de sensibilidad de parámetros del variograma con respecto al escenario base.....	56
Figura 13: Variación en el Nugget para modelos estructurales 3D. Fuente: Autor usando el software CMG.....	57
Figura 14: Variación en el Sill para modelos estructurales 3D. Fuente: Autor utilizando el software CMG.....	59
Figura 15: Variación en el Rango para modelos estructurales 3D. Fuente: Autor utilizando el software CMG.	60
Figura 16: Variación del porcentaje de celdas en los diferentes rangos de topes generados por el método geoestadístico al variar el Nugget.	62
Figura 17: Variación del porcentaje de celdas en los diferentes rangos de topes generados por el método geoestadístico al variar el Sill	63
Figura 18: Variación del porcentaje de celdas en los diferentes rangos de topes generados por el método geoestadístico al variar el Rango.	64
Figura 19: Resultado del ajuste del variograma de porosidad usando Simulación Gaussiana. Fuente: Builder, CMG.....	66

Figura 20: Resultado de población de la porosidad en el modelo 3D a partir de Simulación Gaussiana. Fuente: Autor usando el software CMG	67
Figura 21: Resultado de población de saturación de agua en el modelo 3D a partir de Simulación Gaussiana. Fuente: Autor usando el software CMG.....	68
Figura 22: Resultado de población de permeabilidad en el modelo 3D a partir de Simulación Gaussiana. Fuente: Autor usando el software CMG.....	69
Figura 23: Probabilidad de ocurrencia de los rangos de porosidad de acuerdo con las Simulaciones Gaussianas realizadas.	70
Figura 24: Probabilidad de ocurrencia de los rangos de permeabilidad de acuerdo con las Simulaciones Gaussianas realizadas.	71
Figura 25: Probabilidad de ocurrencia de los rangos de saturación de agua de acuerdo con las Simulaciones Gaussianas realizadas.	72

Resumen

Título: evaluación de la incertidumbre asociada al modelamiento petrofísico del campo Volve en la cuenca del Mar del Norte, Noruega*

Autor: Jose Jaime Martínez Vertel**

Palabras Clave: Análisis de Incertidumbre, Propiedades Petrofísicas, Simulaciones geoestadísticas

Descripción:

En el campo Volve, ubicado en el Mar del Norte, la Formación Hugin ha sido objeto de numerosos estudios debido a su complejidad geológica y su relevancia como reservorio productivo, además de la disponibilidad de su información al público, permitiendo diferentes actividades de aplicación de métodos petrofísicos y técnicas geoestadísticas en la construcción de modelos estáticos. El presente estudio tiene como objetivo principal evaluar cómo estas técnicas pueden contribuir a una caracterización del reservorio, lo que a su vez permite la toma de decisiones en la gestión del yacimiento; la simulación secuencial gaussiana, una de las técnicas clave utilizadas, ha sido implementada para mejorar la precisión de los modelos. En primera instancia, se tomó la información disponible en la literatura del campo Volve y se elaboró un modelo petrofísico 1D, haciendo la correlación con los datos de núcleo disponibles en el estudio; posteriormente, el análisis se enfocó en la elaboración de modelos 3D de las propiedades petrofísicas clave, como la porosidad y la permeabilidad, las cuales son determinantes para evaluar la calidad del reservorio, construidos a partir de la información de topes y trayectorias de los pozos. Una vez realizado esto, se procedió a utilizar el método geoestadístico de Simulación Gaussiana para poblar la información petrofísica mencionada previamente en las zonas del yacimiento lejanas a los pozos. Variar el

Nugget y el Sill en la elaboración de Simulaciones Gaussianas no solo proporcionan una visión más precisa de la distribución espacial de las propiedades del yacimiento, sino que también permiten una mejor comprensión del comportamiento del reservorio, lo que es esencial para la optimización de su explotación. Finalmente, se llevaron a cabo una serie de simulaciones geoestadísticas con la misma probabilidad de ocurrencia, con el fin de generar diversos escenarios de las propiedades petrofísicas y se evaluó la probabilidad de ocurrencia de los diversos rangos de dichas propiedades, la variación en los parámetros del variograma en la creación del modelo 3D a partir de los topes de los pozos tienen una gran sensibilidad al momento de generar la población de la propiedad en específico, lo que permite que la incertidumbre asociada a la creación del modelo estático sea sumamente alta el cual es crucial tener en cuenta al momento de llevar a cabo actividades de explotación y de gerencia de los yacimientos.

Abstract

Title: uncertainty evaluation associated with petrophysical modeling in the Volve field, North Sea basin, Norway*

Author: Jose Jaime Martínez Vertel**

Key Words: Uncertainty analysis, Petrophysical properties geostatistical simulations

Description:

In the Volve field, located in the North Sea, the Hugin Formation has been the subject of numerous studies due to its geological complexity and its relevance as a productive reservoir. Additionally, the availability of public information allows for various applications of petrophysical methods and geostatistical techniques in the construction of static models. The main objective of this study is to evaluate how these techniques can contribute to reservoir characterization, which in turn supports decision-making in reservoir management. Gaussian sequential simulation, one of the key techniques used, has been implemented to enhance model accuracy. Initially, available information from the Volve field literature was utilized to develop a 1D petrophysical model, correlating it with available core data from the study. Subsequently, the analysis focused on creating 3D models of key petrophysical properties such as porosity, permeability, and water saturation, which are crucial for assessing reservoir quality, based on well top and trajectory data. Once this was completed, the geostatistical method of Gaussian simulation was employed to populate the previously mentioned petrophysical information in areas of the reservoir far from the wells. These results not only provide a more accurate view of the spatial distribution of reservoir properties but also enhance the understanding of reservoir behavior, which is essential for

optimizing its exploitation. Finally, a series of geostatistical simulations were conducted with the same probability of occurrence to generate various scenarios of the petrophysical properties, and the probability of occurrence of different ranges of these properties was evaluated through an uncertainty analysis, which is crucial to consider when conducting exploitation and management activities of the reservoirs.

1. INTRODUCCIÓN

La evaluación petrofísica es un componente esencial tanto en la etapa de exploración como en el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos, debido a su capacidad para reducir el riesgo exploratorio y optimizar la caracterización del reservorio (Baouche et al. 2020). Las propiedades petrofísicas, como la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua (SW), juegan un papel crucial en la estimación de la calidad del reservorio y en la toma de decisiones a lo largo del ciclo de vida de un campo petrolero. En cada fase, los desafíos varían, y por ende, también lo hacen las soluciones. Uno de los desafíos comunes en la caracterización de yacimientos es la precisión en la estimación de las propiedades del reservorio a partir de datos de pozo limitados. La implementación de modelos 3D mediante técnicas geoestadísticas ha demostrado ser una herramienta poderosa para mejorar la resolución y confiabilidad de estas estimaciones.

En el campo Volve, ubicado en el Mar del Norte, la Formación Hugin ha sido objeto de numerosos estudios debido a su complejidad geológica y su relevancia como reservorio productivo. La petrofísica básica ha revelado que la Formación Hugin presenta una alta heterogeneidad en términos de distribución de porosidad y permeabilidad, lo que genera incertidumbre en la predicción del comportamiento del yacimiento (Zoback 2007). El uso de modelos 3D para la evaluación y caracterización del campo permite integrar datos de pozo para generar una imagen más precisa de la distribución espacial de las propiedades petrofísicas. Este enfoque no solo ayuda a mejorar la interpretación de los datos, sino que también reduce significativamente el riesgo asociado a la exploración y el desarrollo del yacimiento.

Este estudio se centra en la aplicación de métodos petrofísicos y técnicas geoestadísticas en la construcción de modelos estáticos para la Formación Hugin en el Mar del Norte. El objetivo principal es evaluar cómo estas técnicas pueden contribuir a una mejor caracterización del

reservorio, lo que a su vez optimiza la toma de decisiones en la gestión del yacimiento. La simulación secuencial gaussiana, una de las técnicas clave utilizadas, ha sido implementada para mejorar la precisión de los modelos, permitiendo una evaluación más confiable de la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua en esta formación compleja.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria petrolera, la evaluación precisa de los parámetros petrofísicos en campos es de alta importancia en la determinación de procesos de optimización y pronóstico de la producción de hidrocarburos. Los parámetros petrofísicos, como la porosidad, la permeabilidad y la saturación de fluidos, son determinantes para caracterizar y estimar la capacidad de un yacimiento, sus reservas y las posibles tasas de producción que se esperan, lo cual también está intrínsecamente relacionado con los requerimientos en superficie. Sin embargo, estos parámetros están sujetos a incertidumbres debido a la variabilidad espacial de las propiedades geológicas y petrofísicas en la extensión de los campos y la forma en que pueden ser determinadas, para la construcción de modelos numéricos representativos de las formaciones o los yacimientos de interés.

El problema que esta investigación aborda es la evaluación de la incertidumbre asociada a los parámetros petrofísicos en un yacimiento petrolífero con propiedades conocidas mediante el uso de técnicas geoestadísticas. Aunque las propiedades del yacimiento son conocidas a través de datos de pozos y estudios geológicos detallados, existe una variabilidad espacial inherente que impacta la precisión de los modelos estáticos utilizados para la evaluación de reservas y la planificación de la producción. También, es importante considerar que las metodologías actuales requieren de una cantidad de datos de gran volumen, lo que se traduce en altos tiempos de compilación y verificación de data. El principal desafío de esta investigación radica en la necesidad crítica de manejar y procesar eficazmente vastos conjuntos de datos geológicos y petrofísicos,

obtenidos de diversas fuentes y métodos de exploración, para la construcción precisa de modelos geoestadísticos. La búsqueda y adquisición de datos relevantes, que incluyen registros de pozos, estudios sísmicos y datos geológicos de superficie, plantea un desafío significativo debido a la naturaleza dispersa y heterogénea de los datos geológicos. Además, el tratamiento adecuado de estos datos de gran volumen implica la aplicación de técnicas avanzadas de integración, limpieza y análisis, asegurando la calidad y consistencia necesarias para la validación rigurosa de los modelos geoestadísticos. Esta investigación se propone aplicar metodologías que no solo optimicen la recolección e integración de datos, sino que también mejoren la precisión y confiabilidad de los modelos estáticos utilizados en la industria petrolera para la toma de decisiones estratégicas en exploración y producción.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la incertidumbre asociada al modelamiento petrofísico 3D de un yacimiento del campo Volve en la cuenca del mar del norte, Noruega generado mediante el uso de técnicas geoestadísticas

3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- 3.2.1 Realizar un Análisis Estadístico o Exploratorio de los Datos relacionados con un yacimiento del campo Volve en la cuenca del mar del Norte en Noruega
- 3.2.2 Desarrollar un modelo petrofísico 1D validado mediante correlación núcleo perfil para la formación de estudio
- 3.2.3 Analizar estructuralmente la continuidad espacial de los resultados generados mediante el ajuste del modelo de variograma
- 3.2.4 Evaluar la incertidumbre asociada al modelamiento petrofísico 3D mediante la generación de múltiples realizaciones con la misma probabilidad de ocurrencia a través de simulación estocástica.

4 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

Cabrejo et al. (2010), Mediante el análisis de registros, obtuvieron diferentes propiedades para una zona de interés, como lo son el contenido de arcillas, la porosidad efectiva y total, la saturación de agua y la permeabilidad. También se definió el comportamiento de la roca y la interacción de sus fluidos mediante un modelado de petrofacies, presión capilar, compresibilidad, junto al análisis de las curvas de permeabilidad relativa, todo esto mediante las pruebas realizadas a las muestras de núcleos, con el fin de poder establecer los parámetros necesarios para la ejecución de un modelo de simulación en cuestión. El aporte de la determinación de cada una de las propiedades se traduce en definir intervalos de facies para una rápida y óptima toma de decisiones en cuanto a los posteriores trabajos de optimización referidos a un esquema de explotación ya que reflejan de manera directa el intervalo de mayor flujo, por otra parte la variación de la forma del capilar depende directamente de la variación de la propiedad de permeabilidad de la roca, y basado en la evaluación roca/fluido las ecuaciones definitivas de compresibilidad, altura de capilar y pruebas de permeabilidad relativa serán utilizadas posteriormente para el modelo de simulación.

Aldana *et al.* (2012), evaluaron la construcción de modelos petrofísicos y petrográficos en el yacimiento en el bloque Quifa Norte, constituido por areniscas no consolidadas de la Unidad Arenas Basales de la formación Carbonera. Dentro de la investigación se describe la necesidad de construir un modelo petrofísico único y aplicable al bloque Quifa Norte que permita generar un mejor modelamiento estático del yacimiento y consecuentemente un mejor cálculo de POES (Petróleo original en sitio), dado que la evaluación petrofísica de los pozos se ha desarrollado a partir de la extrapolación de datos y propiedades petrofísicas pertenecientes a los campos vecinos Quifa Suroeste y Rubiales. Para la definición de dicho modelo se han integrado los datos de análisis de núcleos de pozos perforados en el área y se hizo la interpretación de registros de pozos. El

proyecto consiste en la construcción de cada uno de los modelos que permitan la determinación de las propiedades petrofísicas tales como arcillosidad, porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad. Se seleccionaron los métodos de cálculo disponibles en la literatura que mejor reproduzcan los resultados de laboratorio para estimar cada propiedad. Los resultados obtenidos conforman el modelo petrofísico para ser implementado en Quifa Norte.

Peña *et al.* (2015) desarrollaron una metodología, la cual se enfoca a la caracterización de la roca en cuanto a su calidad como reservorio, heterogeneidad, evidencias de fracturamiento y acumulación de hidrocarburo, con el fin de determinar e identificar propiedades en un sistema gobernado netamente por matriz, por fractura o una combinación de las dos, empleando registros de pozo y propiedades medidas sobre núcleos. A partir de la diferenciación de litotipos y su caracterización como un sistema fracturado, se identificó cuándo un registro está afectado o influenciado por fracturas, evitando interpretarlas erróneamente cuando un comportamiento se deba a factores intrínsecos del principio físico de medida y/o a las condiciones operacionales de adquisición de los registros. Conociendo cuáles registros y qué modelos matemáticos favorecen la identificación de litotipos y la determinación de propiedades de matriz- fractura se construyó un modelo petrofísico y una metodología basada en la integración roca-registro.

Yang, Q., & Torres-Verdín, C. (2015), realizaron una interpretación conjunta con un análisis de incertidumbre de las propiedades petrofísicas en reservorios no convencionales de Shale, utilizando un modelo estocástico de inversión conjunta, desarrollado específicamente para abordar la petrofísica cuantitativa y la interpretación del Shale productor. El método está basado en la simulación numérica de registros nucleares y resistivos, donde el método de estimación, entrega la probabilidad a posteriori de cada propiedad. EL algoritmo e Monte Carlo fue utilizado para modelar el espacio para cuantificar la distribución a posteriori de las propiedades de la formación.

Castro *et al.* (2016), con el propósito de determinar nuevos modelos petrofísicos-estratigráficos del campo Chimire, ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela, utilizaron los registros eléctricos y radiactivos de 81 pozos para la elaboración y el análisis de mapas de isopropiedades petrofísicas. Se contó con 3 pozos con descripción de núcleo (Pozo A, Pozo D y Pozo GV117) a partir de los cuales se definieron los topes estructurales de las formaciones: Formación Freites, Formación Oficina (Miembro Morichal Superior, Miembro Morichal Medio y Miembro Morichal Inferior). De las mismas se observaron estructuras que responden a fallamiento tipo flor y a fallamiento normal que presentan saltos de 250 a 500 pies. Posteriormente se determinaron 10 eventos estratigráficos: 5 eventos transgresivos y 5 eventos regresivos, que sirvieron como marcadores litoestratigráficos. Luego de definido el modelo estratigráfico, se generaron mapas de isopropiedades petrofísicas a partir de los parámetros físicos de la roca que se utilizaron para la determinación de tres (3) nuevos prospectos exploratorios, a los cuales se les calculó el petróleo original en sitio (POES) mediante el método estadístico de simulación de Monte Carlo con el fin de determinar la factibilidad de recobro de los mismos.

Suen, C. (2020). Realiza un caso de estudio, donde establece la relación entre la permeabilidad y el radio de correlación, en el Campo Volve del Mar del Norte, usando la función de correlación de pares y el método de la teoría del medio efectivo, determinaron los radios de amplitud de correlación. Estos valores fueron comparados con la permeabilidad a una profundidad determinada y así se pudo determinar las relaciones entre el radio de correlación y la permeabilidad en un estrato productivo.

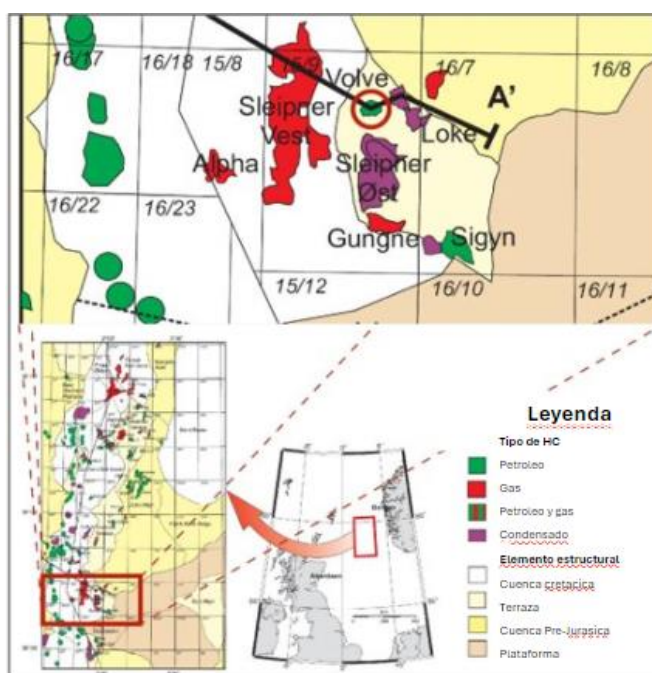
Pelemo-Daniels, D., & Stewart, R. R. (2024) realizan una predicción petrofísica desde la inversión de atributos sísmicos, usando propiedades físicas de la roca y Machine Learning, en el Campo

Volve, mostrando un flujo de trabajo que elabora una estimación de alta resolución de las propiedades petrofísicas del reservorio. Para esto, compararon la predicción secuencial de atributos como: mineralogía, porosidad y saturación de fluido, con la predicción simultánea de todas las propiedades del Campo Volve. Este flujo de trabajo muestra que la predicción secuencial desarrolla una mayor eficiencia y acertada clasificación de las propiedades petrofísicas.

5 MARCO GEOLÓGICO

El presente estudio se centra en el campo petrolero Volve, ubicado a ocho kilómetros al norte de la estructura Sleipner Øst, en la parte central del Mar del Norte. La estructura Theta vest en el campo Volve se encuentra entre la estructura Loke al este y la extensión noroeste de la estructura Sleipner Øst. La Figura 1 ilustra el mapa de la costa del Mar del Norte y la ubicación del campo petrolero Volve, productor de hidrocarburos. La profundidad promedio del agua en el área es de 84 m. Predominantemente, el reservorio contiene petróleo en las areniscas jurásicas de la Formación Hugin, que se encuentran en una trampa combinada estratigráfica y estructural.

Figura 1: Localización del campo Volve y sus zonas de producción de hidrocarburos (modificado de Justwan 2006)



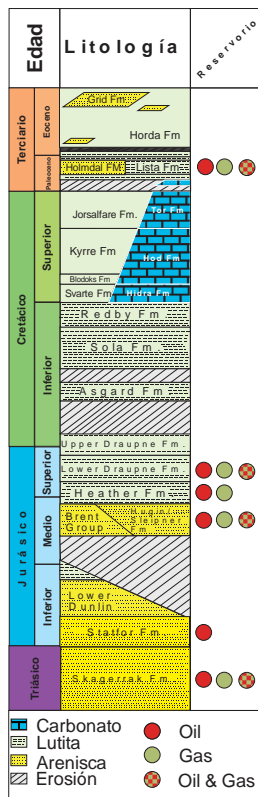
La secuencia estratigráfica se mapeó desde el grupo Norland hasta el basamento cristalino, basada en la interpretación sísmica 3D y la correlación de registros de pozo. La estructura Theta vest parece tener forma de domo, y ha experimentado una deformación tectónica compleja en el pasado,

ubicándose al este de la falla principal. El área de Sleipner y el graben del sur de Viking sufrieron dos eventos principales de extensión. La primera fase de extensión ocurrió durante la transición del Pérmico al Triásico, donde la sedimentación terrestre fue predominante. Durante el Triásico al Jurásico, la transición cambió de facies terrestres a marginales y marinas (Færseth 1996). Posteriormente, durante el Jurásico Medio al Cretácico Inferior, ocurrió la segunda fase de rifting, donde los depósitos deltaicos y de barra de boca fueron predominantes. La formación del Triásico Superior al Jurásico Inferior se clasifica como una secuencia intra-rift. Se han realizado varios estudios para comprender la dirección del rifting durante las dos fases de extensión. Basado en los patrones de distribución de fallas y fracturas, se concluyó que la dirección de la propagación durante ambas fases de rifting fue principalmente E-O (Osagiede et al. 2020).

La Figura 2 muestra la secuencia estratigráfica generalizada con la descripción de la litología del graben del sur de Viking y las áreas cercanas. Según el informe y los datos publicados por Equinor (Statoil 1993), los principales reservorios en el área de Theta vest son la Formación Heimdal del Paleoceno, la Formación Hugin del Jurásico y la Formación Skagerrak del Triásico. En esta área, la Formación Heimdal está saturada de agua en comparación con la estructura Sleipner Øst, que posee una cantidad significativa de gas y condensado. La Formación Skagerrak del Triásico es compacta debido a la cementación de dolomita y caolinita, y presenta una baja calidad de reservorio. La Formación Hugin del Jurásico muestra la presencia de petróleo con una buena calidad de reservorio. Los datos de núcleo y el registro petrofísico ilustran un promedio de 22,6% de porosidad y 914 mD de permeabilidad para la Formación Hugin. Además, el análisis de muestras de núcleo de la Formación Hugin en el pozo 15/9-19SR indica un ambiente deposicional marino. El registro de pozo, el registro de lodo, la descripción litológica y el análisis biostratigráfico ayudan a definir la edad de la Formación Hugin como del Calloviense. La litología

en la Formación Hugin consiste predominantemente en arenisca. Los granos son principalmente finos a medios y friables con cementación moderada. El análisis de difracción de rayos X (XRD) indica un porcentaje en peso de 55-94% de cuarzo y feldespato potásico. Los minerales de arcilla consisten principalmente en caolinita (3-28% en peso) y una cantidad menor de illita. La Prueba de Tallo de Perforación (DST) en el pozo 15/9-19SR sugiere que el gas tiene una composición hidrocarburífera normal generalmente encontrada en el Mar del Norte. Los valores de isótopos varían desde metano hasta etano, propano y butanos (Statoil, 1993). Debido al patrón complejo de isótopos en la muestra de gas, fue difícil identificar la fuente real del gas. Sin embargo, se concluyó que la fuente del gas podría deberse a la degradación térmica de carbonatos inorgánicos.

Figura 2: Secuencia generalizada del graben vikingo en la cuenca del mar del norte (Adaptado de Saha, S., Vishal, V., Mahanta, B., & Pradhan, S. P. 2022).



La Formación Hugin es una unidad geológica significativa en la Cuenca Central del Mar del Norte, perteneciente al Jurásico Superior (aproximadamente 160-145 millones de años). Esta formación se compone predominantemente de areniscas bien cementadas, intercaladas con lutitas y capas de carbón, que se depositaron en un entorno fluvial y deltaico. Las areniscas de la Formación Hugin son reconocidas por su alta calidad de reservorio, con buena porosidad y permeabilidad, lo que las convierte en un objetivo principal para la exploración y producción de hidrocarburos en la región.

Geológicamente, la Formación Hugin se sitúa sobre las unidades del Bajociano y Bathoniano, y está cubierta por las formaciones Heather y Draupne, que contienen lutitas ricas en materia orgánica, cruciales para la generación de petróleo. La sedimentación en esta formación estuvo

influenciada por un sistema fluvial-deltaico que alimentaba el área con sedimentos clásticos, lo que generó un ambiente propicio para la acumulación de importantes volúmenes de hidrocarburos.

El petróleo encontrado en la Formación Hugin en la estructura Theta vest es único en comparación con otras estructuras en el área de Sleipner, donde se espera que la roca generadora sea marina. La ruta de migración es diferente para la Formación Hugin en Theta vest en comparación con Sleipner Øst y la estructura Loke. Aunque no está completamente claro cuál es la ruta de migración en el área de Theta Vest, sin embargo, basado en la interpretación estructural y el análisis de hidrocarburos, se puede inferir una posible ruta de migración a través de la falla principal desde el oeste y el norte, donde la dirección de la falla principal cambia gradualmente de N-S a NE-SO. También se supone que el petróleo en la Formación Hugin en Theta vest no pudo haber migrado desde Loke, Sleipner Øst o la estructura Theta vest, según indica el informe de Equinor.

6 MARCO TEÓRICO

La petrofísica juega un papel crucial en la exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos. A través del análisis de registros de pozo, muestras de núcleo, y datos sísmicos, los petrofísicos son capaces de cuantificar las propiedades del reservorio que determinan su calidad y potencial productivo. Según **Tiab y Donaldson (2015)**, la petrofísica no solo se encarga de la descripción estática del reservorio, sino que también es vital para predecir el comportamiento dinámico de los fluidos dentro del yacimiento, lo que influye directamente en las decisiones de perforación y producción.

6.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

6.1.1 **Volumen de Arcilla:** El volumen de arcilla es la fracción de una roca que está compuesta por minerales arcillosos. Las arcillas pueden influir negativamente en las propiedades del reservorio, como la porosidad y la permeabilidad, debido a su capacidad para retener agua y su tendencia a expandirse o taponar los poros. Según **Thomas y Stieber (1975)**, una alta concentración de arcillas en una formación puede llevar a sobreestimaciones de la porosidad y subestimaciones de la saturación de hidrocarburos, lo que afecta la evaluación general del yacimiento.

El volumen de arcilla se ha calculado utilizando registros gamma ray, lo que ha permitido una evaluación detallada de la influencia de las arcillas en la porosidad y permeabilidad del reservorio. Un alto volumen de arcilla puede reducir la calidad del reservorio, afectando negativamente la capacidad de producción.

El volumen de lutitas/Shale se deriva del registro de gamma ray, GR, utilizando la relación lineal (ecuación 1), como se muestra en la ecuación a continuación:

$$V_{\text{Shale}} = \frac{GR_{\text{max}} - GR}{GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}}} \quad (1)$$

Donde:

GR_{max}: es el valor del registro Gamma Ray limpio (API)

GR_{min}: es el valor del registro Gamma Ray de arcillas (API)

GR: es el valor medido del Gamma Ray,

V_{shale}: volumen de Shale (fr)

GR_{min} representa el valor del Gamma Ray para una formación limpia (sin lutitas), y *GR_{max}* corresponde al valor del Gamma Ray para una formación completamente compuesta por lutitas (Dresser Atlas, 1982). Esta ecuación se basa en el principio de que el registro de gamma ray responde a la cantidad de materiales radiactivos presentes en la formación, como los minerales arcillosos, que son indicativos de la presencia de lutitas. A medida que la cantidad de lutitas en una formación aumenta, el valor del Gamma Ray también aumenta. Al normalizar estos valores entre una formación limpia y una formación completamente lutítica, se puede calcular el volumen de lutitas en función del gamma ray medido en cualquier punto de la formación. Este método proporciona una forma efectiva de estimar el V_{Shale}, especialmente en formaciones donde los minerales arcillosos son el principal contribuyente a la señal de Gamma Ray.

6.1.2 **Porosidad**: Es la medida del volumen de espacios vacíos dentro de una roca, expresada como un porcentaje del volumen total de la roca. La porosidad es un parámetro esencial porque determina la capacidad del reservorio para almacenar hidrocarburos. Según Schön

(2015), existen diferentes tipos de porosidad, como la porosidad efectiva, que representa los poros conectados que pueden contribuir al flujo de fluidos, y la porosidad total, que incluye todos los espacios vacíos, incluso los que no están conectados.

En la formación Hugin, la porosidad es un parámetro crítico que se ha determinado principalmente a partir de registros de densidad, calibrados con porosidad de núcleo corregida por sobrecarga (Doveton, 1986). La porosidad promedio encontrada en los pozos evaluados ha sido de aproximadamente 22.6%, lo que indica un buen potencial de almacenamiento de hidrocarburos.

En el caso del **registro de densidad**, la porosidad se calcula utilizando una relación de balance de masas (ecuación). Este método se basa en la densidad a granel de la formación (ρ_b), la densidad de la matriz (ρ_{ma}) y la densidad del fluido de poro (ρ_f). La fórmula utilizada es:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2)$$

Donde:

- ρ_b es la densidad a granel medida por el registro (g/cm^3),
- ρ_{ma} es la densidad de la matriz del mineral (g/cm^3),
- ρ_f es la densidad del fluido en los poros (g/cm^3).

Este método es particularmente preciso en formaciones con una litología bien definida. Sin embargo, si la litología difiere de la matriz estándar utilizada (como calcita para carbonatos

o cuarzo para areniscas), puede ser necesario ajustar la interpretación para reflejar la litología específica de la formación (Doveton, 1986).

El **registro de neutrones** mide la cantidad de hidrógeno en la formación, que está relacionado con la porosidad, dado que el hidrógeno en la roca generalmente proviene del agua en los poros. Los registros modernos de neutrones están escalados en unidades de porosidad aparente con respecto a una mineralogía dada, comúnmente calcita. En formaciones que no son calizas, este valor debe ajustarse para reflejar la litología real o combinarse con un registro de densidad para obtener una estimación más precisa de la porosidad verdadera.

Combinación de Registros de Densidad y Neutrones

Una combinación común en la evaluación de la porosidad es el uso de registros de densidad y de neutrones. Este enfoque ayuda a minimizar los efectos de la litología, ya que cada registro ofrece una porosidad aparente que es solo precisa cuando la litología de la zona coincide con la utilizada para escalar el registro. Al promediar las porosidades aparentes de los registros de densidad y neutrones, los efectos de la dolomita y el cuarzo tienden a cancelarse, proporcionando una estimación más precisa de la porosidad verdadera.

- 6.1.3 **Saturación de Agua (SW):** La saturación de agua es el porcentaje del volumen de poros que está ocupado por agua en una roca. Este parámetro es inversamente proporcional a la saturación de hidrocarburos (petróleo y gas). Según **Archie (1942)**, la relación entre la saturación de agua y la resistividad medida en los registros eléctricos de pozo es la base de la conocida ecuación de Archie, que se utiliza ampliamente en la evaluación petrofísica para calcular la saturación de hidrocarburos.

La saturación de agua ha sido modelada utilizando la ecuación de Archie, con ajustes basados en la función J para mapear la saturación en función de la altura sobre el nivel de agua libre. Esto es crucial para evaluar el volumen de hidrocarburos presente en el reservorio y planificar su extracción de manera eficiente.

La **ecuación de Archie** es fundamental en la petrofísica para estimar la saturación de agua (S_w) en formaciones geológicas, especialmente en zonas donde no ha habido invasión de lodo de perforación. Desarrollada por G.E. Archie en 1942, la ecuación se basa en observaciones empíricas obtenidas en formaciones limpias y no arcillosas, conocidas como formaciones "tipo Archie". Los valores de los parámetros en la ecuación (ecuación 3), como el factor de tortuosidad (a), el exponente de cementación (m) y el exponente de saturación (n), fueron determinados experimentalmente a partir de mediciones de resistividad eléctrica en núcleos de roca saturados con agua. Estos parámetros varían dependiendo de las características específicas de la roca, pero Archie encontró que en muchas formaciones limpias, un valor típico para el factor de tortuosidad es 1, el exponente de cementación suele estar entre 1.8 y 2.0, y el exponente de saturación generalmente se toma como 2. La ecuación es la siguiente:

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3)$$

Donde:

S_w = saturación de agua de una zona no invadida (fr)

R_w = resistividad de agua de formación a temperatura de formación (ohm*m)

R_t = resistividad de formación verdadera (ohm*m) ej., inducción profunda o laterolog profundo corregido por invasión.

Φ = porosidad (fr)

a = factor de tortuosidad (ad)

m = exponente de cementación (ad)

n = exponente de saturación (ad)

6.1.4 **Permeabilidad:** La permeabilidad es la capacidad de la roca para permitir el paso de fluidos a través de sus poros. Es un parámetro crítico en la determinación de la facilidad con la que los hidrocarburos pueden ser extraídos del reservorio. Las rocas con alta porosidad no siempre tienen alta permeabilidad, ya que la conectividad entre los poros juega un papel crucial. Como indica **Bear (2018)**, la permeabilidad se mide en darcies o milidarcies (mD), y es un factor determinante en la tasa de producción de un pozo.

La permeabilidad en la formación Hugin también ha sido medida de manera exhaustiva, alcanzando valores promedio de 914 milidarcies (mD). Esta alta permeabilidad sugiere que los fluidos pueden fluir fácilmente a través del reservorio, lo que es favorable para la producción de hidrocarburos. Las correlaciones entre permeabilidad, porosidad y volumen de arcilla han sido fundamentales para desarrollar modelos que permitan una predicción precisa de la capacidad de flujo en el reservorio.

La permeabilidad también se puede estimar indirectamente con registros de pozo, como los registros sínicos, de densidad y de neutrones. Uno de los métodos más utilizados es la **transformación de Wyllie-Rose** (ecuación 4), que correlaciona el tiempo de tránsito sínico (Δt) con la permeabilidad, especialmente en areniscas consolidadas. Este método se basa en la idea de que el tiempo de tránsito en una formación está relacionado con la conectividad de los poros y, por lo tanto, con la permeabilidad:

$$K = \frac{1}{A * (\Delta t)^\beta} \quad (4)$$

Donde A y B son constantes empíricas que dependen de la litología y las propiedades específicas del reservorio.

Además, la **relación de porosidad-permeabilidad** derivada de datos de núcleo puede ser calibrada utilizando registros de pozo. Por ejemplo, en formaciones carbonosas, donde la porosidad puede estar distribuida entre poros intergranulares y poros secundarios (como vugosidades o fracturas), el análisis de núcleo proporciona un ajuste necesario para las estimaciones de permeabilidad a partir de registros.

Usos Combinados y Modelos Avanzados

En yacimientos donde la litología es compleja, como en formaciones mixtas de carbonatos y areniscas, se utiliza una combinación de registros y análisis de núcleo para obtener una estimación más precisa de la permeabilidad. El uso de registros avanzados, como los registros de imágenes o el MRIL (Magnetic Resonance Imaging Log), permite una mejor resolución de la estructura porosa, lo que mejora la estimación de la permeabilidad al integrar estos datos con modelos geológicos.

La permeabilidad calculada a partir de registros de pozo y parámetros petrofísicos es vital para modelar el comportamiento del flujo en el yacimiento, diseñar estrategias de producción y optimizar la recuperación de hidrocarburos. La precisión en estas estimaciones puede influir significativamente en las decisiones operativas y en la evaluación económica de un proyecto de explotación.

6.2 ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE

El término análisis de incertidumbre es utilizado con el fin de expresar la inexactitud de los resultados de diferentes cálculos, cuando estos cálculos suelen estar acompañados por una distribución de probabilidad que le refiere un intervalo de confianza. Relacionado a este tema, ocurre el concepto de error, que suele ser usado en todos los componentes de la incertidumbre. Los límites estimados de la medición del error o incertidumbre proveen una medida de confiabilidad de un valor dado.

Los análisis de incertidumbre son realizados normalmente, en aquellos casos donde no se conoce de manera exacta cuál es el valor de una determinada variable, y que dicha variable de una u otra forma, impacta el resultado de otra, ya sea que dependa directamente (es función de la primera variable a través de una ecuación) o no. Esto debido a que, en muchos casos, es necesario tomar decisiones en función del resultado de estas variables.

La importancia del análisis de incertidumbre recae en la posibilidad de representar diferentes escenarios y evaluar, con un rango de datos más amplios, todos los resultados posibles, debido a la imposibilidad de establecer un valor único para un determinado parámetro y de esta manera, formular criterios de evaluación y selección en función de la distribución de probabilidad. Es decir, se hace posible seleccionar el escenario más probable que se haya generado al momento de la realización de sensibilidades con los factores involucrados. (Busnego, H. A. 2012).

6.3 CORRELACIÓN ESPACIAL Y AJUSTE DE MODELOS

La primera etapa para desarrollar un análisis geoestadístico es la determinación de la dependencia espacial entre los datos medidos de una variable., Para llevar a cabo este proceso, con base en la información muestral, se usan tres funciones: El semivariograma, el covariograma

y el correlograma. A continuación, se hace una revisión de los conceptos asociados a cada una de ellas.

6.3.1 ESTACIONARIEDAD DÉBIL O INTRÍNSICA

Existen fenómenos físicos reales en los que la varianza no es finita, en estos casos se trabaja sólo con la hipótesis que pide que los incrementos $(Z(x+h)-Z(x))$ sean estacionarios, esto es (Clark, 1979; en Giraldo, R. 2002):

- a. $Z(x)$ tiene esperanza finita y constante para todo punto en el dominio. Lo que implica que la esperanza de los incrementos es cero

$$E[Z(x + h) - Z(x)] = 0 \quad (5)$$

- b. Para cualquier vector h , la varianza del incremento está definida y es una función única de la distancia

$$V[Z(x + h) - Z(x)] = E[Z(x + h) - Z(x)]^2 = 2\gamma(h) \quad (6)$$

Si una variable regionalizada es estacionaria fuerte entonces también será estacionaria débil. El concepto de estacionariedad es muy útil en la modelación de series temporales (Box & Jenkins, 1976 en Giraldo, R. 2002). Cuando la esperanza de la variable no es la misma en todas las direcciones o cuando la covarianza o correlación dependan del sentido en que se determinan, no habrá estacionariedad. Si la correlación entre los datos no depende de la dirección en la que esta se calcule se dice que el fenómeno es isotrópico, en caso contrario se hablará de anisotropía. En casos prácticos resulta compleja la identificación de la estacionariedad. Suelen emplearse gráficos de dispersión de la variable respecto a las coordenadas, de medias móviles y de valores clasificados

según puntos de referencia, con el propósito de identificar posibles tendencias de la variable en la región de estudio (Giraldo, R. 2002)

6.3.2 VARIOGRAMA Y SEMIVARIOGRAMA

Cuando se definió la estacionariedad débil en el punto anterior, se asumía que la varianza de los incrementos en una variable regionalizada era finita. A esta función denotada por $2\gamma(h)$ se le denomina variograma. Utilizando la definición teórica de la varianza en términos del valor esperado de una variable aleatoria:

$$E[Z(x+h) - Z(x)]^2 = 2\gamma(h) \quad (7)$$

La mitad del variograma $\gamma(h)$, se conoce como la función de semivarianza y caracteriza las propiedades de dependencia espacial del proceso. Dada una realización del fenómeno, la función de semivarianza es estimada por el método de momentos, a través del semivariograma experimental, que se calcula mediante (Wackernagel, 1995; en Giraldo, R. 2002):

$$\gamma(h) = \frac{\sum E[Z(x+h) - Z(x)]^2}{2n} \quad (8)$$

donde $Z(x)$ es el valor de la variable en un sitio x , $Z(x+h)$ es otro valor muestral separado del anterior por una distancia h y n es el número de parejas que se encuentran separadas por dicha distancia. La función de semivarianza se calcula para varias distancias de h (Giraldo, R. 2002).

6.3.3 MODELOS TEÓRICOS DE SEMIVARIANZA

Para la construcción del semivariograma se hace necesario el ajuste de modelos que generalicen lo observado en el semivariograma experimental a cualquier distancia. Existen diversos modelos teóricos de semivarianza que pueden ajustarse al semivariograma experimental. En general dichos modelos pueden dividirse en no acotados (lineal, logarítmico, potencial) y acotados (esférico,

exponencial, gaussiano) (Warrick et al., 1986 en Giraldo, R. 2002). Los del segundo grupo garantizan que la covarianza de los incrementos es finita, por lo cual son ampliamente usados cuando hay evidencia de que presentan buen ajuste. Todos estos modelos tienen tres parámetros comunes (Figura 3) que son descritos a continuación:

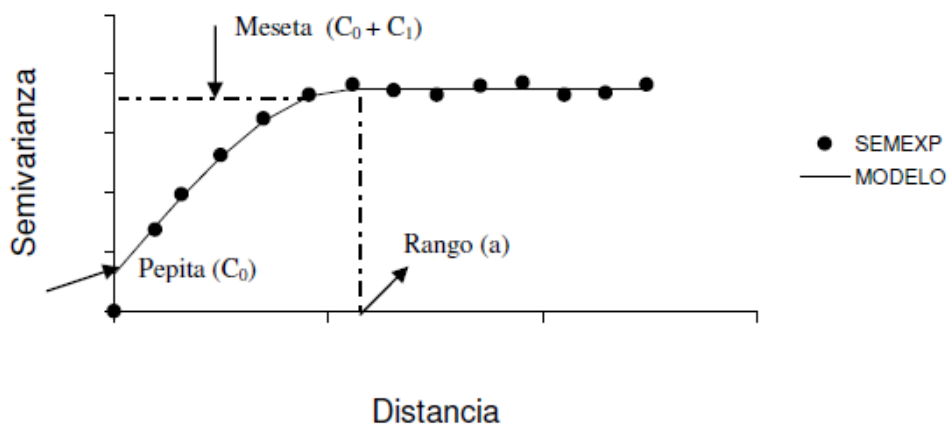
Efecto Pepita

Se denota por C_0 y representa una discontinuidad puntual del semivariograma en el origen (Figura 3). Puede ser debido a errores de medición en la variable o a la escala de la misma. En algunas ocasiones puede ser indicativo de que parte de la estructura espacial se concentra a distancias inferiores a las observadas.

Meseta

Es la cota superior del semivariograma. También puede definirse como el límite del semivariograma cuando la distancia h tiende a infinito. La meseta puede ser o no finita. Los semivariogramas que tienen meseta finita cumplen con la hipótesis de estacionariedad fuerte; mientras que cuando ocurre lo contrario, el semivariograma define un fenómeno natural que cumple sólo con la hipótesis intrínseca. La meseta se denota por C_1 o por $(C_0 + C_1)$ cuando la pepita es diferente de cero. Si se interpreta la pepita como un error en las mediciones, esto explica porque se sugiere que en un modelo que explique bien la realidad, la pepita no debe representar más del 50% de la meseta. Si el ruido espacial en las mediciones explica en mayor proporción la variabilidad que la correlación del fenómeno, las predicciones que se obtengan pueden ser muy imprecisas. En la Figura 3 se representa este parámetro para el caso de uno de los modelos acotados.

Figura 3: Comportamiento típico de un semivariograma acotado con una representación de los parámetros básicos. Tomado de Giraldo, R. (2002)



Rango

En términos prácticos corresponde a la distancia a partir de la cual dos observaciones son independientes. El rango se interpreta como la zona de influencia. Existen algunos modelos de semivariograma en los que no existe una distancia finita para la cual dos observaciones sean independientes; por ello se llama rango efectivo a la distancia para la cual el semivariograma alcanza el 95% de la meseta. Entre más pequeño sea el rango, más cerca se está del modelo de independencia espacial. El rango no siempre aparece de manera explícita en la fórmula del semivariograma. En el caso del modelo esférico (3.2.1), el rango coincide con el parámetro a , que se utilizará en las ecuaciones más adelante. Sin embargo, en el modelo exponencial (3.2.2), el rango efectivo es $a/3$ y en el modelo gaussiano (3.2.3) es $a/\sqrt{3}$. (Giraldo, R. 2002)

6.4 MÉTODOS DE SIMULACIÓN ESTADÍSTICA

En el ámbito estadístico, se entiende por simulación, la técnica de muestreo estadístico controlado, que se utiliza en conjunto con un modelo, para resolver problemas de tipo probabilístico. La

$$\begin{bmatrix} C(u_1 - u_1) & \cdots & C(u_1 - u_n) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ C(u_n - u_1) & \cdots & C(u_n - u_n) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \vdots \\ \lambda_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C(u - u_1) \\ \vdots \\ C(u - u_1) \end{bmatrix} \quad (10)$$

Donde, $C(u_i - u_j)$ es el valor del variograma de puntos observados, λ_i los pesos relativos a las distancias de los vecinos al punto que se desea estimar y $C(u - u_i)$ son los valores del variograma relativos a la posición no observada que se desea estimar.

6.4.2 SIMULACIÓN SECUANCIAL GAUSSIANA (S.G.S.)

Es un método de simulación estocástica de datos bajo un patrón aleatorio de recorrido de mallado o mediante una matriz de covarianza que se usa como método de interpolación el krigin para obtener la media y la varianza de cada realización y así construir una distribución gaussiana de probabilidades y tomar una muestra al azar que no necesariamente corresponde con la media para cada simulación por lo que suele generar una imagen caótica o de elevada entropía. Cada punto simulado se considera como un dato observado para las simulaciones consecuentes (Deutsch, 2002; Natera, O., & Armando, J. 2013). Este método resulta eficiente, ya que resalta los puntos extremos y sigue un carácter de aleatoriedad por cada simulación, conllevando algunas veces a una imagen caótica pero que sigue con rigurosidad las tendencias de los datos de entrada, ofreciendo entonces una excelente opción para aplicaciones como el modelado de yacimientos (Deutsch, 2002; Natera, O., & Armando, J. 2013). Esta supone que cada simulación presenta una media y varianza particular con los cuales simula una observación de su distribución específica, además, recorre el mallado regular de localizaciones no observadas en forma aleatoria e incorpora cada punto simulado como un nuevo punto observado el cual puede ser utilizado para la siguiente interpolación y así evitar que se genere correlación secundaria intrínseca entre los vecinos consecutivos en caso de que dichos nodos se recorrieran en forma ordenada bajo un patrón

específico lo cual se conoce, dentro de la geoestadística, como un artefacto (Deutsch, 2002; Natera, O., & Armando, J. 2013).

La Simulación Secuencial Gaussiana se basa en los siguientes principios:

1. Transformación a una Distribución Gaussiana: Inicialmente, los datos de la propiedad a modelar (como la porosidad) se transforman a una distribución gaussiana estándar. Esto se hace porque la SSG asume que los valores de la propiedad siguen una distribución normal (gaussiana). Esta transformación asegura que las propiedades puedan ser simuladas bajo este supuesto.
2. Simulación Secuencial: La SSG genera múltiples realizaciones posibles de la propiedad, respetando tanto los datos de pozo como la estructura espacial descrita por el variograma. La simulación se realiza de manera secuencial, es decir, el valor de la propiedad en un punto se simula condicionalmente a los valores previamente simulados y a los datos disponibles.
3. Condicionalidad: Las realizaciones producidas por la SSG son condicionales a los datos de pozo, lo que significa que las simulaciones respetan fielmente los valores conocidos en esos puntos. Además, estas realizaciones también respetan un histograma objetivo, que generalmente se deriva de los datos de pozo, asegurando que las propiedades distribuidas sigan la distribución estadística observada.
4. Control por el Variograma: El variograma es una función que describe la continuidad espacial de la propiedad. Define cómo los valores de la propiedad están relacionados entre sí en función de la distancia. Un rango largo en el variograma implica que puntos alejados aún están correlacionados, mientras que un rango corto sugiere que la correlación

disminuye rápidamente con la distancia. El tipo de variograma (esférico, exponencial, gaussiano, etc.) también influye en la suavidad de las realizaciones: un variograma gaussiano, por ejemplo, produce realizaciones con transiciones suaves entre valores.

5. Realizaciones Múltiples: La SSG permite generar múltiples realizaciones, cada una de las cuales es una posible distribución espacial de la propiedad. Estas realizaciones capturan la incertidumbre inherente en la estimación de la propiedad, proporcionando un rango de posibles escenarios que pueden ser utilizados en análisis de riesgo y toma de decisiones.

7 DISCUSIÓN Y RESULTADOS

En este capítulo se presentan y discuten los resultados derivados de la aplicación de técnicas geoestadísticas en la construcción de modelos petrofísicos para la formación Hugin, y su posterior conversión a modelos 3D. El análisis se enfoca en las propiedades petrofísicas clave, como la porosidad, permeabilidad y saturación de agua, las cuales son determinantes para evaluar la calidad del reservorio. Estos resultados no solo proporcionan una visión más precisa de la distribución espacial de las propiedades del yacimiento, sino que también permiten una mejor comprensión del comportamiento del reservorio, lo que es esencial para la optimización de su explotación. Asimismo, se comparan los diferentes enfoques geoestadísticos empleados y se discuten las implicaciones geológicas y productivas de los hallazgos, así como las limitaciones inherentes al modelamiento utilizado.

7.1 ANÁLISIS EXPLORATORIO DE DATOS

Para el desarrollo de este proyecto, se toma como población la información perteneciente al Campo Volve, del Mar del Norte Noruego. En esta área se cuenta con información de informes, registros de pozo y datos de núcleo relacionados en la Tabla 1

Una vez analizado el repositorio, la información que se logró identificar se relaciona en la Tabla 2

Tabla 2: Información disponible del Campo Volve

Información	Número de Pozos
Pozos	20
Reportes Mudlog	20
Registros de pozo	20
Pruebas de presión	15
Interpretación petrofísica	15
Registro de Imágenes	2
Registro de velocidad	5
Información de núcleo	3

Con la revisión y análisis del repositorio mostrado en la Tabla 2, se logra evidenciar que tan sólo diez pozos: 15/9-F-4, 15/9-F-5, 15/9-F-7 15/9-F-10, 15/9-F-12, 15/9-F-14, 15/9-F-15, 15/9-19S, 15/9-19A y 15/9-19B, contienen información de registros completos a lo largo de la Formación Hugin para el análisis petrofísico, tal y como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3: Listado de pozos utilizados en el análisis petrofísico

Nombre pozo	Fm	Gr	Resist	Den	NPHI	DT	Nucleo
15/9-F-4	Hugin	X	X	X	X	X	
15/9-F-5	Hugin	X	X	X	X	X	
15/9-F-7	Hugin	X	X				
15/9-F-10	Hugin	X	X	X	X	X	
15/9-F-12	Hugin	X	X	X	X	X	
15/9-F-14	Hugin	X	X	X	X	X	
15/9-F-15	Hugin	X	X	X	X	X	
15/9-19A	Hugin	X	X	X	X	X	X
15/9-19B	Hugin	X	X	X	X	X	X
15/9-19S	Hugin	X	X	X	X	X	X

Los registros de pozo identificados a lo largo de la Formación Huggin son: Gamma Ray, Resistividad, Porosidad neutrón, Densidad, Sónico y Datos de núcleo. Con esta información, es

posible calcular propiedades petrofísicas como el Volumen de arcilla o VShale, Porosidad, permeabilidad y saturación de agua de la formación Hugin. De esta misma manera, se logra evidenciar que sólo 3 pozos, poseen información de núcleo, los cuales permitirán calibrar las propiedades petrofísicas.

Los datos de la roca basadas en núcleo están disponibles en el pozo 15/9-19A en la Formación Hugin, que es principalmente una formación portadora de hidrocarburos. Por lo tanto, la calibración adecuada de la propiedad petrofísica de la roca solo puede realizarse para la Formación Hugin.

Para la realización de cualquier análisis geoestadístico, debe primero realizarse un análisis exploratorio de datos, que permite un entendimiento básico de los datos y las relaciones existentes en las variables analizadas. Para esto, se adoptan métodos sistemáticos sencillos que permitan organizar y preparar los datos, identificar casos atípicos y comprobar los supuestos subyacentes, combinando técnicas analíticas, estadísticas y gráficas.

Una vez identificada la data disponible en las Tablas 1, 2 y 3; donde se observa el recuento de los registros y núcleos disponibles (Tabla 3), se busca analizar las variables petrofísicas a modelar desde una perspectiva interpretativa, con el fin de garantizar la consistencia de los resultados.

Como se mostró en la Tabla 1, los pozos 15/9-19 A, 15/9-19 B y 15/9-19 S, poseen información de registros y datos de núcleo para la Formación Hugin. Se utilizó el conjunto de datos de estos pozos con la información de núcleo para hacer el análisis de los datos referente a la información que se tiene de densidad, porosidad y permeabilidad (Figuras 4, 5 y 6).

Se calculó las medidas de tendencia a la densidad, porosidad y permeabilidad, como se muestra en la Tabla 4, de acuerdo con la información obtenida de los núcleos.

Tabla 4: Medidas de tendencia de la densidad, la porosidad y la permeabilidad

Medida	Porosidad (Frac)	Densidad (g/cc)	Permeabilidad (mD)
Muestra	132	132	130
Media	20,4	2,67	807,43
Mediana	21,8	2,65	249
Varianza	24,85	0,008	1558625
Mínimo	1,8	2,63	0.018
Máximo	25,1	3,55	71800

Con la información representada en la Tabla 4, es posible determinar que la Formación Hugin presenta características de buen reservorio, con una porosidad promedio de 20.4 (frac) y una permeabilidad promedio de 807.43 (mD). De igual forma, se hizo un análisis estadístico para estas propiedades, mostradas en las Figuras 4, 5 y 6.

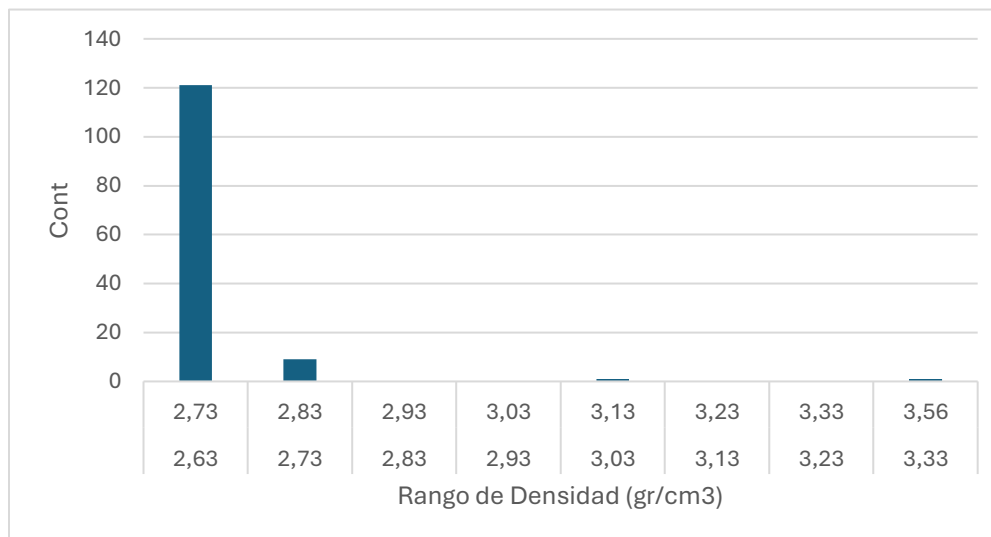
Figura 4: Análisis estadístico de la densidad de núcleo en la Fm. Hugin. Fuente: Autor

Figura 5: Análisis estadístico de la porosidad de núcleo de la Fm. Hugin. Fuente: Autor

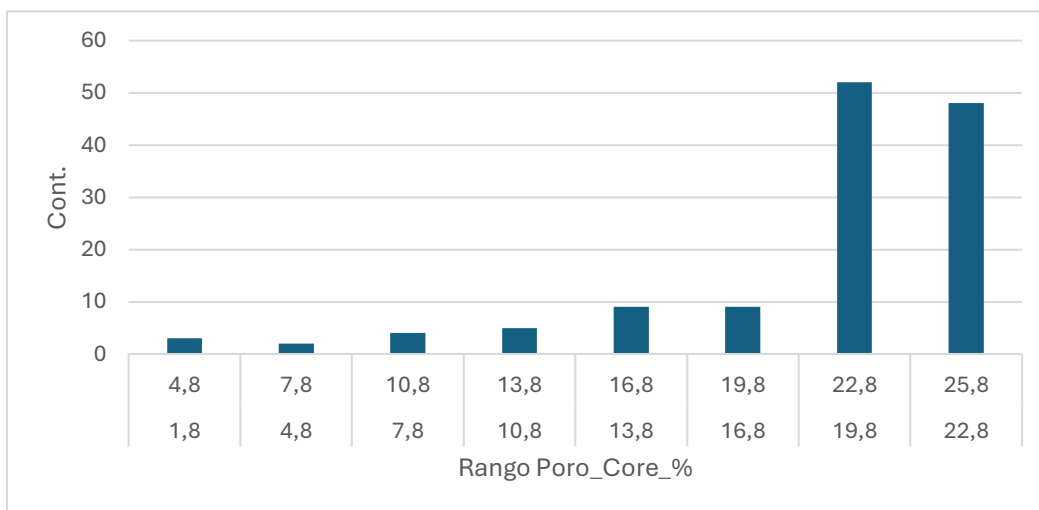
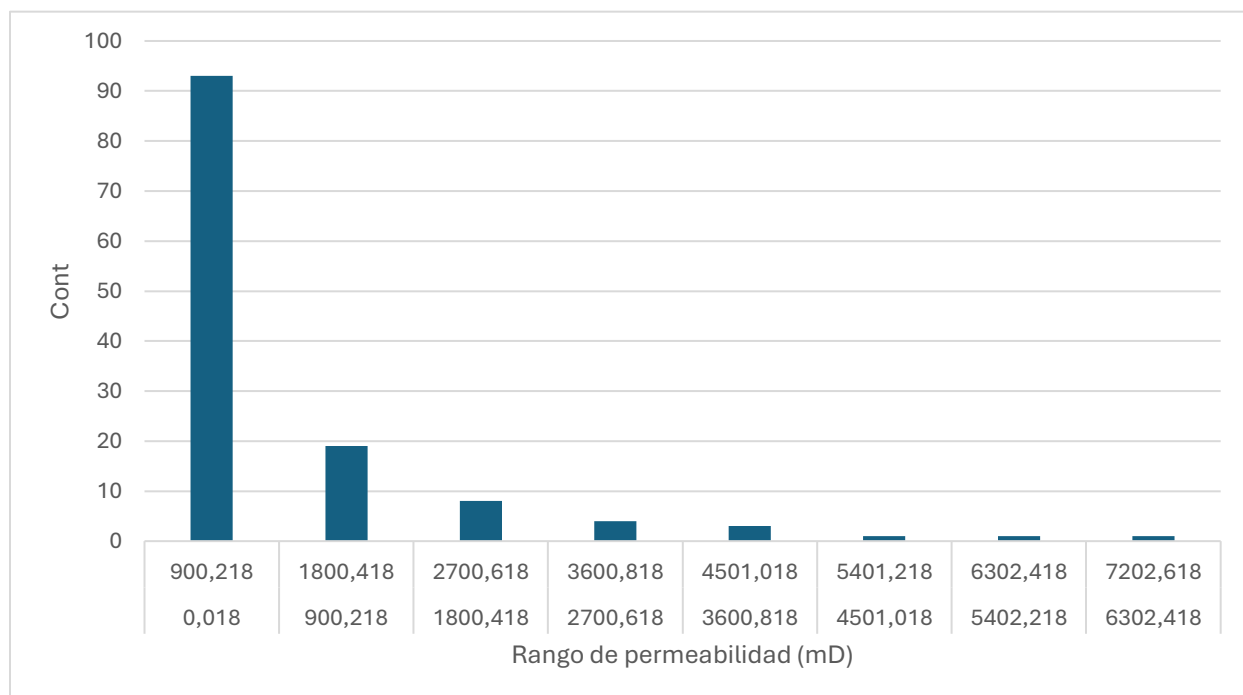


Figura 6: Análisis estadístico de la permeabilidad horizontal de núcleo de la Fm. Hugin. fuente: Autor



Con base en la información de las figuras 4, 5 y 6, se muestra el análisis de la densidad, porosidad y permeabilidad de los datos de núcleo de la Formación Hugin. En el caso de la densidad (Figura 4) se logra observar que 121 muestras tienen una densidad entre el rango de 2.63 a 2.73 g/cm³, permitiendo dar una interpretación temprana acerca de una litología constante en la Formación

Hugin. Dato que se puede corroborar con el análisis estadístico de la porosidad (Figura 5) al tener 100 muestras con buena porosidad entre 19.8 y 25.8 (frac). Para el caso de la permeabilidad, se observa que la mayor cantidad de muestras se ubican en los rangos de 0.018 a 900.21 (mD), lo cual permite obtener una interpretación temprana de una permeabilidad buena para producción de hidrocarburos.

7.2 MODELO PETROFISICO 1D

Para la construcción del modelo petrofísico 1D se utilizó la información de registros disponible. Se basó en los datos de registro de densidad total y neutrón de la formación Hugin para calcular la porosidad, saturación de agua, el volumen de Shale. Para el análisis de permeabilidad, se usaron las ecuaciones clásicas de Archie y se calcularon las arenas netas.

7.2.1 Volumen de Shale (VShale)

El volumen de Shale fue calculado a partir del registro Gamma Ray (ver Figura 7) usando la relación lineal representada en la ecuación 1, referenciada en el Capítulo Marco Teórico. En la Tabla 5 se evidencian los resultados de la aplicación de la ecuación 1.

Tabla 5. Valores de Gamma Ray en pozo para la fm Hugin, Mínimos y Máximos

Pozo	Formación	
	Hugin	
	Grmin (gAPI)	Grmax (gAPI)
15/9-4	17	150
15/9-5	11	140
15/9-9	28	88
15/9-10	1	150
15/9-11	18	125
15/9-12	50	170
15/9-15	30	85
15/9-9A	12	115
15/9-9B	8	100
15/9-9S	17	135

De la Tabla 5 se logra identificar que los valores de Gamma Ray en los 10 pozos, varían entre 1 y 150 gAPI a lo largo de la Formación Hugin.

7.2.2 Porosidad

Posteriormente, utilizando la ecuación 2, citada en el capítulo Marco Teórico, se calcula la porosidad basados en la relación de balance de masas. La porosidad fue derivada del registro de densidad calibrado con la porosidad obtenida en los datos de núcleo corregida por sobrecarga, como se muestra en la Figura 7. El registro de porosidad de neutrones se ha utilizado para corregir la invasión variable del filtrado de lodo, usando la ecuación 11:

$$\phi_F = \phi_D + \alpha(NPHI - \phi_D) + \beta \quad (11)$$

Donde:

ϕ_F Es la porosidad final (fr)

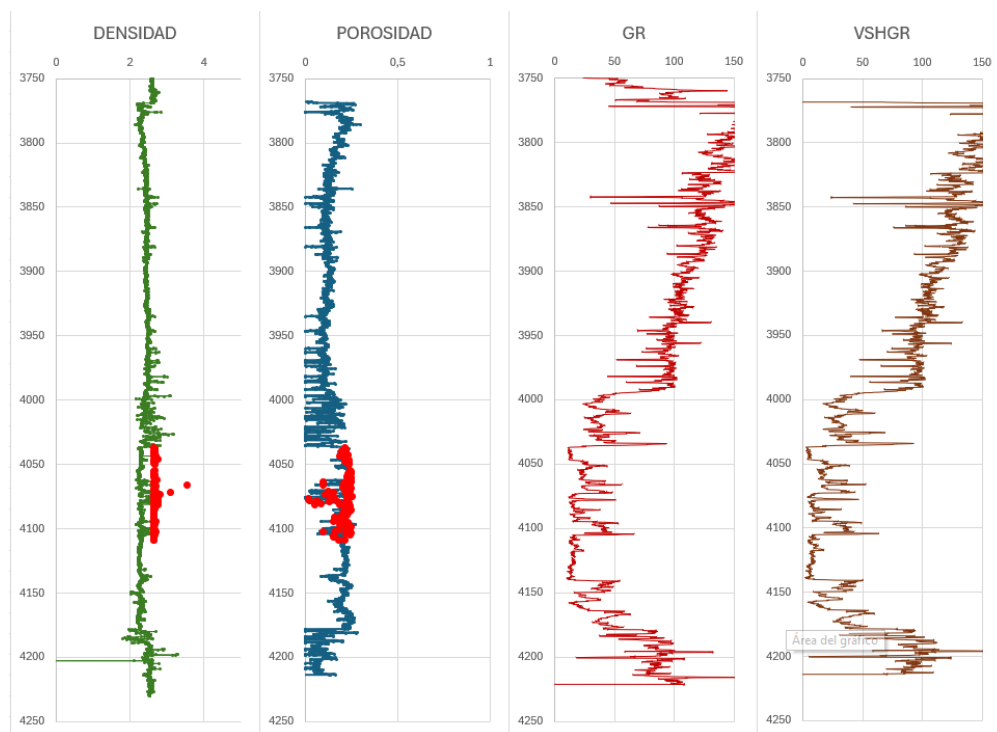
ϕ_D Es la porosidad de la densidad (fr)

α, β son las constantes de la regresión (ad)

NPHI es la porosidad del registro neutrón (fr)

Además, se incluyó el gradiente de temperatura ($\Delta T = 2.6^\circ\text{C}/100\text{m}$ y $T=111^\circ\text{C}$ a 3000m TVD) para la aplicación de esta corrección en la ecuación 7.

Figura 7: Registros de densidad y porosidad calibrada con datos de núcleo. Vshale calculado a partir del Gamma Ray del pozo 15/9-19 B



De la figura 7 se observa que en las curvas de los registros de densidad y porosidad, existe una fuerte aproximación con los datos de núcleo, sin embargo, existen algunos valores que se alejan un poco, especialmente en la densidad.

7.2.3 Permeabilidad

Finalmente, la permeabilidad fue calculada basado en una regresión multivariable entre el registro de porosidad obtenido y el volumen de Shale, contra la permeabilidad corregida por sobrecarga, utilizando la ecuación 12:

$$KLOGH = 10^{(-0.7+7.3PHIF-5VSH)} \quad (12)$$

Donde:

KLOGH: permeabilidad horizontal (mD)

PHIF: porosidad final (fr)

VSH: Volumen de Shale (fr)

La ecuación empleada para la formación Hugin se basó en los datos obtenidos de los núcleos de los pozos 15-F-19-A y B. Lo cual permite mostrar la relación del Vshale, con las propiedades de permeabilidad del núcleo y su porosidad.

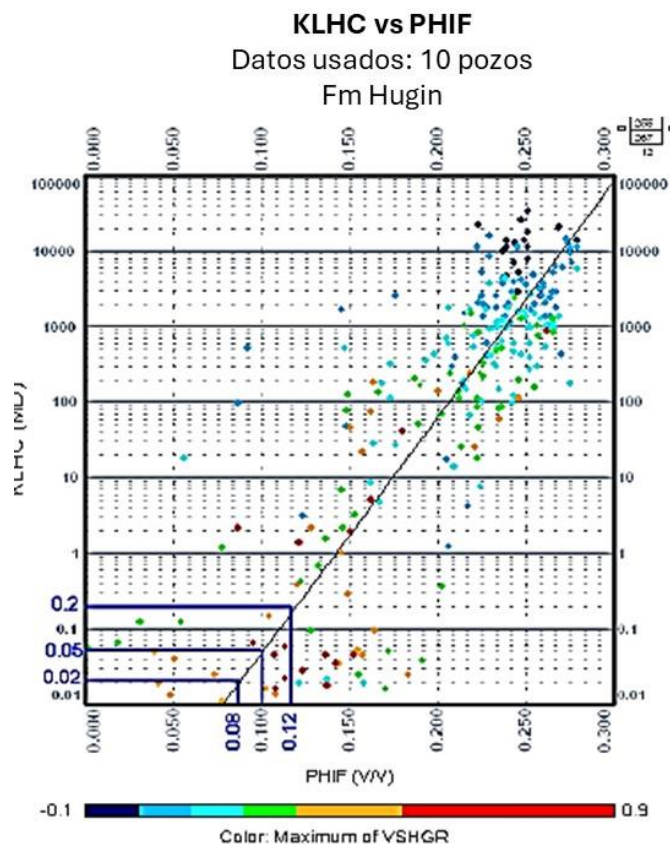
7.2.4 Saturación de agua

La saturación de agua (SW) fue calculada usando la ecuación de Archie (ecuación 3 del capítulo Marco Teórico). Los parámetros usados se determinaron a partir del cálculo de la temperatura de formación (gradiente de temperatura) y los registros de resistividad de pozo. La resistividad usada en este ejercicio fue de $R_w = 0.07 \Omega m @ 20^\circ C$ (130 000 ppm equivalentes)

7.2.5 Arenas netas

La estimación de arena neta se basa en un Cutoff a partir de la permeabilidad corregida por sobrecarga de 0,05 mD para intervalos de gas y 0,5 mD para intervalos de petróleo.

Figura 8: Permeabilidad del núcleo Vs Porosidad y VShale en la Fm. Hugin.



La Figura 8 se ha determinado mediante un análisis de regresión de la permeabilidad corregida por sobrecarga del núcleo frente a la porosidad. Los valores altos y bajos de corte se utilizarán más adelante en el estudio de incertidumbre.

La Tabla 6 muestra los valores utilizados para el criterio de corte inicial en las diferentes áreas.

Tabla 6: Cutoff empleados para la Fm. Hugin.

Campo	Formación	Fluido	K (mD)	ϕ (v/v)	Vshale (v/v)
Volve	Hugin	Oil	0.5	0.1	0.5
Volve	Hugin	Gas	0.05	0.1	0.5

La aplicación de CutOff para la permeabilidad y el volumen de arcillas obtenidos en la Tabla 5 permite identificar arenas netas en la Formación Hugin

Los resultados de la formación Hugin representados en la Tabla 7, muestran que el espesor del reservorio es mejor al norte del campo con un N/G cercano a 1. la porosidad efectiva es cercana a 0.2 V/V en la zona norte al nivel de las capas reservorio con una tendencia a disminuir hacia los flancos del campo. Esta formación es relativamente limpia con bajo Vshale y alta permeabilidad cercana a los 100mD.

Tabla 7: Valores promedio de petrofísica para la Fm. Hugin.

Pozo	Valores promedio						
	m	m	N/G	PHIF	Sw	Vshale	KLOG H
15-f-9	15	0	0				
15-f-9S	23.6	23.1	0.977	0.215	0.166	0.092	1804
15-f-9A	98.1	91.4	0.932	0.201	0.203	0.157	791.5
15-f-9B	142.8	133.6	0.936	0.207	0.953	0.183	529
15-f-11	41	37	0.903	0.191	0.209	0.055	491.4
15-f-12	21.8	16	0.731	0.204	0.181	0.144	2599
15-f-15	48.5	36.6	0.754	0.225	0.146	0.125	1384.8

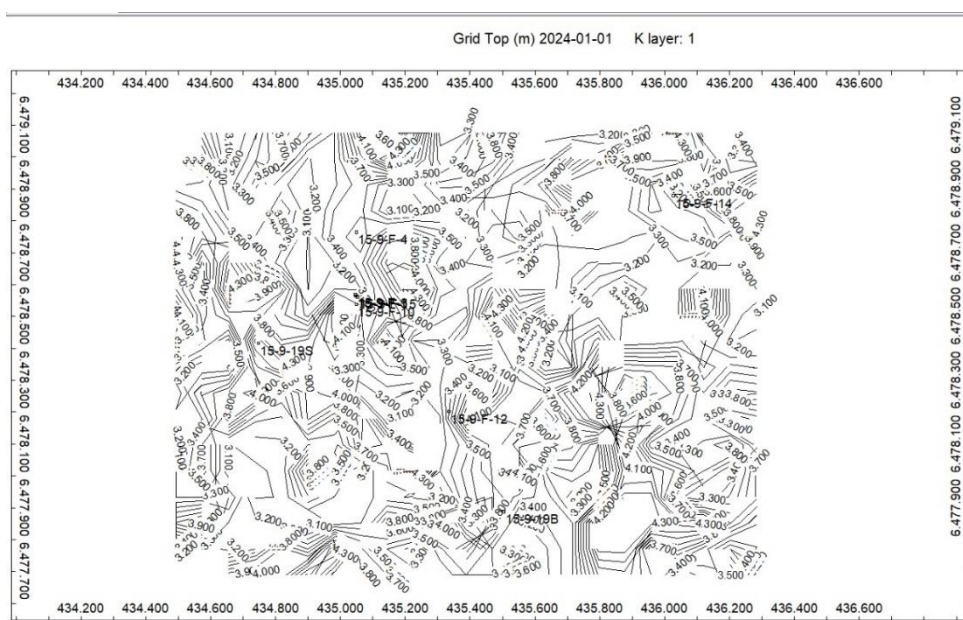
La Tabla 7 permite concluir que las propiedades petrofísicas de la Fm. Hugin muestran una variabilidad significativa en términos de calidad del reservorio, con zonas de alta porosidad y permeabilidad que indican buena calidad.

8 MODELAMIENTO 3D Y ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE

8.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO 3D

Como primer paso para llevar a cabo la construcción del modelo 3D, se procedió a importar las trayectorias de pozos y topes encontrados en cada pozo de la formación Hugin; posteriormente a esto, se utilizó un método geoestadístico para generar un mapa estructural de acuerdo con los topes presentados en cada pozo como se observa en la Figura 9.

Figura 9: Mapa 2D creado a partir de los topes de pozo de la F. Hugin. - Fuente: Autor usando software CMG



La Figura 9 permite observar el comportamiento a profundidad de la Formación Hugin y la ubicación de los pozos, dejando notar, las variaciones estructurales marcadas que ocurren en el área de interés. No obstante, teniendo en cuenta que las técnicas geoestadísticas tienen un alto grado de incertidumbre, se realizó una sensibilidad a los parámetros del variograma elaborado por medio de Simulación Geoestadística Gaussiana del modelo estructural, y a partir de él se variaron los parámetros de Nugget, Sill y Rango

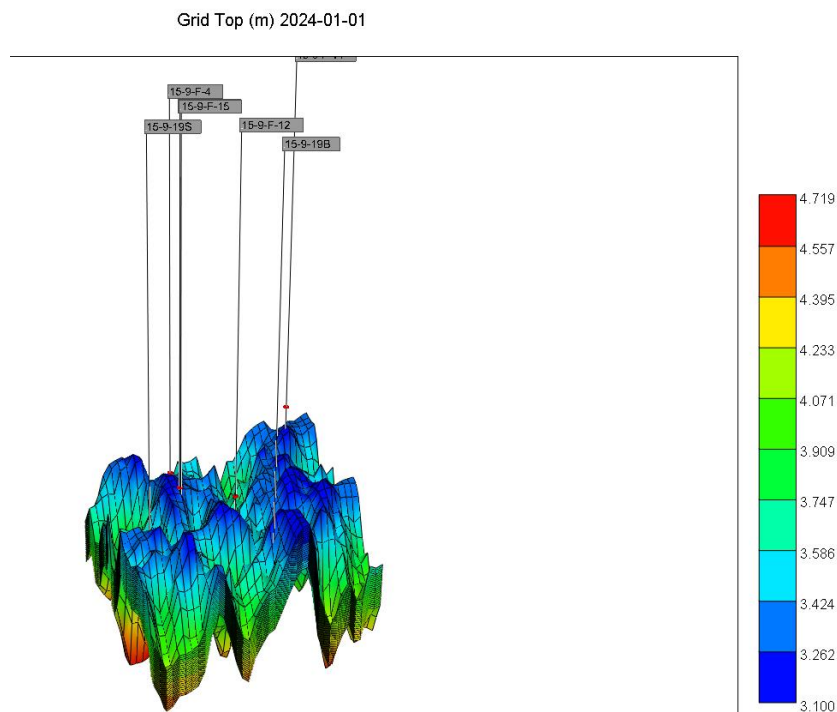
Antes de dar detalles de la sensibilidad realizada, es importante mencionar las características bajo las cuales fue creado el modelo 3D: se empleó un modelo Ortogonal tipo *Corner Point*, empleando 36x28x20 celdas en i, j, k, respectivamente, con tamaños en su orden de mención de 50x50x20 m. Los tamaños de celda y la configuración utilizada, se mostraron un mejor ajuste con el variograma. Al ajustar el variograma a los datos experimentales presentados, se obtuvieron unos valores de Nugget, Sill y Rango presentados en la Tabla 8:

Tabla 8: Valores de Nugget, Rango y Sill obtenidos en el variograma ajustado inicial.

Nugget	Sill	Rango
0.0	1.178	387

Asimismo, el modelo estructural generado en 3D se muestra en la Figura 10

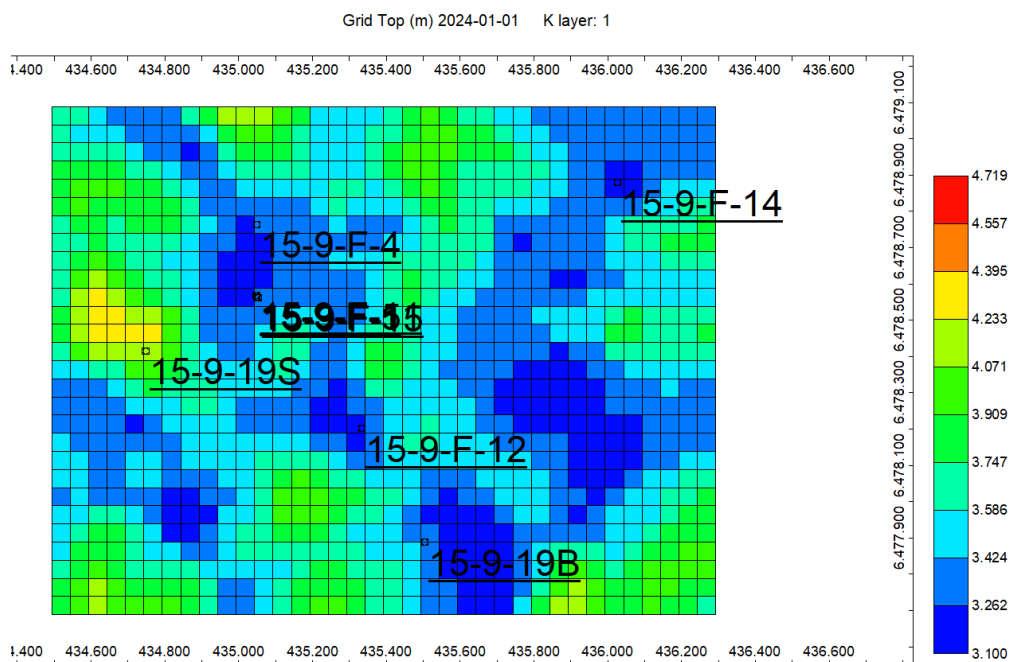
Figura 10: Modelo estructural generado con los parámetros del variograma ajustados. Fuente: Autor usando software CMG.



De la Figura 10 es posible identificar una serie de discordancias estructurales y varios picos en el modelo, atribuidos a las diferencias en los topes encontrados entre pozo y pozo, además del método de Simulación Geoestadística Gaussiana.

Asimismo, la ubicación de los pozos en una vista de planta se puede apreciar en la Figura 11. Nótese que en esta figura se puede apreciar que existe una fuerte densidad de pozos (7, para ser precisos) en la región oeste del mapa, mientras que los pozos 15-9-F-12, 15-9-F-14 y 15-9-19B se encuentran en locaciones a mayores distancias; esto permite anticipar una alta incertidumbre en el poblamiento de las propiedades posteriores, dada la información con la que se cuenta.

Figura 11: Ubicación de los pozos en una vista planta del modelo. Fuente: Autor usando el software CMG.



Una vez identificado esto, se procedió a realizar la sensibilidad de los parámetros del variograma para la evaluación del modelo estructural; para esto, se tomaron 4 variaciones uno a uno del Nugget, Sill y Rango, dando como resultado un total de 12 experimentos más el caso base, resultando

finalmente en 13, representados en la Tabla 8. Nótese que el caso base hace referencia a los valores reportados en el modelo del variograma ajustado mencionado previamente en la Tabla 9.

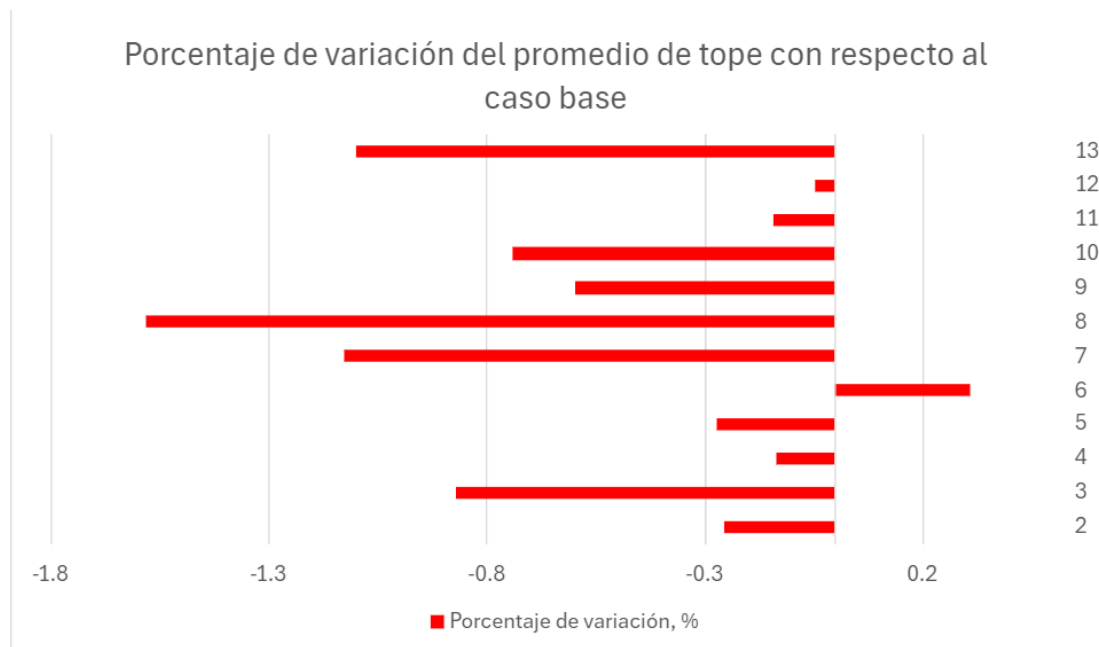
Con el fin de tener una cantidad de datos que permitan generar un análisis, de cada caso se generaron 40 variaciones con la misma probabilidad de ocurrencia y se determinó el valor promedio del tope para cada uno de los casos, teniendo en cuenta que este fue el parámetro utilizado para la construcción de los modelos 3D, y se estableció un porcentaje de variación con respecto al caso base. Es posible visualizar estos resultados en la Figura 12.

Tabla 9: Experimentos planteados para la variación del Nugget, Sill y Rango del variograma del mapa estructural basado en los topes de formación.

Número	Caso	Nugget	Sill	Rango
1	Base	0.0	1.178	387
2	Variación Nugget 1	0.5	1.178	387
3	Variación Nugget 2	1.0	1.178	387
4	Variación Nugget 3	1.5	1.178	387
5	Variación Nugget 4	2.0	1.178	387
6	Variación Sill 1	0.0	1.0	387
7	Variación Sill 2	0.0	0.7	387
8	Variación Sill 3	0.0	1.5	387
9	Variación Sill 4	0.0	1.8	387
10	Variación Rango 1	0.0	1.178	200
11	Variación Rango 2	0.0	1.178	100
12	Variación Rango 3	0.0	1.178	500

13	Variación Rango 4	0.0	1.178	800
----	-------------------	-----	-------	-----

Figura 12: Variación en el promedio de tope para cada caso de sensibilidad de parámetros del variograma con respecto al escenario base.

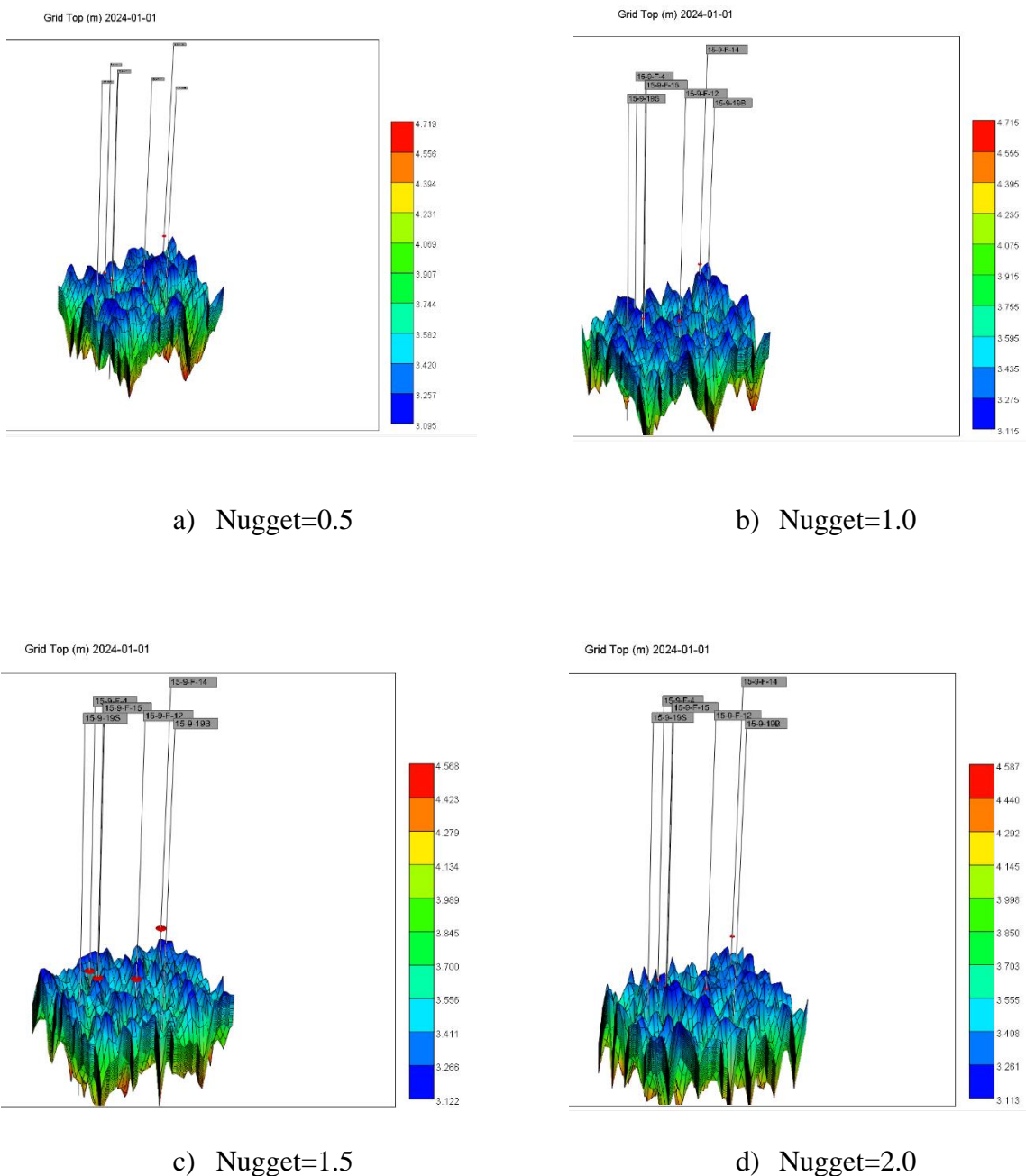


Los resultados que se muestran en la Figura 12 permiten establecer que a pesar de que se producen variaciones en las propiedades del Nugget, Sill y Rango, el promedio del tope de la formación en el modelo tiene una variación que se encuentra dentro de un rango bajo, que va desde el -1.5 hasta el 0.3 %; sin embargo, debido a la naturaleza estocástica de este tipo de modelamiento, es necesario hacer un análisis más profundo, que permita dilucidar el poblamiento espacial llevado a cabo por el modelo geoestadístico, tanto de manera visual como cuantitativa.

Una vez realizado este procedimiento, se evaluó la incertidumbre asociada al modelamiento petrofísico 3D. Las Figuras 13, 14, y 15 muestran una vista 3D de uno de los modelos obtenidos en las 40 corridas de cada escenario, cuyo promedio de topes se encontraba más cercano al de sus pares, representando la variación en el Nugget, Sill y Rango, respectivamente; donde los topes

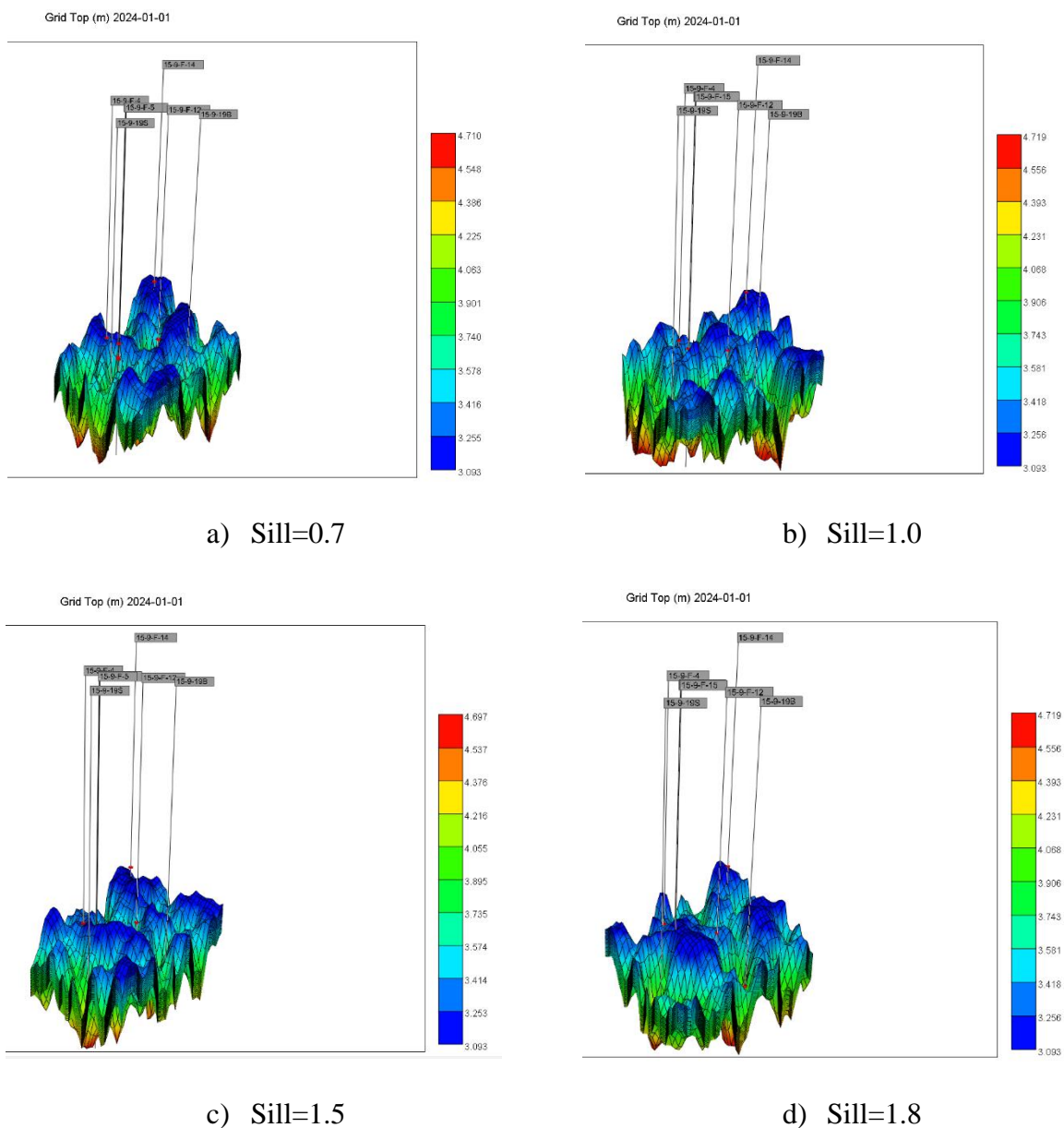
alcanzan una variación desde 3090 metros representados en color azul y 4700 metros representados en color rojo. Siendo el color rojo los que identifican mayor profundidad y el color azul menor profundidad.

Figura 13: Variación en el Nugget para modelos estructurales 3D. Fuente: Autor usando el software CMG.



Los resultados observados en la Figura 13 son coherentes con la definición del Nugget. El Nugget es una medida de la variabilidad que existe a escala pequeña en un modelo, y puede deberse a variaciones en la propiedad a escalas menores que las de muestreo, que es el caso particular: el poblamiento de la información de los topes de la formación Hugin debe darse en espacios muy amplios en donde no existe información, por lo que a medida que se incrementa el Nugget se incrementa la variabilidad, dando como resultado una mayor aparición de picos y discordancias estructurales que pueden no representar de manera fiel la realidad del yacimiento, añadiendo un grado de incertidumbre a la representación en 3D.

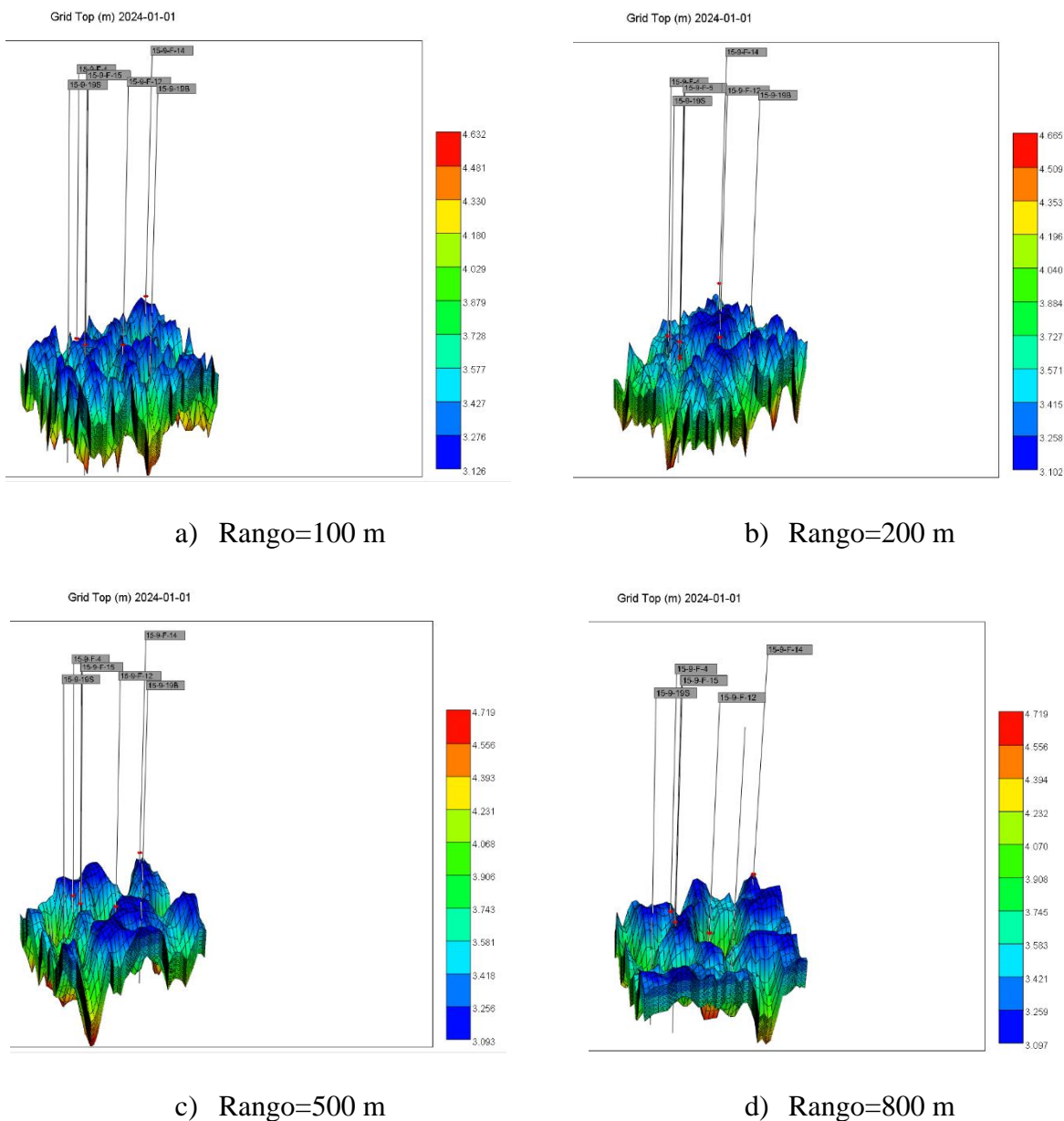
Figura 14: Variación en el Sill para modelos estructurales 3D. Fuente: Autor utilizando el software CMG.



Por su parte, la Figura 14 muestra la variación en el Sill y cómo esto afecta en la construcción del modelo 3D. Por definición, el Sill hace referencia al valor máximo que alcanza la función de variabilidad a medida que la distancia entre los puntos de muestreo aumenta, y permite representar qué tanto varía el atributo que se está analizando (para el caso particular, el tope de la formación en el espacio) cuando los puntos están tan lejos que no tienen correlación espacial; en otras palabras, es el valor hacia al cual tiende el variograma a medida que se incrementa la distancia.

De esta forma, los resultados visuales son coherentes con los obtenidos en la Figura 15. A medida que el Sill incrementa, es posible obtener unos valores más heterogéneos de tope de la formación, especialmente en la región suroeste del modelo, en donde no existe ninguna información de pozos (ver Figura11).

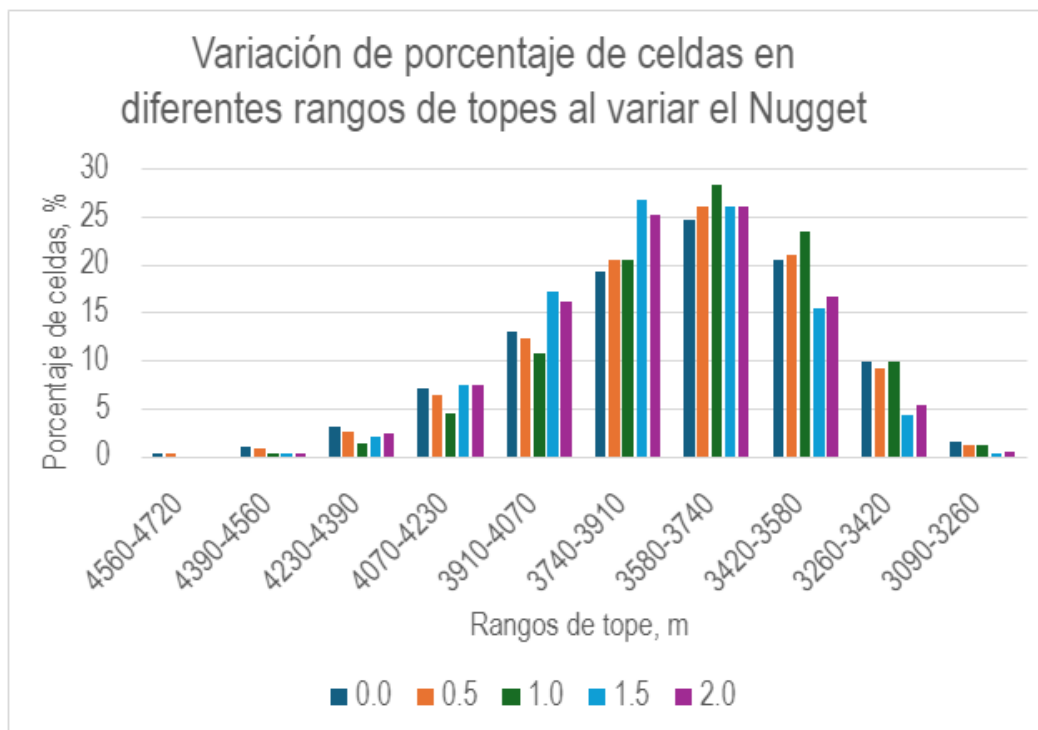
Figura 15: Variación en el Rango para modelos estructurales 3D. Fuente: Autor utilizando el software CMG.



Finalmente, la variación del Rango permite dilucidar un comportamiento coherente con su definición: es la distancia a la cual la autocorrelación que existe entre los datos se vuelve insignificante, o dicho de otras palabras, la distancia máxima a la cual las muestras de un atributo (para el caso particular, el tope de la formación) se encuentran correlacionadas. Por esto, el incremento en el Rango del variograma permite que se genere un modelado más coherente, con una correlación del tope a mayores distancias y la generación de modelos con predicciones menos localizadas. Como puede observarse en la Figura 15, un Rango de 100 m genera picos y discordancias que pueden no representar de manera fiel la estructura del yacimiento, mientras que el caso del Rango de 800 m produjo un escenario con los topes más suavizados, lo cual tiene mucho más sentido desde el punto de vista físico.

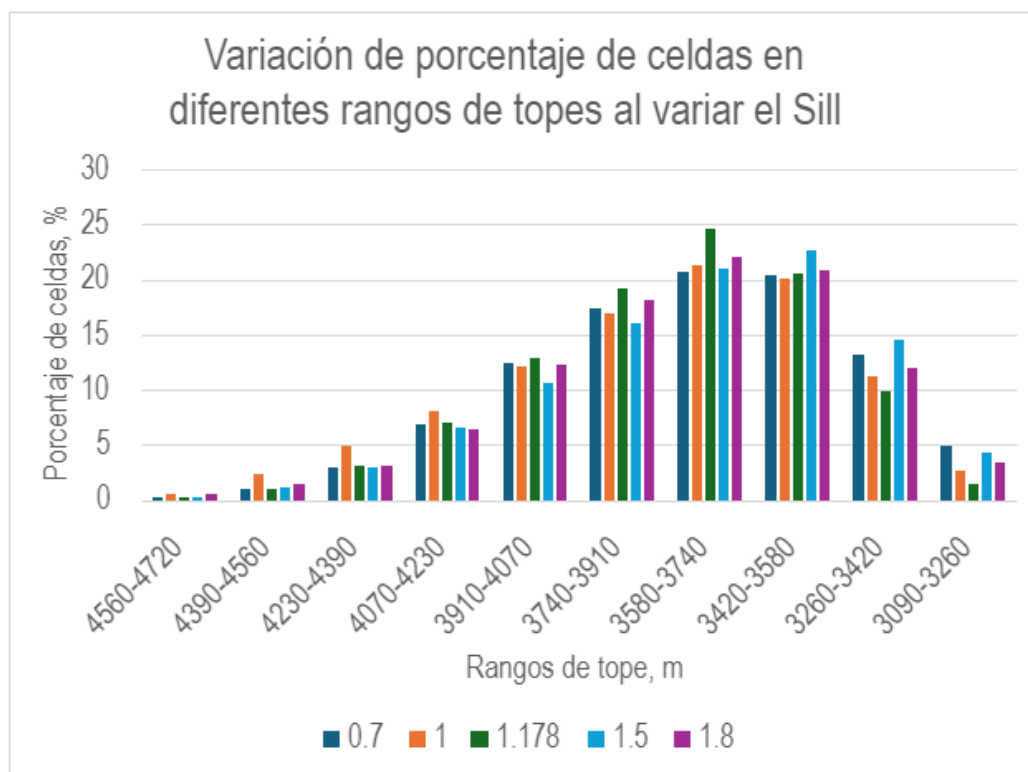
Los análisis en la variación en los parámetros del variograma llevados a cabo fueron realizados hasta el momento de manera visual con los modelos 3D generados; no obstante, a continuación, se mostrará un análisis de la distribución de los topes en las celdas en función de la variación del Nugget, Sill y Rango, según la matriz experimental elaborada en la Tabla 9. Estos resultados pueden visualizarse en las Figuras 16, 17 y 18 para los parámetros mencionados anteriormente.

Figura 16: Variación del porcentaje de celdas en los diferentes rangos de topes generados por el método geoestadístico al variar el Nugget.



La Figura 16 permite identificar cómo cuando se varía el Nugget hay una población de celdas en el intervalo de topes entre 3420-3580 m que para todos los casos superan el 25 % del total de celdas del modelo, a excepción del caso de Nugget = 0, en donde es ligeramente menor. En los casos de variación del Sill y Rango, evidenciados en las Figuras 14 y 15, puede observarse que ningún caso alcanza estos valores, sino que rondan un máximo del 20 %.

Figura 17: Variación del porcentaje de celdas en los diferentes rangos de topes generados por el método geoestadístico al variar el Sill

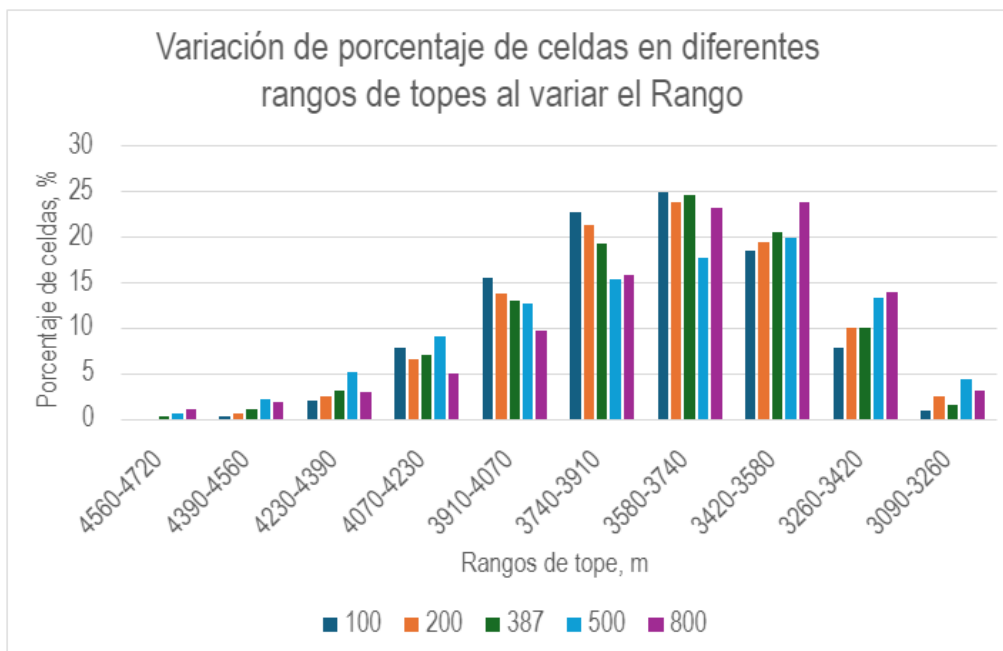


Asimismo, es posible identificar la variación en los porcentajes de celdas representados por los intervalos de topes según cada cambio en los parámetros. En uno de los casos de mayor disparidad es posible visualizar una variación de hasta un 5 % en el rango de celdas representadas en cada intervalo de topes, como en el caso de la Figura 17, en el intervalo de 3260-3420 m, en donde para el caso de un Sill de 1.5 se da un poblamiento del 14.7 % de las celdas del modelo, mientras que para ese mismo rango y un Sill de 1.178, el poblamiento es del 9.9 %.

Por su parte, el escenario más crítico se da en la Figura 18, puntualmente para el intervalo entre 3740-3910 m, en donde los valores de Rango de 100 y 500 m dan como resultado un poblamiento del 23.6 % y 15.1 % del total de celdas del modelo, respectivamente, para una diferencia del 8.5 % entre ambos.

Otra de las características más notorias de la Figura 16 con respecto a las Figuras 17 y 18 es la casi nula población de celdas con topes en el intervalo de 3090-3260 m; mientras que para la variación en el Nugget el porcentaje de celdas pobladas con esta propiedad está en el 2 % o menos, para los casos de variación en el Sill y Rango se dan escenarios con hasta un 5 %.

Figura 18: Variación del porcentaje de celdas en los diferentes rangos de topes generados por el método geoestadístico al variar el Rango.



Los análisis llevados a cabo anteriormente permiten concluir que la variación en los parámetros del variograma en la creación del modelo 3D a partir de los topes de los pozos tienen una gran sensibilidad al momento de generar la población de la propiedad en específico; esto, junto con los pocos datos con los que se cuenta, permiten que la incertidumbre asociada a la creación del modelo estático sea sumamente alta.

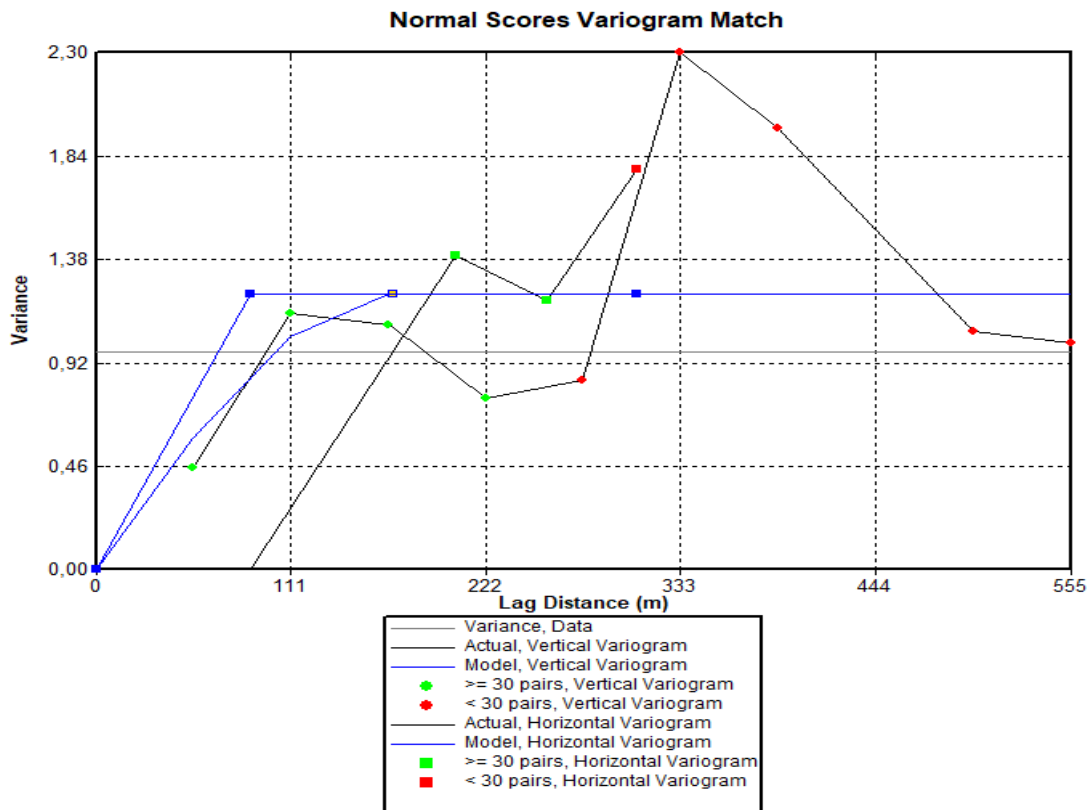
8.2 GENERACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN EL MODELO 3D

Posteriormente a la generación del modelo 3D a partir de la información de topes y trayectorias de los pozos, se procedió a utilizar el método geoestadístico de Simulación Gaussiana para poblar los datos de porosidad, permeabilidad y saturación de agua en las zonas del yacimiento lejanas a los pozos. Para ello, se ajustó el variograma asociado de tipo esférico, utilizando los siguientes parámetros:

- Dirección horizontal del variograma: Omnidireccional
- Nugget: 0.0
- Sill: 1.23
- Rango: 87.8 m

Los resultados del ajuste del variograma con respecto a los datos experimentales de porosidad se muestran en la Figura 19.

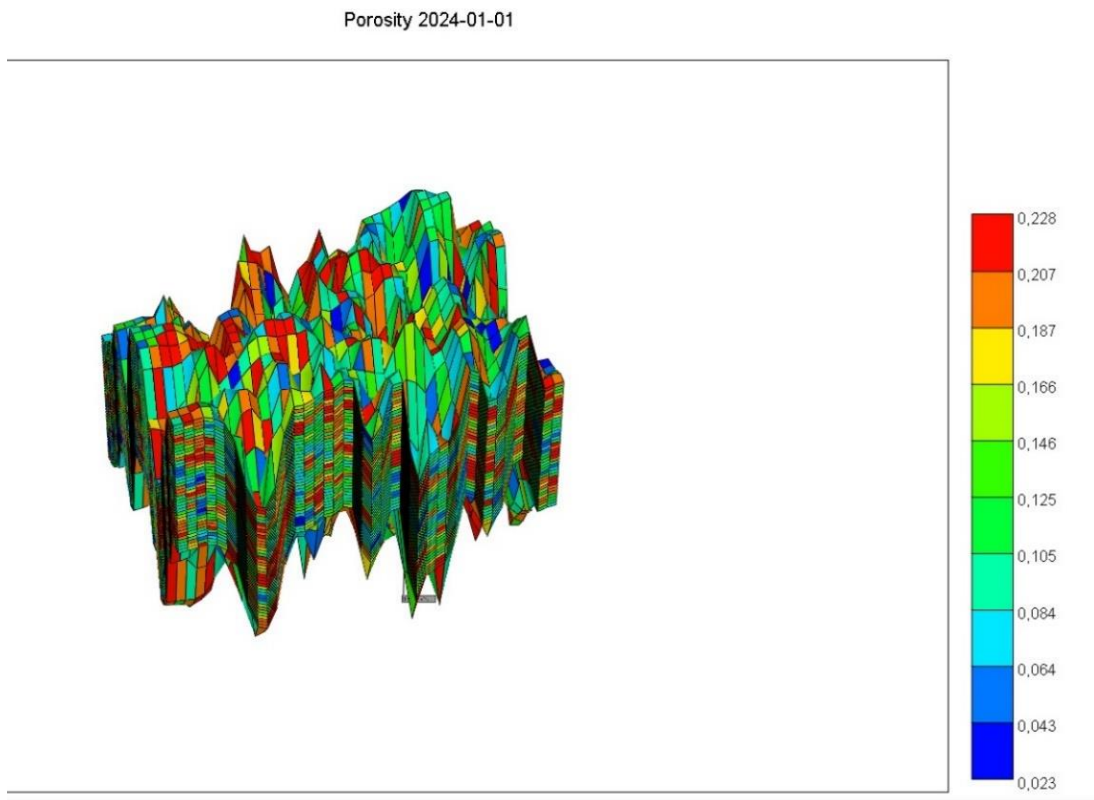
Figura 19: Resultado del ajuste del variograma de porosidad usando Simulación Gaussiana. Fuente: Builder, CMG



Este mismo procedimiento se llevó a cabo para los casos de saturación de agua y permeabilidad. Una vez llevada a cabo la población de las propiedades mencionadas previamente, se evaluó la incertidumbre asociada al modelamiento petrofísico 3D de la porosidad (ver Figura 20), llevando a cabo 40 realizaciones con la misma probabilidad de ocurrencia en el modelo de simulación con los valores del variograma previamente descritos (Nugget = 0; Sill = 1.23; Rango = 87.8). El análisis de esta información se realizó por medio de la opción *Grid Property Statistics*, en donde es posible dilucidar el número de celdas pobladas para diferentes rangos de porosidad.

Asimismo, la porosidad resultante en el modelo de yacimiento 3D se muestra en la Figura 20.

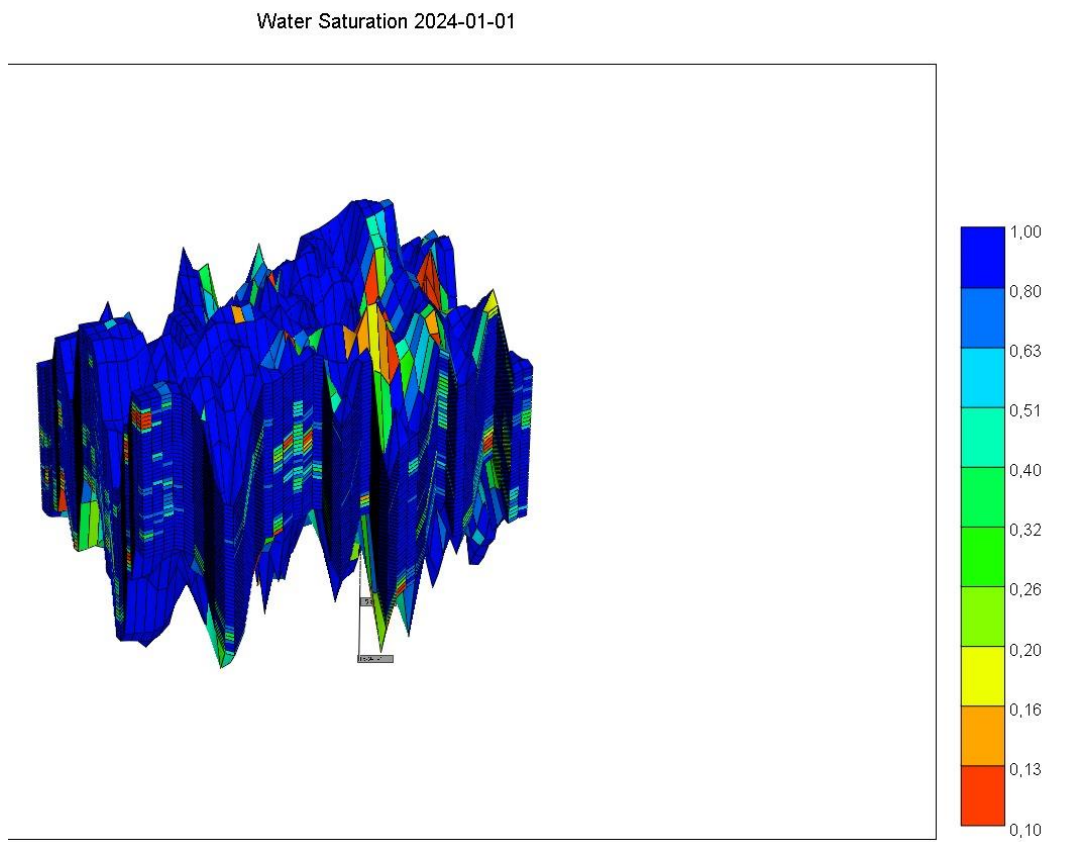
Figura 20: Resultado de población de la porosidad en el modelo 3D a partir de Simulación Gaussiana. Fuente: Autor usando el software CMG



La Figura 20 muestra la porosidad del yacimiento en 3D, con unas variaciones poco pronunciadas en las cercanías a los pozos, mientras que en los lugares donde no se cuenta con información se generó mayor variación en la porosidad, sin embargo, los valores muestran un buen comportamiento de esta propiedad en la Fm. Hugin.

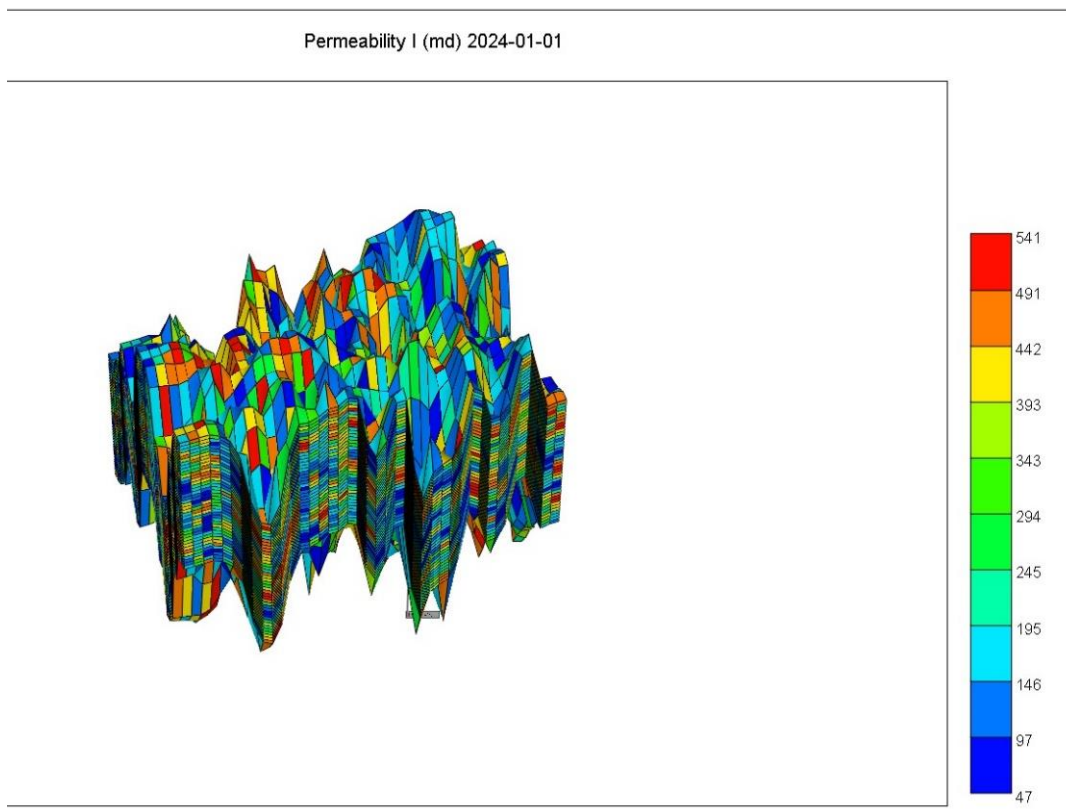
Este mismo procedimiento se llevó a cabo para los casos de saturación de agua y permeabilidad, resultando en las imágenes que pueden observarse en las Figuras 21 y 22, respectivamente para las propiedades mencionadas previamente.

Figura 21: Resultado de población de saturación de agua en el modelo 3D a partir de Simulación Gaussiana. Fuente: Autor usando el software CMG.



El comportamiento de la saturación de agua en el modelo 3D del yacimiento visto en la Figura 21, presenta el mismo comportamiento descrito anteriormente, en las zonas aledañas a los pozos, se observan una menor saturación de agua, mientras que en la zonas donde no se tiene información, la saturación de agua es mayor. Sin embargo, la saturación de agua en general de la Fm. Hugin es alta.

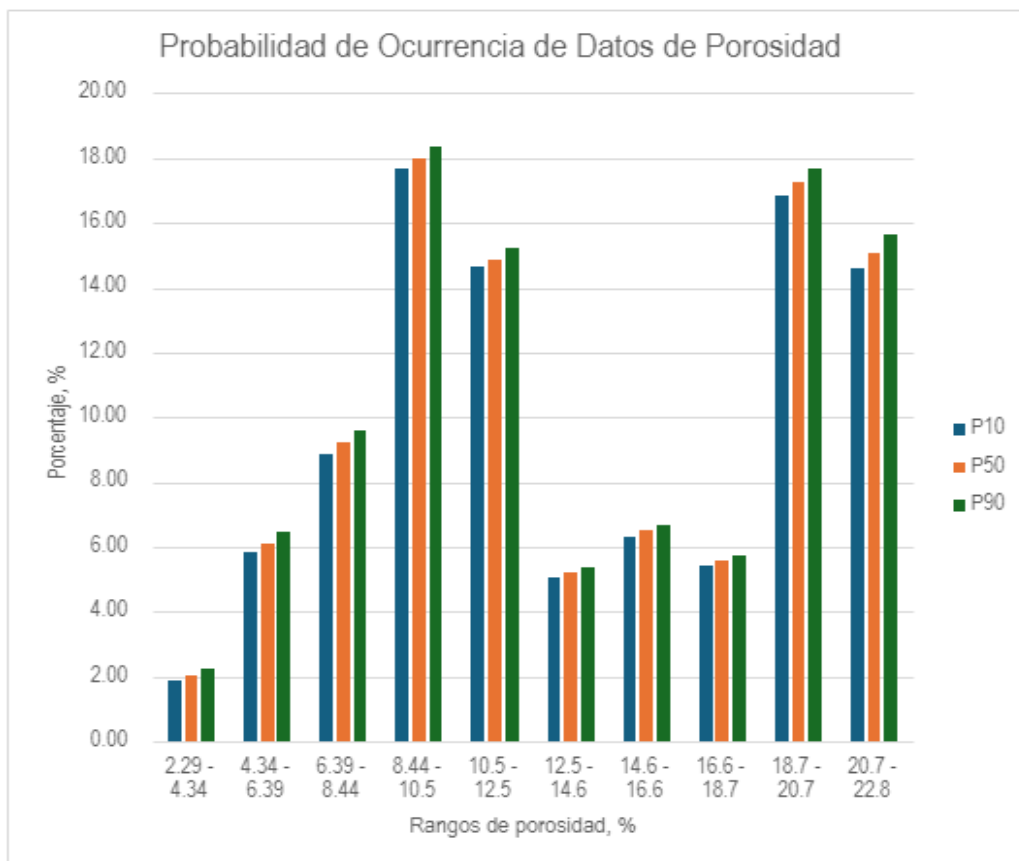
Figura 22: Resultado de población de permeabilidad en el modelo 3D a partir de Simulación Gaussiana. Fuente: Autor usando el software CMG.



En el caso de la permeabilidad que se logra observar en la Figura 22, la tendencia mencionada en las propiedades anteriores se mantiene, mostrando una mayor variación de esta propiedad a lo largo de la Fm. Hugin.

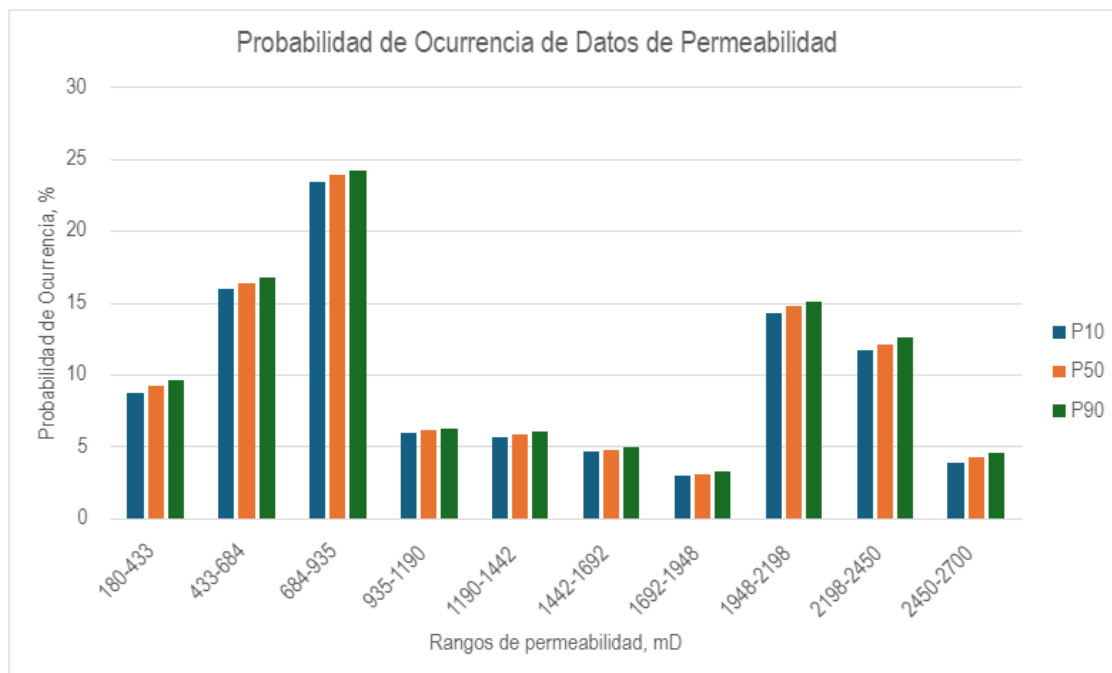
La Figura 23 permite observar la probabilidad de ocurrencia de los datos de porosidad para las simulaciones corridas por medio de la Simulación Gaussiana en P10, P50 y P90, obteniendo así de manera visual la posible distribución de los valores según los rangos evaluados.

Figura 23: Probabilidad de ocurrencia de los rangos de porosidad de acuerdo con las Simulaciones Gaussianas realizadas.



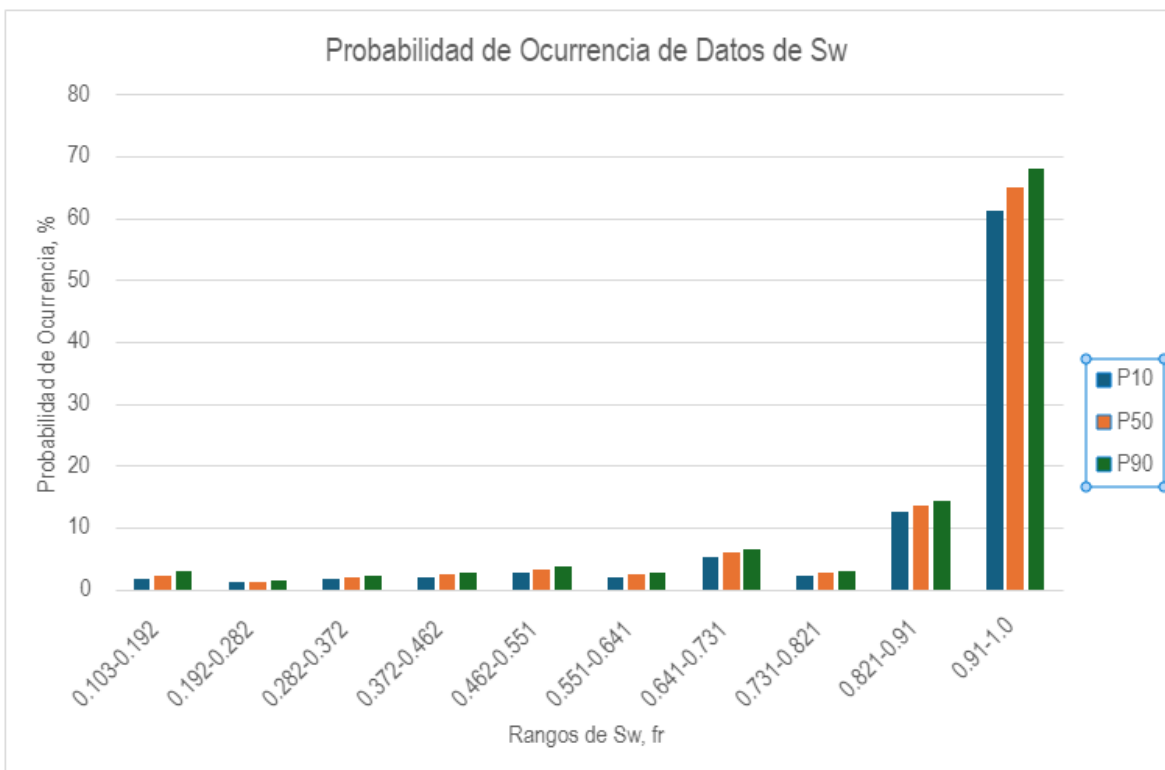
A partir de esto, es posible visualizar que los valores de mayor ocurrencia se encuentran, de mayor a menor, en los intervalos de 8.44 - 10.5 %; 18.7 - 20.7 %; 20.7 - 22.8 % y 10.5 - 12.5 %. Asimismo, en las Figuras 24 y 25 es posible visualizar la probabilidad de ocurrencia de la permeabilidad y saturación de agua, respectivamente, para los distintos rangos generados por el simulador.

Figura 24: Probabilidad de ocurrencia de los rangos de permeabilidad de acuerdo con las Simulaciones Gaussianas realizadas.



Los escenarios mostrados en las Figuras 23, 24 y 25 permiten apreciar un porcentaje de variación entre los escenarios P10, P50 Y P90 en un rango entre el 0.3 %, para los casos del rango del 2.29 al 4.34 % de porosidad (Figura 15), hasta un 8 %, para el caso de los rangos de saturación de agua entre 0.91 y 1.0 (Figura 25).

Figura 25: Probabilidad de ocurrencia de los rangos de saturación de agua de acuerdo con las Simulaciones Gaussianas realizadas.



La alta variación que se produce en mayor rango de saturaciones de agua se da por la alta población de datos presente en el modelo en este rango. Al tratarse de una formación con una alta saturación de agua, la mayor población de los datos estará concentrada en el rango entre 0.91 y 1.0, resultando en porcentajes entre el 60 % - 68 % de todas las celdas del modelo.

9 CONCLUSIONES

- El análisis exploratorio de datos permite entender el comportamiento de los datos iniciales y entender las propiedades de la formación Hugin, dando a conocer su buena caracterización como reservorio de hidrocarburos.
- La Fm Hugin muestra dos zonas de reservorio con buena permeabilidad en el campo Volve. Esta permeabilidad y zonas de netpay fueron posibles de calcular a partir de los registros de pozo una interpolación geoestadística para generar los mapas de propiedades dentro del campo.
- Las técnicas geoestadísticas aplicadas, como la Simulación Secuencial Gaussiana, han demostrado ser efectivas para generar modelos petrofísicos que capturan la complejidad espacial de las propiedades petrofísicas de la Formación Hugin. Estas técnicas han permitido integrar de manera robusta los datos de pozo con el variograma definido, proporcionando una representación realista de la distribución de porosidad, permeabilidad y saturación de agua en el reservorio.
- La Formación Hugin muestra una variabilidad significativa en términos de calidad del reservorio, con zonas de alta porosidad y permeabilidad que indican un buen potencial de producción de hidrocarburos, contrastadas por áreas con menor calidad debido a altos volúmenes de arcilla o baja conectividad de los poros.
- La aplicación de CutOff para la permeabilidad y el volumen de arcillas ha sido efectivo para identificar arenas netas en la Formación Hugin. Los análisis de regresión utilizados para determinar los valores de corte para la porosidad han proporcionado umbrales adecuados que son consistentes con las propiedades observadas en los núcleos.

- La variación en los parámetros del variograma en la creación del modelo 3D a partir de los topes de los pozos tienen una gran sensibilidad al momento de generar la población de la propiedad en específico, lo que permite que la incertidumbre asociada a la creación del modelo estático sea sumamente alta.

10. RECOMENDACIONES

- Generar una base de datos con la información disponible del Campo Volve, junto con un control de calidad, con el fin de delimitar los datos disponibles para la determinación de las propiedades petrofísicas y otros estudios.
- Realizar más estudios a los núcleos con el fin de realizar evaluaciones más completas no sólo con análisis convencionales, sino especiales.
- Se sugiere que, a la hora de evaluar las propiedades petrofísicas, se calibren con la mayor cantidad de datos de núcleo para disminuir la incertidumbre de los modelos.
- Utilizar una mayor cantidad de datos de pozos, como de topes y propiedades petrofísicas, que permitan obtener un poblamiento de propiedades más representativo a partir de métodos geoestadísticos.
- Llevar a cabo una comparación entre distintos métodos geoestadísticos, con el fin de dilucidar las diferencias que se pueden dar entre los modelamientos matemáticos.

11. BIBLIOGRAFIA

- Arteaga, J. (2023). *EVALUACION PETROFÍSICA DE REGISTROS DE POZOS PETROLIFEROS UTILIZANDO PYTHON*.
- Box, G. E. P. y G.M. Jenkins. (1976). *Time Series Analysis Forecasting and Control*. Holden - Day, San Francisco.
- Busnego, H. A. (2012). *Generación de un modelo petrofísico y análisis de incertidumbre de las variables de roca y fluido, relacionadas con los parámetros de corte calibrados con información de núcleos pertenecientes al bloque 5, área petroindependencia, división Carabobo de la faja petrolífera del orinoco (Doctoral dissertation)*.
- Cerón, B. (2015). *Simulación numérica de yacimientos*.
- Clark, I. (1979). *Practical Geostatistics*. Elsevier Publishing, New York
- Discover Volve. (2005). *Plan for Development and Operation by Volve Production license 046*. www.DiscoverVolve.com
- Erle C. Donaldson, & Djebbar Tiab. (2003). *Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock Properties etc-Gulf Professional Publishing (Vol. 2)*.
- Giraldo, R. (2002). *Introducción a la geoestadística: Teoría y aplicación*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.
- Granadillo, J. (2018). *FORMACIÓN HUGIN DEL CAMPO VOLVE DEL MAR DEL NORTE POR MEDIO DE UNA EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA EMPLEANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS*.
- Ismail, Mulyanto, A. T., & Rahman, R. A. (2022). DEVELOPMENT OF FREE WATER KNOCK-OUT TANK BY USING INTERNAL HEAT EXCHANGER FOR HEAVY CRUDE OIL. *EUREKA, Physics and Engineering*, 2022(4), 77–85. <https://doi.org/10.21303/2461-4262.2022.002502>
- Lanza, E., & Ramírez, L. (2007). *Determinación de Petrofacies y Unidades de Flujo en la Sección Cretácica del campo El Furrial, Cuenca Oriental de Venezuela*.
- Ledesma, F. (2015). *Análisis de costos para la toma de decisiones en la industria petrolera*.
- Marbun, R., & Haris, A. (2021). 3D geomechanics characterization in V field. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019(1). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2019/1/012086>
- Meza, K. (2013). *Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos*. Unam. <https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000688010/3/0688010.pdf>
- Moreno, A. R. (2017). Los mapas geológicos. In *Memorias R. Soc. Esp. Hist. Nat (Vol. 14)*.

- Natera, O., & Armando, J. (2013). *Validación de un algoritmo simulador de datos bidimensionalmente georeferenciados* (Doctoral dissertation).
- Pelemo-Daniels, D., & Stewart, R. R. (2024). Petrophysical Property Prediction from Seismic Inversion Attributes Using Rock Physics and Machine Learning: Volve Field, North Sea. *Applied Sciences*, 14(4), 1345.
- Revista Internacional de Contaminación Ambiental. (s/f). Redalyc.org. Recuperado el 7 de julio de 2024, de <https://www.redalyc.org/pdf/370/37020302.pdf>
- Saha, S., Vishal, V., Mahanta, B., & Pradhan, S. P. (2022). Geomechanical model construction to resolve field stress profile and reservoir rock properties of Jurassic Hugin Formation, Volve field, North Sea. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 8(2). <https://doi.org/10.1007/s40948-022-00359-5>
- Samo, A. (2020). *RESERVOIR CHARACTERIZATION OF THE VOLVE FIELD NORTH SEA, USING ROCK-PHYSICS MODELING*.
- Sawyer, A. (2013). *El marco jurídico de los hidrocarburos no convencionales en Colombia*.
- Socco, L., Vargas, D., & Bublik, D. (2022). *Petrophysics - Driven 3D density modelling*.
- Suen, C. (2020). *CASE STUDY: RELATIONSHIP BETWEEN CORRELATION RADIUS AND PERMEABILITY, VOLVE FIELD, NORTH SEA*.
- Sun, Z., Garza, A., Salazar-Tio, R., Fager, A., & Crouse, B. (2021). A Novel 3D Mechanical Earth Modeling of the Volve Field and its Application to fault stability analysis. *ARMA*.
- Vargas-Meleza, L., & Valle-Molina, C. (2012). Avances y aplicaciones en física de rocas para exploración de hidrocarburos. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 13(4), 439–450. https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-77432012000400007
- Wackernagel, H. 1995. *Multivariate Geostatistics. An Introduction with Applications*. Springer-Verlag, Berlín.
- Warrick, A. W., D. E. Myers & D. R. Nielsen. 1986. *Geostatistical Methods Applied to Soil Science. Methods of Soil Analysis. Part 1. Physical and Mineralogical Methods- Agronomy Monograph 9: 53 - 81*.
- Yang, Q., & Torres-Verdín, C. (2015). Joint interpretation and uncertainty analysis of petrophysical properties in unconventional shale reservoirs. *Interpretation*, 3(1), SA33-SA49.