Petrofísica integrada para el modelamiento de la permeabilidad de un campo colombiano.

Brayhan Stevin Sánchez Tovar, Julián Aux Millán

Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Ph.D. Maika Karen Gambús Ordaz

Ingeniera de Petróleos

Codirector

Aristóbulo Bejarano Wallens

Ingeniero de Petróleos Magister

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2018

Dedicatoria

A Dios por escucharme, darme la oportunidad de estudiar, la paciencia para esperar el fruto de mi esfuerzo, la sabiduría para tomar decisiones, ponerme en el camino personas que me ayudaron cuando lo necesité y por guiarme durante el estudio de mi amada profesión.

A Nicolás Flores que con mucho esfuerzo me ayudó a culminar una de las etapas más importantes en mi vida brindándome siempre todo el apoyo que requería, convirtiéndolo de esta manera en uno de los pilares de este logro.

A mi amorosa madre por ser mi polo a tierra, por su paciencia, por su confianza, por brindarme su apoyo emocional, por su amor incondicional y sobre todo por sus incesantes esfuerzos los cuales fueron mi motivación para culminar mi carrera profesional.

A mi padre Héctor Aux que desde pequeño me impulsó a alcanzar lo que me proponía en la vida superando todos los obstáculos que se interpusieran en mi camino, sé que uno de tus sueños siempre fue que uno de tus hijos fuera ingeniero y aquí estoy materializándolo, y tengo la certeza de que desde el cielo me acompañas y estas muy orgulloso de mi.

A mi hermosa abuela Naufa por ser una luz en mi camino, por enseñarme que para lograr lo que se quiere en la vida se debe luchar, porque desde un principio ha sido nuestra segunda mamá, la mujer más bella en todo sentido y por apoyarnos en nuestros proyectos guiándonos en el transcurso de nuestras vidas.

A mis hermanos Sergio y Héctor por acompañarme durante mis estudios, porque siempre hemos sido como los tres mosqueteros, "todos para uno y uno para todos" espero que podamos compartir siempre las metas alcanzadas y celebrarlas juntos.

A Esmeralda por su cariño, compresión y apoyo, por estar ahí en los momentos buenos y malos, por ser mi amiga incondicional, porque hemos aprendido y crecido juntos, por ser mi compañera de aventuras y por permitirme confiar plenamente en ella.

A mis tíos Bernardo, Alberto, Cecilia, Aida, Constanza y José porque me dieron ese empujón para empezar mi carrera profesional, a ustedes una y mil gracias, sé que sin su apoyo nada de esto se hubiera logrado.

A mis compañeros porque podemos decir "lo logramos" y cumplimos una meta más en nuestras vidas Martín, Daniel, Brayhan, Sharon, Nicolás, Néstor, Gregorio, David, Jorge, Jeferson, Ariel, Cristian, Valentina, Pedro, Charlie gracias por los momentos compartidos.

Julián Aux Millán

Dedicatoria

Al culminar una de las etapas con mayor trascendencia de mi vida, es mi querer el dedicar tan magnánimo triunfo a cada una de las personas que han complementado, de manera providencial, experiencias y vivencias que brindan recuerdos memorables.

Dios, tu que me brindas Sabiduría, Fortaleza, Salud y Disciplina, el acompañamiento y la guía que me das, mi ofrecimiento para ti son los logros, cada uno de ellos, es tuyo.

A mi padre, Fernando Sánchez, estoy seguro de que tu acompañamiento desde el cielo está vigente. Sé, que desde tu lugar de residencia para la vida eterna, celebras este logro con la misma euforia, como la tendrías si estuvieras presente en el mundo terrenal. Un logro más en mi búsqueda de homenajearte.

A Olga Tovar, mi madre, después de los momentos gloriosos y carentes de gozo que hemos vivido, una de mis retribuciones a cada sacrificio que has realizado para que pueda cumplir uno de mis predilectos sueños, es la consagración de una parte de mi proyecto de vida. Agradecido con el destino por brindarte el apoyo incondicional de Arbey Sierra, compañero de vida, mi familia, orgulloso, les dedico.

Personas incondicionales que llegan a tu vida profesional e integral, que ofrecen apoyo y amistad sincera. Julián Aux Millán, compañero de aula, de proyecto de grado y hermano no consanguíneo. Diego Hernández, de amistad destacable y franca. Ana María Vargas, acompañante absoluta y confiable. Juan Felipe, Alejandro, destacadas amistades con los que pude convivir en nuestra estancia en Bucaramanga. Daniel, Marlon, Ariel, Nicolás, Néstor, Martin y Felipe, colegas con la relación de amistad más fraterna y profesionalismo.

Danna, por tu cariño, apoyo, sencillez, comprensión, por estar conmigo en las situaciones gloriosas y la superación de las dolorosas. Este logro es un conjunto de lo hecho y vivido, juntos. Por infinitas glorias más.

Grandes anécdotas y experiencias que causan emotividad recordar por lo especial de las personas con las que se compartió, Cristian, Valentina, Pedro, Charlie, un logro que deseo seguir junto a ustedes, de muchos que vendrán.

A mis primeros amigos laborales en la industria, que me brindaron la oportunidad de realizar mis prácticas profesionales. Ingenieros, Rodrigo Soto, Carlos Amaya, Dairo Mercado, Diana Moreno, Ricardo Clavijo, Guido Montañez, Miguel Medina, Diego Rodríguez, Juan Diaz y todo el equipo de trabajo de Campo Velásquez, una victoria de la cual quiero hacerlos partícipes.

A la Junta Directiva de Centro de Estudios de Ingeniería de Petróleos UIS 2016 - 2018, Katty, Diego, Felipe, Julián, Lina, Carlos, Magdalena, Henry, el ser parte de este equipo, es, en mi opinión, uno de los recuerdos más gratos que tendré de mi vida universitaria, su entrega con esta asociación fue meritoria y digna de reconocimiento.

Brayhan Sánchez Tovar

Agradecimientos

Al Semillero de Simulación Geomecánica, adscrito al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por brindarnos la oportunidad de pertenecer a esta entidad, hacer uso de su conocimiento y herramientas, además de permitirnos ser guiados por sus exponentes académicos.

Al equipo de Campo Escuela Colorado de la Universidad Industrial de Santander por proveernos la información necesaria para materializar esta idea, convertida en nuestro proyecto de grado.

A la profesora doctora Maika Gambús Ordaz y al profesor magister Aristóbulo Bejarano Wallens por sus observaciones, apoyo incondicional, guía permanente y diversos consejos para la realización de este proyecto y vivencias profesionales futuras.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos, su personal docente y administrativo, que a lo largo de la vida universitaria colocaron a nuestra disposición toda herramienta y espacio, que nos permitieron desarrollar grandes aptitudes y un perfil integral como profesionales.

A la comunidad estudiantil de la universidad, muchos de nuestros amigos, colegas y conocidos hacen parte de este grupo. Por este medio, hacemos muestra de agradecimiento y sepan que los recordaremos de gran manera.

A la Universidad Industrial de Santander por crear el ambiente y los espacios para crecer a nivel personal y profesional.

Gracias, muchas gracias…

Tabla de Contenido

Introducción 20

1. Objetivos 22

1.1 Objetivo general 22

1.2 Objetivos específicos 22

2. Antecedentes 23

2.1. Campo Colorado 23

2.2. Modelo estructural 26

3. Marco referencial 28

3.1. Registro Micro-resistivo (Microlog) 28

3.2. Análisis exploratorio de los datos 29

3.2.1. Estimación de la porosidad efectiva. 29

3.2.1.1. *Determinación de la porosidad a partir de Microlog.* 29

3.2.1.2. *Estimación de porosidad en laboratorio a partir de muestras de núcleos.* 30

3.2.2. Estimación de la permeabilidad. 32

3.2.2.1. *Estimación de permeabilidad en laboratorio a partir de muestras de núcleos.* 32

3.2.2.2. *Permeabilidades absolutas promedio.* 33

3.2.3. Distribución de Gauss. 37

3.2.4. Distribución Log Normal. 38

3.2.5. Análisis de pruebas de presión. 40

3.2.5.1 *Pressure Build Up (PBU).* 40

3.3. Análisis Estructural o de Continuidad Espacial de la Información 41

3.3.1. Variograma. 41

3.3.2. Variograma de composición. 43

3.3.3. Variograma promedio. 43

3.3.4. Heterogeneidad y Anisotropía 43

3.3.4.1. *Heterogeneidad.* 43

3.3.4.2. *Anisotropía.* 43

3.4. Malla Numérica 43

3.4.1. Malla de nodos distribuidos (Cartesiana) o *corner point.* 44

3.4.2. Malla de bloques centrados (Cartesiana). 45

3.4.3. Malla Non-Orthogonal Corner Point. 45

3.5. Modelado de propiedades petrofísicas 45

3.5.1. Análisis Geoestadístico 46

3.5.1.1. *Kriging.* 46

3.5.1.2. *Simulación secuencial Gaussiana.* 47

4. Marco metodológico 48

4.1. Recopilación de la información e inventario 48

4.2. Análisis, manejo de la data de yacimiento y pruebas de presión. 49

4.2.1. Pruebas de presión. 49

4.2.2. Uso de los datos de núcleos o *core data.* 52

4.2.3. Registros de pozos, *well logs.* 54

4.3. Integración de la información trabajada y comparación con estudios previos 59

4.3.1. Comparación resultados pruebas de presión PBU y registro de pozos. 61

4.3.1.1. *Promedio aritmético ponderado (A).* 61

4.3.1.2. *Promedio geométrico (G).* 62

4.3.1.3. *Promedio armónico (h).* 63

4.3.2. Comparación *core data* y registros de pozos. 66

4.4. Modelo 3D de porosidad y permeabilidad 68

4.4.1. Análisis exploratorio de los datos. 70

4.4.1.1. *Estadística de los datos.* 71

4.4.2. Modelamiento geoestadístico. 75

4.4.3. Validación de resultados. 88

5. Resultados 94

6. Conclusiones 95

7. Recomendaciones 97

Bibliografía 98

Apéndices 102

Lista de Tablas

Tabla 1. Descripción información Campo Escuela Colorado. 48

Tabla 2. Pozo con pruebas PBU. 49

Tabla 3. Pozos seleccionados para la estimación de permeabilidad horizontal. 50

Tabla 4. Datos pozo C-49. 51

Tabla 5. Resultados del análisis de las pruebas PBU. 52

Tabla 6. Pozos con información de core data para la formación Mugrosa. 52

Tabla 7. Pozos con curvas MNOR y MINV. 54

Tabla 8. Valores de Km en función de la densidad de lodo. 57

Tabla 9. Registros generados Informe Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, Ecopetrol, 2003 y curvas realizadas por los autores del presente proyecto 59

Tabla 10. Comparación con datos de presión. 60

Tabla 11. Comparación con datos de núcleos. 60

Tabla 12. Resultados permeabilidad promedio aritmético ponderado. 62

Tabla 13. Resultados permeabilidad promedio geométrico. 63

Tabla 14. Resultados permeabilidad promedio armónico. 63

Tabla 15. Resultados de los promedios de permeabilidad. 64

Tabla 16.Errores relativos valores de los promedios del registro PERM con las los valores de permeabilidad de las pruebas de presión PBU. 65

Tabla 17. Errores relativos medida registro de pozo - core. 67

Tabla 18. Comparación de la simulación y Kriging. (modificado de Petrel, 2008.)..... 76

Tabla 19. Rango de acuerdo con el azimut, para 135° se evidencia un mayor rango. 79

Tabla 20. Ajustes del variograma experimental. 82

Tabla 21. Parámetros modelo esférico variograma de porosidad. 83

Tabla 22. Parámetros modelo esférico variograma de permeabilidad. 83

Tabla 23. Estadística de los datos de core, modelos obtenidos y modelo de simulación previo..87

Tabla 24. Tabla de frecuencias de porosidad de la figura 43, se observa como los dos primeros grupos (Mod Frec y Core Frec) presentan una alta frecuencia de valores entre 0.11 – 0.19... 91

Tabla 25. Frecuencias de permeabilidad para el modelo 3D del registro PERM (Mod Frec), permeabilidad de datos de core (Core Frec) y modelo 3D del registro KLOG (Pac Frec)..... 93

Lista de Figuras

Figura 1. Localización Campo Colorado. (Fuente: Presentación Dirección Ejecutiva – Campo Escuela Colorado) 23

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena (Fuente: Presentación Dirección Ejecutiva – Campo Escuela Colorado) 26

Figura 3. Estructura del Campo Colorado. (Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007) 27

Figura 4. Estructura de cuerpos de arena para la determinación de la permeabilidad absoluta promedio por ponderación. (Fuente: Paris de Ferrer, M. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos) 33

Figura 5. Flujo lineal a través de estratos en serie. (Fuente: Paris de Ferrer, M. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos) 35

Figura 6. Grafica de una distribución normal (Fuente: Hervás, J. Control Estadístico de Procesos) 37

Figura 7. Graficas de distribución Log-Normal (Fuente: Wikimedia Commons) 39

Figura 8. Desviación estándar (Fuente: Rojas, C. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. 2011) 39

Figura 9. Regiones prueba de ascenso de presión PBU. 40

Figura 10. Malla de nodos distribuidos. (Fuente: Escobar F. H. y Sepulveda J. A. Simulación de yacimientos: principios, conceptos y construcción de mallas.)..... 44

Figura 11. Malla corner point. (Fuente: Calculation of Convective and Dispersive Flows for Complex Corner Point Grids) 44

Figura 12. Malla de bloques centrados. (Fuente: Escobar F. H. y Sepulveda J. A. Simulación de yacimientos: principios, conceptos y construcción de mallas) 45

Figura 13. Gráfico de Horner pozo C-49. 51

Figura 14. Correlación modelo de permeabilidad..... 53

Figura 15. Correlación temperatura vs profundidad. 55

Figura 16. Metodología cálculo de la porosidad. 58

Figura 17. Curvas generadas para la obtención de la porosidad (azul) y la permeabilidad (amarillo), pozo C-49. 59

Figura 18. Comparación promedios del registro sintético de permeabilidad con permeabilidad proveniente de la prueba de presión pozo C-30, se observa que el valor de permeabilidad de la prueba PBU está cercano al promedio geométrico de los valores del registro de permeabilidad PERM en los intervalos probados. 65

Figura 19. Ajuste curvas de porosidad con datos de núcleo. 66

Figura 20. Ajuste curvas de permeabilidad con datos de núcleo. 66

Figura 21. Ubicación pozos para modelado por variografía, (Modificado de Base de Datos Campo Escuela Colorado)..... 68

Figura 22. Modelo estrucutral Campo Escuela Colorado (Pachano K., 2008), muestra tope y base de la formación Mugrosa (ft) como también las fallas que dividen los bloques..... 69

Figura 23. Asignación valores de porosidad para cada celda, el asistente promedia los valores y así asigna un solo valor a la celda. 70

Figura 24. Q-Q plot PERM, los valores de permeabilidad importados presentan una distribución de cola pesada a la derecha. 71

Figura 25. Q-Q plot PHI, se evidencia un comportamiento normal, donde los datos tienden a seguir una tendencia 71

Figura 26. Histograma de PHI, los valores de porosidad tienden a presentar una distribución normal. 72

Figura 27. Histograma de PERM (a), sesgo a la derecha debido a la frecuencia de bajos valores de permeabilidad, (b) Histograma de log(PERM), tendencia a una distribución normal pero con un poco de sesgo a la izquierda. 73

Figura 28. Dykstra Parsons, permeabilidad (mD) vs porcentaje acumulado (>), el coeficiente de variación para la permeabilidad de los core es de 0.96, siendo este valor cercano a 1 indicando un alto grado de heterogeneidad. 74

Figura 29. Pasos de la Simulación Geoestadística Gaussiana (SGS) (Modificado de Rojas C., 2011). 76

Figura 30. Flujo de trabajo en el modelo 3D de la porosidad y la permeabilidad. 77

Figura 31. Anisotropía geométrica, (Diaz M. & Casar R., 2009).) 78

Figura 32. Determinación de anisotropía geométrica. (a) 0-180° de azimut, (b) 45-225° de azimut, (c) 90-270° de azimut y (d) 135-315° de azimut. La dirección de azimut de 135-315°, presenta mejor forma en el variograma experimental, hacia esa dirección se presentaría la dirección de mayor continuidad. 79

Figura 33. Elipsoide del variograma anisotrópico. Donde: a: rango del eje mayor, b: rango del eje menor, c: rango del eje vertical, ϕ ángulo del eje mayor y α: ángulo del eje menor (90° al eje mayor)..... 80

Figura 34. Azimut eje mayor, es importante que esté orientado hacia donde haya más información (pozos Δ) para así lograr un buen variograma experimental y a su vez un buen modelo..... 81

Figura 35. Selección del modelo de variograma, (a)Modelo Exponencial, (b) Modelo Gaussiano, (c) Modelo Esférico y (d) Modelo Potencia. El modelo esférico es el que presenta mejor ajuste con el variograma experimental de acuerdo con el criterio visual. 82

Figura 36. Variogramas para el modelamiento de la porosidad, (a) Eje mayor horizontal, (b) Eje menor horizontal y (c) eje vertical. 84

Figura 37. Variogramas para el modelamiento de la permeabilidad, (a) Eje mayor horizontal, (b) Eje menor horizontal y (c) eje vertical. 85

Figura 38. Modelo 3D de porosidad, (a) Modelo obtenido y (b) Modelo Ecopetrol, 2008. 86

Figura 39. Modelo 3D permeabilidad, mD, (a) Modelo obtenido (b) Modelo Ecopetrol 2008.87

Figura 40. Pozo C-27, valores de las celdas que el pozo atraviesa. 88

Figura 41. Valor de porosidad de la celda en la profundidad de las muestras de core, pozo C-25. 89

Figura 42. Valor de porosidad de la celda en la profundidad de las muestras de core, pozo C-27..... 89

Figura 43. Histograma del modelo 3D porosidad (curva PHI) (Mod Frec), porosidad de los datos de núcleos (Core Fre) y modelo de porosidad de la curva PHIER (Pac Frec), los valores con más frecuencias están de 0.11 – 0.19. 90

Figura 44. Valor de permeabilidad para la celda en el modelo 3D de permeabilidad, pozo C-25. 91

Figura 45. Valor de permeabilidad de la celda, modelo 3D de permeabilidad, pozo C-27. 92

Figura 46. Histograma del modelo 3D de permeabilidad (Mod Frec), permeabilidad datos de core (Cor Frec) y permeabilidad del modelo generado por el registro KLOG (Pac Frec}. 93

Lista de Apéndices

Apéndice A. Interpretación pruebas de presión PBU. 102

Apéndice B. Promedios de los valores de permeabilidad registro sintético PERM vs valores de permeabilidad prueba de presión PBU. 106

RESUMEN

TITULO: PETROFÍSICA INTEGRADA PARA EL MODELAMIENTO DE LA PERMEABILIDAD DE UN CAMPO COLOMBIANO♦

AUTORES: BRAYHAN STEVIN SÁNCHEZ TOVAR♦♦

JULIÁN AUX MILLÁN♦♦

PALABRAS CLAVE: PERMEABILIDAD, PBU, POROSIDAD, MICRO-RESISTIVO, VARIOGRAMA.

Se presenta una metodología para capturar la heterogeneidad de la permeabilidad del Campo Escuela Colorado, mediante la integración de información de diferentes escalas: datos de núcleo (*core data*), registros micro-resistivos de pozos, pruebas de presión (PBU), uso de técnicas geoestadísticas y el análisis variográfico.

Esta metodología se fundamenta en el uso de un modelo matemático para estimar la porosidad efectiva a partir de la curva micro normal (R_2) del registro geofísico micro perfil (*ML*), obteniendo así, un registro sintético de porosidad. Posteriormente, se analizó estadísticamente los datos experimentales de porosidad y permeabilidad donde se encontró una correlación matemática que relacionó a estas dos propiedades petrofísicas. De este análisis también se determinaron las distribuciones estadísticas según el comportamiento de las propiedades y se procedió al estudio variográfico relacionándolo al modelo geológico del campo.

Para el modelado 3D de la permeabilidad se empleó una malla *Non-Orthogonal Corner Point* de dimensiones 30 x 30 x 4. La técnica geoestadística empleada para poblar estocásticamente las celdas de la malla fue la Simulación Secuencial Gaussiana (SSG) que se basa en el estudio variográfico conjuntamente con la técnica de estimación Kriging ordinario. Todo esto desarrollado en la plataforma de la herramienta computacional *Builder*® de la empresa *Computer Modeling Group.*

La cuantificación de las desviaciones entre los valores de permeabilidad simulados con la data dura, consistiendo esta de los resultados de las pruebas de restauración de presión PBU y datos de núcleos, permitió otorgar la confiabilidad de la correlación empleada en el desarrollo del modelo de permeabilidad propuesto en este trabajo.

Esta metodología brinda al campo de la caracterización de yacimientos, herramientas adicionales para el estudio y evaluación de formaciones potenciales.

♦ Trabajo de Grado

♦♦ Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Ingeniera de Petróleos PhD Maika Karen Gambús Ordaz.

ABSTRACT

TITLE: INTEGRATED PETROPHYSICS FOR THE MODELING OF THE PERMEABILITY OF A COLOMBIAN FIELD♦

AUTHORS: BRAYHAN STEVIN SÁNCHEZ TOVAR♦♦

JULIÁN AUX MILLÁN♦♦

KEYWORDS: PERMEABILITY, PBU, POROSITY, MICRORESISTIVE, VARIOGRAM

A methodology is presented to capture the heterogeneity of the permeability of Campo Escuela Colorado, by integrating information from different scales: core data (core data), micro-resistive well logs, pressure tests (PBU), use of techniques geostatistics and variographic analysis.

This methodology is based on the use of a mathematical model to estimate the effective porosity from the micro normal curve (R2) of the micro profile (ML) geophysical log, thus obtaining a synthetic porosity log. Later, the experimental data of porosity and permeability were analyzed statistically, where a mathematical correlation was found that related to these two petrophysical properties. This analysis also determined the statistical distributions according to the behavior of the properties and proceeded to the variographic study relating it to the geological model of the field.

For the 3D modeling of the permeability a Non-Orthogonal Corner Point mesh of dimensions 30 x 30 x 4 was used. The geostatistical technique used to stochastically populate the cells of the mesh was the Gaussian Sequential Simulation (SSG) that is based on the study variographic in conjunction with the ordinary Kriging estimation technique. All this developed in the platform of the computational tool Builder® of the Computer Modeling Group company.

The quantification of the deviations between the simulated permeability values with the hard data, consisting of the results of the PBU pressure restoration tests and core data, allowed to grant the reliability of the correlation used in the development of the proposed permeability model in this work.

This methodology provides the field of reservoir characterization, additional tools for the study and evaluation of potential formations.

♦ Trabajo de Grado

♦♦ Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Ingeniera de Petróleos PhD Maika Karen Gambús Ordaz.

Introducción

Partiendo de la incertidumbre de datos petrofísicos concernientes a los yacimientos, ya sea por altos costos o inviabilidad operacional para su obtención, se busca innovar con metodologías de interpretación que permitan conseguir resultados confiables, de mayor certeza, optimizando recursos y generando activos para las empresas operadoras.

El trabajo se realiza como una investigación que propone un flujo de trabajo con petrofísica integrada para el modelamiento de la permeabilidad para Campo Escuela Colorado.

En el capítulo uno se presenta las generalidades referentes a Campo Escuela Colorado, aspectos como, localización, reseñas históricas de la producción y su administración. Adicionalmente se presenta un inventario donde se clasifica la información existente del objeto de estudio. La formación Mugrosa es el conjunto de yacimientos productores de aceite por excelencia, así que se ha concentrado la investigación en estas arenas. Por lo tanto, se ha aprovechado este capítulo para explicar información relacionada a ingeniería de Petróleos y Geología de interés general.

Para el segundo capítulo se tratan los conceptos necesarios para la comprensión de procesos, análisis y términos que se han trabajado a lo largo de este proyecto, entre los cuales se encuentra teoría de registros micro-resistivos, obtención de data petrofísica a partir de núcleos y de pruebas de ascenso de presión, aplicabilidad de simulación numérica y terminología relacionada con geoestadística aplicada.

La metodología que se ha creado se encuentra en el tercer capítulo, se centra en un compendio de análisis, manejo de data para la obtención de parámetros petrofísicos, análisis exploratorio estadístico de datos y modelamiento geoestadístico 3D de la porosidad y permeabilidad.

En los últimos capítulos se presentan los resultados, conclusiones y recomendaciones, donde se resalta el aporte que esta metodología brinda al campo de la caracterización de yacimientos y evaluación de formaciones potenciales en general.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Modelar la permeabilidad del Campo Escuela Colorado mediante la integración de datos de núcleo (*core data),* registros micro-resistivos de pozos y pruebas de presión (PBU) a partir del uso de técnicas geoestadísticas y análisis variográfico de la información.

1.2 Objetivos específicos

1. Clasificar la información existente de la formación Mugrosa.
2. Seleccionar los pozos que dispongan de registros micro-resistivos (ML).
3. Analizar estadísticamente los datos de núcleos, buscando una correlación entre las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad.
4. Generar registros sintéticos de porosidad a partir del uso de registros micro- resistivos.
5. Desarrollar registros de permeabilidad a partir de los registros sintéticos de porosidad generados.
6. Determinar la permeabilidad en las zonas de estudio a través de la interpretación de pruebas de presión existentes (PBU) en la formación Mugrosa.
7. Validar los registros de permeabilidad desarrollados con base a la comparación entre los datos experimentales de permeabilidad en núcleos y los valores de permeabilidad, obtenidos de la interpretación de las pruebas de presión.
8. Aplicar técnicas geoestadísticas y análisis variográfico para el modelado de la permeabilidad en el yacimiento de estudio.

2. Antecedentes

2.1. Campo Colorado

El campo Colorado se localiza entre coordenadas X=1036000 – 1040500 Este y Y=1238000-1247500 Norte con origen en Bogotá, ejes geográficos relacionados a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental. Se ubica en el área antigua de la Concesión de Mares, exactamente al sureste de Barrancabermeja, Santander.

Figura 1. Localización Campo Colorado. Adaptado de Presentación Dirección Ejecutiva – Campo Escuela Colorado.

La explotación del Campo Colorado, partiendo de la perforación posee tres etapas cronológicas. Desde 1923 hasta 1932, la Tropical Oil Company perforó 7 pozos, los cuales presentaron problemas mecánicos y fueron posteriormente abandonados. En la época de 1945 a 1946, 8 pozos fueron creados y desde 1953 hasta 1964 se realizaron 60 pozos, bajo la jurisdicción de Ecopetrol, el cual, para ese entonces desarrolló el campo.

La producción de este campo tiene su hito histórico en el año 1961, en el cual consigue la mayor producción hasta ese momento, con un record de 1771 BOPD. Sin embargo, debido a problemas mecánicos, de los que se destacan el taponamiento de líneas por parafinas, la producción del campo bajo a un caudal de 467 BOPD. Un total de 44 pozos fue el mayor valor de pozos activos en simultáneo durante el año 1963.

Este trabajo se apoya en el informe del proyecto de ingeniería "Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado" presentado en el año 2003 por Ecopetrol, de donde se consideran datos, análisis y resultados. Adicionalmente, el informe define el potencial del campo partiendo de la integración de parámetros geológicos e ingenieriles, obtenidos mediante el análisis de datos de sísmica, registros de pozo, propiedades de los fluidos e historia de producción, que sirven para la comparación de algunos de los resultados obtenidos en este trabajo.

Las formaciones principales, de las cuales se extraen hidrocarburos son Mugrosa, zonas B y C, y Esmeralda, zona D, las cuales surgen por un sistema fluvial meándrico, caracterizándose por intercalaciones de lodolitas y areniscas continentales. El espesor de la formación Mugrosa está estimado en un rango que varía de 1900 ft a 2400 ft. (Gerencia Magdalena Medio Campo Colorado, 2003)

La formación Mugrosa está comprendida entre el "Horizonte Fosilífero de Los Corros" a su base y el Horizonte Fosilífero "Fósiles de Mugrosa" a su tope. Se determinan dos zonas de esta formación debido a la presencia de intervalos de lodolitas y lutitas. La "Zona B" es la zona superior y la "Zona C", la inferior.

La descripción geológica de la Zona B comprende, en su tope, una composición del estrato en donde predominan arcillas varicoloreadas intercaladas con delgados niveles de limolitas. En el

medio de este de la unidad hay presencia de areniscas, producto de sistemas de ríos meandriformes. Un espesor de 200 pies de lutitas, compone la base de esta zona.

La Zona C es la arena productora de aceite por excelencia en esta formación, la cual está formada por el apilamiento de areniscas depositadas en cinturones de canales fluviales de sistemas de ríos meandriformes con intercalación de niveles de lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos (Rojas, 2011).

A su vez, las areniscas que se encuentran en la Formación Mugrosa están divididas en cuatro unidades operacionales Zona B1, Zona B2, Zona C1, Zona C2, las cuales presentan valores de porosidad promedio de 12.9%, 13.5%, 15.7% y 19.6% respectivamente. El espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8 ft para B1, 23.2 ft para B2, 24.9 ft para C1 y 42.3 ft para C2. El hidrocarburo extraído de este reservorio posee una gravedad API que varía de 36 a 42º. Se conoce una presión inicial reportada para la Zona B de 506 psia a 1900 ft MD y 2208 psia en la Zona C. (Gerencia Magdalena Medio Campo Colorado, 2003)

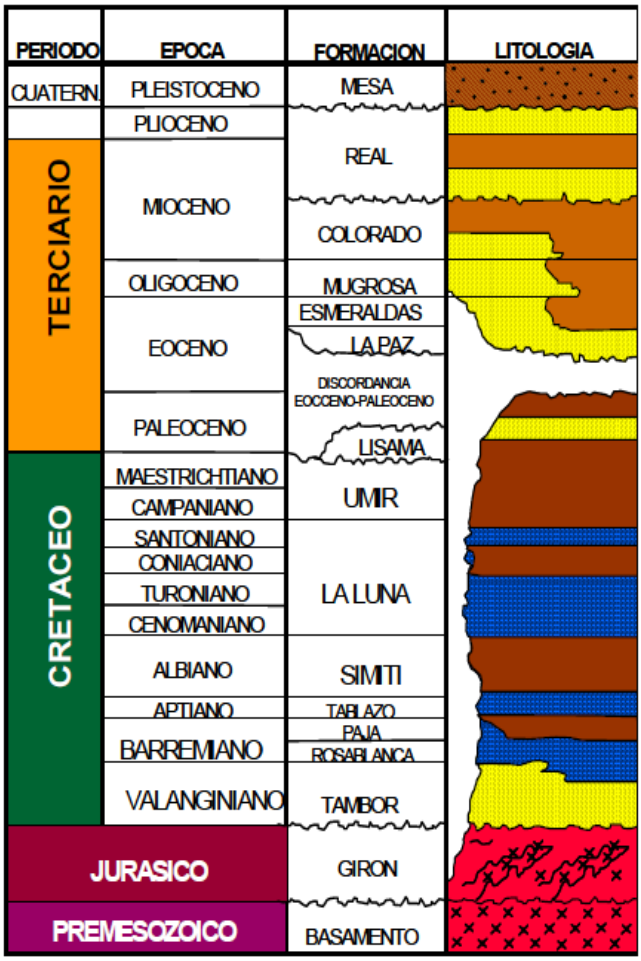


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena. Adaptad de Presentación Dirección Ejecutiva – Campo Escuela Colorado.

2.2. Modelo estructural

Un anticlinal asimétrico es la estructura principal del reservorio. El campo está dividido por un total de seis bloques, esto, debido a la cantidad de fallas que se presentan a lo largo del yacimiento. Con esto se identifica que el reservorio está compartimentalizado.

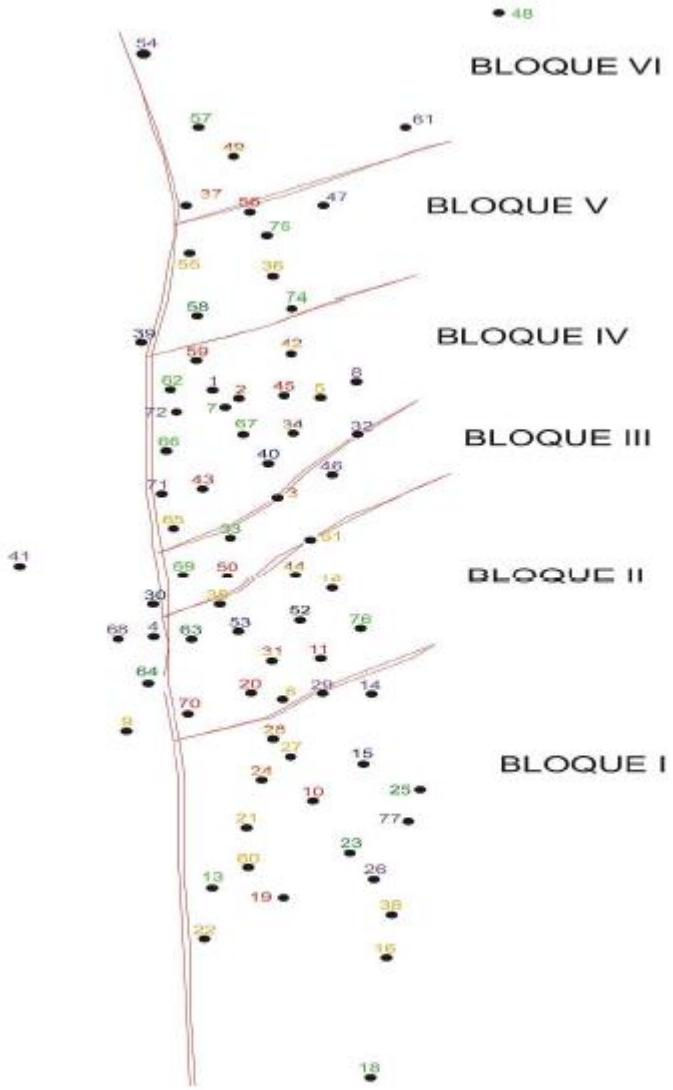


Figura 3. Estructura del Campo Colorado. Adaptado de Presentación Geología y Yacimientos UIS (2007).

El anticlinal asimétrico posee un flanco que buza hacia el oriente y hacia el occidente, el más corto, con inclinaciones de 25° a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte. La Falla de Colorado es la estructura en la que se encuentra el anticlinal, la cual se caracteriza por ser una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al este.

3. Marco referencial

3.1. Registro Micro-resistivo (Microlog)

El funcionamiento de esta herramienta se basa en el uso de tres electrodos (Electrodo A, M_1 y M_2) ensamblados en la cara externa de una almohadilla de caucho a una pulgada. Para superar el efecto de la cara de pozo, este dispositivo, entre otros, es presionado a la pared del pozo por un sistema hidráulico y mecánico. (Bassiouni, 1994)

Su principio físico, como lo muestra Bassiouni (1994) busca constituir un mecanismo normal corto de 2 pulgadas llamado Micro-normal. Para lograr esto, se induce corriente entre dos electrodos, un electrodo A en la almohadilla y un electrodo B colocado a distancia. A su vez, un potencial es medido entre el electrodo M_2 y otro electrodo M_2 lejano. El registro o curva Micro-normal provee una resistividad aparente calculada y grabada, la cual es denominada como $R_{2\,in}$, en un radio de investigación de 4 pulgadas.

Bassiouni comenta que el potencial medido entre los electrodos M_1 y M_2 se registra también. Este arreglo constituye un mecanismo lateral de espaciamiento de 1.5 pulgadas (radio de investigación). La resistividad aparénteme derivada de este arreglo de electrodos se representa por $R_{1\ 1in\ x\ 1in}$, también nombrada como curva o registro Micro-inverso.

3.2. Análisis exploratorio de los datos

3.2.1. Estimación de la porosidad efectiva.

3.2.1.1. ***Determinación de la porosidad a partir de Microlog.*** Pozos que, generalmente han sido perforados antes de 1957, no poseen registros que indiquen directamente la porosidad. Sin embargo, este grupo de pozos maduros si tienen corridas de registros Microlog. Con esto, se concibe la realización de una metodología propuesta por E.R. Crain y P. Eng (1986), en la cual se determina la porosidad a partir de registros Microlog, tomando como base, a su vez, el factor de formación de Archie y las ecuaciones de saturación de agua.

El cálculo de la porosidad a partir de esta metodología es posible si hay un indicativo cualitativo fuerte de porosidad y permeabilidad, lo que es denominado en inglés como "*positive separation*", el cual se consigue cuando $R_{2\,in} > R_{1\,1in\,x\,1in}$. (Crain y Eng, 1986)

El procedimiento se realiza bajo las siguientes premisas:

$$\emptyset = PHIml = \frac{0.614\ (Rmf@FT \cdot Kml)^{0,61}}{R_2^{0,75}} \qquad (1)$$

1- Si $R_{2\,in} > R_{1\,1in\,x\,1in}$, la porosidad a partir de Microlog se calcula con la ecuación (1).
2- Si $R_{2\,in} < R_{1\,1in\,x\,1in}$ o Si $R_{2\,in} = R_{1\,1in\,x\,1in}$, PHIml = 0.

Donde:

Kml = Factor de corrección por efecto del revoque (fracción).

$PHIml$ = Porosidad a partir de Microlog (fracción).

$Rmf@FT$= Resistividad del filtrado de lodo a temperatura de formación, (ohm-m).

3.2.1.2. ***Estimación de porosidad en laboratorio a partir de muestras de núcleos.*** Angel Da Silva, enuncia que diversos son los métodos para obtener la porosidad. Para conseguir esto, en el laboratorio se realizan mediciones para determinar parámetros básicos de la roca los cuales son volumen total, volumen poroso y volumen de los granos. Con estas mediciones se colabora a la calibración de los cálculos de porosidad por medio de registros de pozo. Estas mediciones se realizan a tapones extraídos del núcleo de roca que se consigue durante la etapa de perforación.

Para la determinación del volumen total, se realizan mediciones a las dimensiones del tapón con un vernier, siempre y cuando la muestra tenga forma regular. Cuando la muestra presenta una geometría irregular se utilizan métodos de desplazamiento de fluidos por el tapón, los cuales se dividen en métodos gravimétricos y métodos volumétricos. (Angel Da Silva, 2012)

En los métodos gravimétricos se toma en cuenta la pérdida de peso de la muestra cuando es sumergida en un líquido, algunas metodologías aplicadas son (Angel Da Silva, 2012):

- Recubrimiento de la muestra con parafina e inmersión en agua.

- Saturación de la muestra e inmersión en el líquido saturante.

- Inmersión de la muestra seca en mercurio.

Para los métodos volumétricos los métodos más utilizados son el de la inmersión de una muestra saturada y el del picnómetro de mercurio.

Cuando las muestras están bien consolidadas, se les puede determinar el volumen de los granos partiendo de la extracción de fluidos con solvente.

Los procedimientos más reconocidos y enunciados por Angel Da Silva (2012), son:

- Método de Melcher-Nuting: Técnica destructiva, se determina el volumen total de la muestra para después triturarla, esto, con el fin de eliminar espacios vacíos que ocupan un volumen, para así determinar el volumen de los granos.

- Método del porosímetro de Stevens: Por medio de una cámara de muestra de volumen conocido, se coloca la muestra al vacío para liberar el aire del corazón. La diferencia entre el volumen de la cámara y el aire extraído es el volumen efectivo de los granos.

- Densidad promedio de los granos: Basado en la densidad del cuarzo (2.65 g/cc), por medio de una relación entre el peso de la muestra y la densidad mencionada con anterioridad, se calcula el volumen de los granos.

La determinación del volumen poroso se calcula según la extracción o inyección de fluidos en el medio poroso. Algunos métodos utilizados comúnmente, según Angel Da Silva, son:

- Método del porosímetro de helio: Aplicando la ley de Boyle, se presuriza una cantidad conocida de helio y posteriormente se expande isotérmicamente en un volumen desconocido. Luego de un tiempo, la presión de equilibrio se mide con relación al volumen desconocido. El volumen poroso es calculado a partir de la ecuación de Boyle.

- Método de saturación de Barnes: Se satura una muestra limpia y seca con un fluido de densidad conocida y se determina el volumen por la ganancia en peso de la muestra.

3.2.2. Estimación de la permeabilidad.

3.2.2.1. ***Estimación de permeabilidad en laboratorio a partir de muestras de núcleos.*** La permeabilidad es un parámetro fundamental para la caracterización de yacimientos, debido a esto, se hace necesario que su cálculo sea lo más exacto posible. Comenta Paris de Ferrer (2009), que existen diversos procedimientos y consideraciones que se han de tener en cuenta para la correcta estimación de este parámetro. Consideraciones como el corte y la recuperación de los núcleos, la heterogeneidad del yacimiento y la misma preparación del núcleo para su estudio.

Cada vez que se obtiene la muestra, se debe considerar la dirección de la extracción de la muestra del núcleo. Al ser la permeabilidad una propiedad isotrópica, la dirección de las muestras tomadas, ya sea en un plano paralelo al cuerpo de arenas, se obtendrá permeabilidades horizontales K_H mientras que la permeabilidad vertical se conseguirá con una extracción perpendicular a los cuerpos de arenas. (Paris de Ferrer, 2009)

Efecto Klinkenberg: Este fenómeno considera que la permeabilidad del gas es diferente a la de los líquidos, a su vez, esta depende más de la presión. Este aspecto es necesario de incluir en los respectivos cálculos de permeabilidad estimada en laboratorio, ya que su determinación se realiza con pruebas usando gas a bajas presiones. (Petroblogger.com, 2013).

Como la permeabilidad medida se verá afectada en gran medida por la presión del gas y el fluido en sí, el efecto Klinkenberg propone el uso de una gráfica de permeabilidad versus e inverso de la presión promedio. Con los puntos obtenidos se debe ajustar la mejor recta. La intersección de esta recta con el eje Y será el valor de la permeabilidad corregido bajo el efecto Klinkenberg. (Petroblogger.com, 2013).

3.2.2.2. *Permeabilidades absolutas promedio.* Según Paris de Ferrer, es bien sabido que la permeabilidad es una propiedad petrofísica que varía con respecto a la dirección, de ahí, la conclusión de tomar permeabilidades verticales y horizontales en cuenta es un aspecto esencial. Añadido a esto, los yacimientos no presentan homogeneidad a lo largo y ancho de su extensión, por lo tanto, la determinación de las permeabilidades absolutas es un tema de arduo manejo, ya que es muy importante su determinación para pronósticos relacionados a la vida útil del reservorio.

Basados en esto, existen tres técnicas, las cuales son utilizadas para poder representar el yacimiento en un sistema equivalente homogéneo, lo cual, facilita los cálculos para la determinación de la permeabilidad absoluta, que, en este caso, será permeabilidad absoluta promedio. (Paris de Ferrer, 2009)

Permeabilidades absolutas ponderadas por peso: Se usa cuando existen arenas paralelas con permeabilidades diferentes, y se trabaja bajo las suposiciones de que los estratos están separados por barreras impermeables y los cuerpos de arenas poseen un mismo ancho y largo, tal como lo muestra la Figura 4.

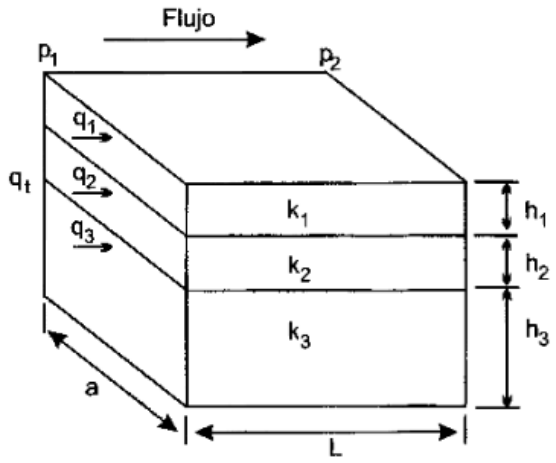


Figura 4. Estructura de cuerpos de arena para la determinación de la permeabilidad absoluta promedio por ponderación. Adaptado de: Paris de Ferrer, M. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

El flujo de cada estrato se puede calcular bajo la siguiente expresión (2):

$$q_x = \frac{k_x a h_x \Delta p}{\mu L} \quad (2)$$

El flujo total para todo el sistema será (3):

$$q_t = \frac{K a h_t \Delta p}{\mu L} \quad (3)$$

Donde:

q_x: Flujo específico del estrato

q_t: Tasa total de flujo

K: Permeabilidad promedio para todo el modelo

a: Ancho de la formación

Δp: P_1-P_2

h_t: Espesor total

El flujo total (4) será la suma de las tasas de flujo de cada estrato.

$$q_t = q_1 + q_2 + \cdots + q_n \quad (4)$$

Bajo estas expresiones, se reescribe la ecuación de la siguiente manera. (5)

$$\frac{K a h_t \Delta p}{\mu L} = \frac{k_1 a h_1 \Delta p}{\mu L} + \frac{k_2 a h_2 \Delta p}{\mu L} + \cdots + \frac{k_n a h_n \Delta p}{\mu L} \quad (5)$$

Despejando K y eliminando términos semejantes, la ecuación para el cálculo de la permeabilidad absoluta promedio queda de la siguiente manera. (6)

$$K = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + \cdots + k_n h_n}{h_t} \quad (6)$$

La permeabilidad absoluta promedio para un sistema de capas en paralelo se expresa de la siguiente forma. (7)

$$K = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_i h_i}{\sum_{i=1}^{n} k_i} \quad (7)$$

Promedio Armónico: Paris de Ferrer enuncia que la permeabilidad variará también de forma lateral o alrededor del pozo y sus cercanías.

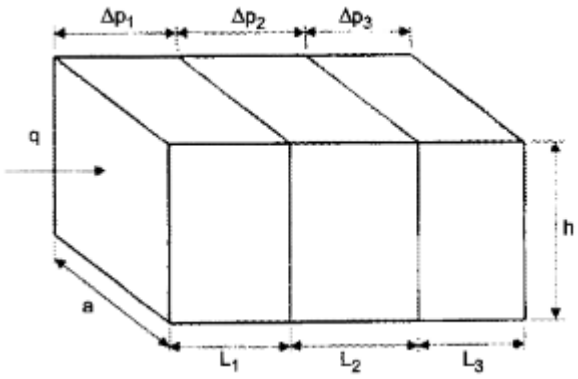


Figura 5. Flujo lineal a través de estratos en serie. Adaptad de Paris de Ferrer, M. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

Para un sistema con flujo continuo, lo que variará serán las pérdidas de presión en cada capa de arena. (8)

$$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \cdots + \Delta p_n \quad (8)$$

Al aplicar la ley de Darcy, se obtiene (9):

$$\frac{q\mu L}{AK} = \frac{q\mu L_1}{AK_1} + \frac{q\mu L_2}{AK_2} + \cdots + \frac{q\mu L_n}{AK_n} \quad (9)$$

De acuerdo con la Figura 5.

$$K = \frac{L}{(\frac{L}{k})_1 + (\frac{L}{k})_2 + \cdots + (\frac{L}{k})_n} \quad (10)$$

$$K = \frac{\sum_{i=1}^{n} L}{\sum_{i=1}^{n} (\frac{L}{k})_I} \quad (11)$$

Para un sistema radial, se determina la siguiente ecuación (12)

$$K = \frac{\ln(\frac{r_e}{r_w})}{\sum_{i=1}^{n} (ln(\frac{r_i}{r_{i-1}})_{/k_i})} \quad (12)$$

Promedio geométrico: Experimentalmente, Warren y Prince aseguran que representando el comportamiento de una formación heterogénea como si fuera una formación homogénea, teniendo en cuenta que la permeabilidad será igual al promedio geométrico de las permeabilidades presentes en la formación, para conseguir esto, se plantea la siguiente ecuación (13)

$$K = \exp(\frac{\sum_{i=1}^{n} (h_i lnk_i)}{\sum_{i=1}^{n} h_i}) \quad (13)$$

Donde:

k_i: Es la permeabilidad de la muestra del núcleo.

h_i: Es el espesor de la muestra de núcleo.

n: El número total de muestras.

Si los espesores h_i de todas las muestras del núcleo son iguales, la ecuación (12) se simplifica así. (14)

$$K = (k_1 . k_2 . k_3 \dots k_n)^{1/n} \quad (14)$$

3.2.3. Distribución de Gauss. Es una distribución de probabilidad de una variable aleatoria continua. La grafica de su función de densidad tiene la forma de una campana (un solo pico: unimodal) y es simétrica respecto a un determinado parámetro (media) (Figura 6). Los parámetros de media, mediana y moda coinciden. Esta distribución es importante porque permite modelar numerosos fenómenos naturales (Journel et al., 1978). La distribución normal está caracterizada por la media y la varianza: N(m, σ2) (Díaz, 2002).

La función de densidad de probabilidad de una distribución normal esta modela por la ecuación (15).

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\frac{-1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}, x \in \mathbb{R} \qquad (15)$$

Figura 6. Grafica de una distribución normal. Adaptado de Hervás, J. Control Estadístico de Procesos)

3.2.4. Distribución Log Normal. Como lo comenta Rojas (2011), es una distribución de probabilidad de cualquier variable aleatoria con su logaritmo normalmente distribuido. La mayoría de las distribuciones experimentales en ciencias de la tierra tienden a ser asimétricas (media y mediana diferente) y las variables en su mayoría toman valores no negativos (Journel et al., 1978) (Figura 7). Una variable aleatoria positiva X tiene una distribución Log-Normal si su logaritmo Ln(Y) esta normalmente distribuido. SI X (variable aleatoria) tiene una distribución normal entonces $\boldsymbol{e^x}$ tiene una distribución Log-Normal. Se define como (16)

$$Y > 0 \ \rightarrow logN\ (\mu, \sigma^2), si\ X = lnY \ \rightarrow N(\alpha, \beta^2) \qquad (16)$$

La distribución Log-Normal tiene una función densidad de probabilidad, mostrada en la ecuación (17)

$$f(x;\mu,\sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\frac{-(lnx-\mu)^2}{2\sigma^2}} \qquad (17)$$

Para x > 0, donde μ (media) y σ (desviación estándar) del logaritmo de variable. La esperanza (E) y la varianza (V) en una distribución Log-Normal se definen como (18) y (19).

$$E(X) = e^{\frac{\mu+\sigma^2}{2}} \qquad (18)$$

$$V(X) = (e^{\sigma^2} - 1)e^{2\mu+\sigma^2} \qquad (19)$$

La distribución Log-Normal, la media geométrica y la desviación estándar geométrica están relacionadas. La Media geométrica es e^{μ} y la desviación estándar geométrica es e^{σ}.

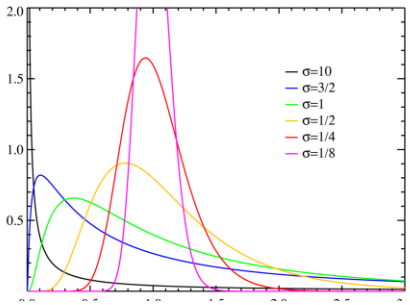


Figura 7. Graficas de distribución Log-Norma. Adaptado de: Wikimedia Common.

Para conocer con detalle un conjunto de datos, no basta con conocer las medidas de tendencia central, sino que necesitamos conocer también la desviación que representan los datos en su distribución respecto de la media aritmética de dicha distribución (*Figura 8*). El objetivo es tener una visión de estos más acorde con la realidad a la hora de describirlos e interpretarlos para la toma de decisiones (Caers, 2005).

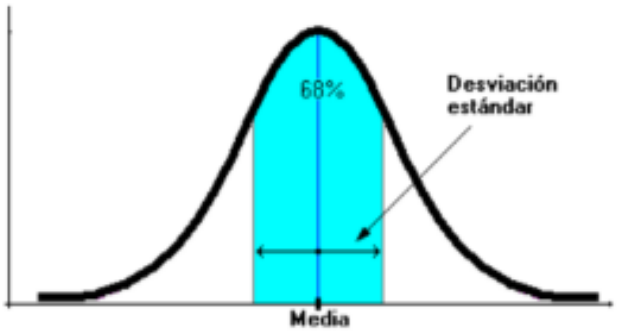


Figura 8. Desviación estándar. Adaptado de Rojas, C. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. (2011)

3.2.5. Análisis de pruebas de presión. Dentro del campo de la caracterización de yacimientos se encuentra el análisis de pruebas de presión o en inglés que significan *Pressure Transient analysis (PTA),* las cuales brindan al final de su estudio como parámetro principal la permeabilidad, daño a la formación, presión inicial de yacimiento, etc. Las pruebas de presión son: prueba de declinación de presión *(Drawdown Test*), prueba de ascenso de presión (*Pressure Buildup*), prueba de inyección *(Injection Test),* prueba de caída de presión *(Fallof Test),* prueba de interferencia *(Interference Test), Drill Steam Test (DST);* en el presente estudio nos enfocamos en la prueba PBU.

3.2.5.1 *Pressure Build Up (PBU).* La prueba PBU se caracteriza por una producción a tasa constante antes del cierre en la prueba, el tiempo de producción constante se denomina tp, una vez se cierra el pozo, el tiempo al cual se va haciendo cada medición de presión, se denomina Δt. Cabe tener en cuenta que, durante estas pruebas, se manejan tres tiempos o tres regiones de tiempo los cuales son tiempo temprano, tiempo medio y tiempo tardío.

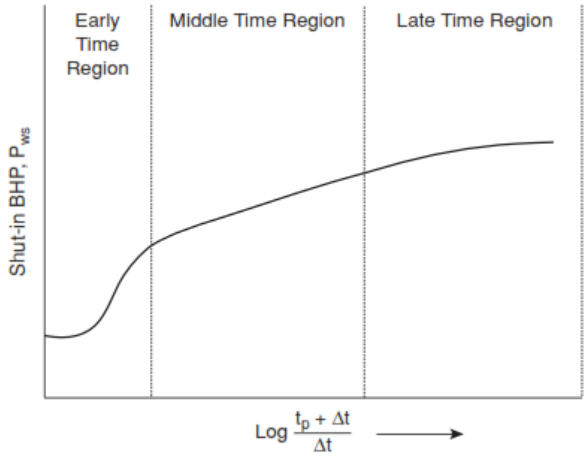


Figura 9. Regiones prueba de ascenso de presión PBU. Adaptado de Horne, Roland (1990).

ETR (Early Time Region): En esta región los resultados de la prueba son afectados por la zona alterada cercana a la cara de pozo, en esta región es bueno calcular el *wellbore storage coefficient* y factor skin.

MTR (Middle Time Region): Seguida después de la zona ETR y es aquí donde la onda de presión alcanza ya la zona que no ha sido alterada la cual contiene la permeabilidad de la formación. La pendiente de una línea recta en una gráfica semi-log (gráfico de Horner) permite estimar la permeabilidad, factor skin y presión promedio del yacimiento.

LTR (Late Time Region): Aquí se observa cómo se ve afectado el resultado de la prueba debido a los límites del yacimiento y heterogeneidades del mismo, como lo es una falla. La información de la LTR permite calcular el volumen de drenaje del pozo.

3.3. Análisis Estructural o de Continuidad Espacial de la Información

3.3.1. Variograma. Es una herramienta que permite cuantificar las disconformidades de una propiedad en una región del espacio, esto a su vez permite obtener un variograma experimental que refleja la distancia máxima y la forma en que un punto tiene influencia sobre otro punto a diferentes distancias.

Una función estadística de dos puntos que describe el incremento de las diferencias o la disminución de la correlación, o la continuidad, entre los valores muestrales a medida que aumenta la separación entre éstos. El término variograma se utiliza a veces de manera incorrecta en lugar de semivariograma. Ambos difieren únicamente en que el semivariograma utiliza cada par de elementos de datos solamente una vez, en tanto que el variograma emplea todos los pares de datos posibles. Los semivariogramas se utilizan generalmente en lugar de los variogramas, pero se reconoce que las direcciones de vectores opuestos (por ejemplo, norte y sur) representan lo mismo y poseen idénticos rangos, umbrales, puntos de efecto pepita, etc. (Schlumberger, 2018)

Los variogramas teóricos están dados por la siguiente ecuación. (20)

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} E[Z(x) - Z(x+h)]^2 \quad (20)$$

Los variogramas experimentales están dados por el siguiente modelo matemático (21)

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(k)} [k(r_i) - k(r_i + h)]^2 \quad (21)$$

Donde:

h: Distancia o lag.

k(ri): Permeabilidad a distancia ri del pozo.

k(ri+h): Permeabilidad a distancia ri+h del pozo.

N(h): Número de parejas contributivas a la semi-varianza a una distancia h.

$\gamma(h)$: Semi-varianza a una distancia h

3.3.2. Variograma de composición. El proceso para conseguir un variograma de composición consta de reunir semi varianzas estimadas a partir de una distancia dada de un testeo de pozo individual y calcular un valor de semi varianza a esa distancia, a su vez, se repite ese cálculo para todos los lags de interés, esto se conoce como un cálculo ponderado de semi varianzas. Semi varianzas individuales de diferentes pruebas son ponderadas por el número de parejas de datos en los variogramas individuales, para calcular una semi varianza a esa distancia. El número de parejas de datos en el cálculo de la semi varianza de composición de cualquier distancia es la suma total de todas las parejas de las pruebas individuales. (Yadavalli, 1995)

3.3.3. Variograma promedio. Implica calcular variogramas individuales de diferentes pruebas y tomar un promedio aritmético de todos los variogramas. (Yadavalli, 1995)

3.3.4. Heterogeneidad y Anisotropía

3.3.4.1. *Heterogeneidad.* Schlumberger define como cualidad de variación en las propiedades de las rocas de acuerdo con la ubicación en un yacimiento o formación.

3.3.4.2. *Anisotropía.* Variación predecible de una propiedad de un material con la dirección en la que se mide, lo cual puede producirse en todas las escalas. (Schlumberger, 2018)

3.4. Malla Numérica

Son líneas abstractas que se trazan sobre el dominio de la función a resolver (yacimiento) para subdividir el espacio en puntos discretos sobre los cuales se va a obtener la solución. El sistema de enmallado determina la forma de las condiciones de frontera. (Escobar y Sepulveda)

3.4.1. Malla de nodos distribuidos (Cartesiana) o *corner point.* Dado un yacimiento de longitud, L, y área seccional A uniforme, se puede construir una malla uniforme de M puntos colocando el primer punto en x = 0 y el último punto en x = L respectivamente, y distribuyendo el resto de los puntos uniformemente entre ellos. Ver Figura 10. Para determinar el volumen de los bloques asociados con la malla, se colocan las fronteras del bloque en la mitad de los dos nodos. De modo que esto se expresa matemáticamente por medio de la ecuación (22)

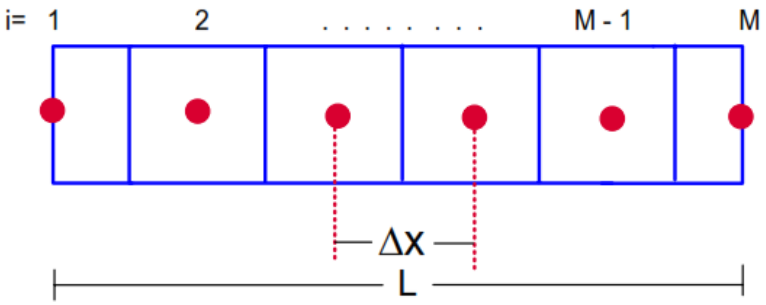


Figura 10. Malla de nodos distribuidos. Adaptado de Escobar F. H. y Sepulveda J. A. Simulación de yacimientos: principios, conceptos y construcción de mallas.

$$\Delta X = \frac{L}{M-1} \qquad (22)$$

La malla *corner point* se representaría de la siguiente forma, Figura 11:

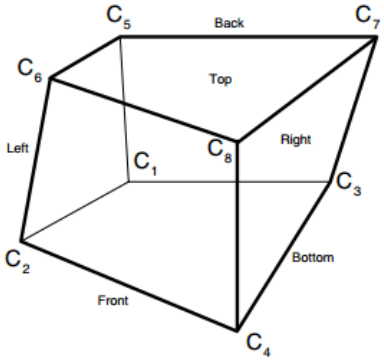


Figura 11. Malla corner point. Adaptado de (Sammon, 2000). Calculation of Convective and Dispersive Flows for Complex Corner Point Grids.

Este tipo de malla garantiza que las propiedades que describen los volúmenes definidos, no se vean afectados por la forma que tengan la celda. (Sammon, 2000)

3.4.2. Malla de bloques centrados (Cartesiana). También se puede dividir la longitud del yacimiento, L, en M bloques iguales (uniformes) como se muestra en la Figura 12. Los bloques son más pequeños para este caso que para el caso de nodos distribuidos.

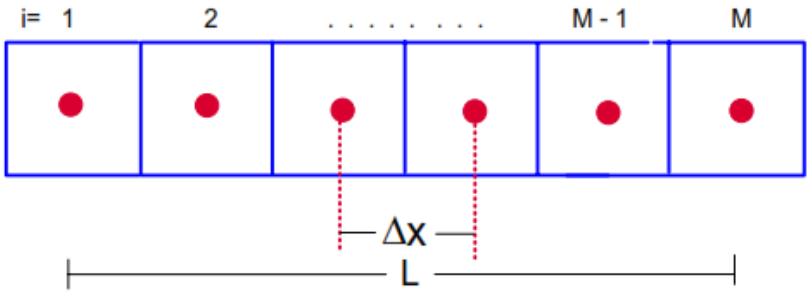


Figura 12. Malla de bloques centrados. Adaptado de Escobar F. H. y Sepulveda J. A. Simulación de yacimientos: principios, conceptos y construcción de mallas

Por lo tanto, no hay puntos en las fronteras. Este método ha sido usado extensivamente en la industria petrolera.

3.4.3. Malla Non-Orthogonal Corner Point. Al usar este tipo de mallas, los valores x, y usados para cada bloque son asignados independientemente del tope y espesor del reservorio. Los valores de z son interpolados de un mapa de contorno en cada coordenada x, y. Por lo tanto, la estructura se define comenzando con un plano el cual se comienza a rodear el mapa y los valores de tope y base se definen en un paso posterior. Este tipo de grilla es muy útil cuando se cuenta con mapas de contorno, como lo es un mapa de topes y bases (CMG, s.f).

3.5. Modelado de propiedades petrofísicas

Para establecer un modelo petrofísico en un yacimiento se requiere transitar por dos etapas. En la primera etapa, conocida como evaluación petrofísica, a partir de mediciones en núcleos y de registros geofísicos, se aplican diversos procedimientos de interpretación y estimación de las propiedades petrofísicas: porosidad (ϕ), saturación de agua (Sw) y permeabilidad (K). El resultado de esta etapa es un modelo petrofísico a escala de pozo.

Mientras que en la segunda etapa se emplean un número de técnicas, principalmente geoestadísticas, que integran de manera sistemática el modelo geológico, la petrofísica previamente obtenida a escala de pozo y la sísmica con el fin de derivar modelos en dos y tres dimensiones de distribuciones de las propiedades petrofísicas de manera que describan correctamente su variabilidad espacial a escala de yacimiento. (Jimenes, 2005)

3.5.1. Análisis Geoestadístico

3.5.1.1. ***Kriging.*** Es un método de interpolación geoestadístico, funciona por medio de relaciones estadísticas entre los puntos medidos.

Kriging presupone que la distancia o la dirección entre los puntos de muestra reflejan una correlación espacial que puede utilizarse para explicar la variación en la superficie. La herramienta Kriging ajusta una función matemática a una cantidad especificada de puntos o a todos los puntos dentro de un radio específico para determinar el valor de salida para cada ubicación. Kriging es un proceso que tiene varios pasos, entre los que se incluyen, el análisis estadístico exploratorio de los datos, el modelado de variogramas, la creación de la superficie y (opcionalmente) la exploración de la superficie de varianza. Este método es más adecuado cuando se sabe que hay una influencia direccional o de la distancia correlacionada espacialmente en los datos. (ArcGIS, 2018)

Donde:

$Z(si)$ = el valor medido en la ubicación i.

λi = una ponderación desconocida para el valor medido en la ubicación i.

So = la ubicación de la predicción.

N = cantidad de valores medidos.

$$\hat{Z}(S_o) = \sum_{i=1}^{N} \lambda_i Z(S_i) \qquad (23)$$

3.5.1.2. *Simulación secuencial Gaussiana.* Un procedimiento para estimar las características de los yacimientos entre los puntos de medición. En base a la idea de iterar a partir de una primera hipótesis y de refinar a través de la reducción de errores, el procedimiento generalmente convierte el modelo a la normalidad, simulando la transformada de distribución normal y procediendo luego a la retro-transformación a la variable original de interés. (Schlumberger, 2018)

4. Marco metodológico

4.1. Recopilación de la información e inventario

La información disponible consta de una base de datos de petrofísica, yacimientos y producción. La Tabla 1 muestra al detalle la base de datos disponible. Aunque Campo Escuela Colorado cuenta con un modelo simulación y un modelo geológico, el estudio se realizó empleando el modelo de simulación descrito en el informe (Pachano K., 2008), ya que el modelo se elaboró con un total de 3600 celdas, siendo esto importante para el tiempo y capacidad de computo.

Tabla 1. Descripción información Campo Escuela Colorado.

ITEM	DESCRIPCIÓN		Cantidad
Base de datos	Contiene información de los estados mecánicos, pruebas durante y después de la perforación, como también pruebas de producción. (pozos)		75
Petrofísica	Registros de pozos (.LAS)		68
	Core data	Formación Mugrosa (pozos)	8
		Formación Esmeralda (pozos)	4
	Topes de las formaciones (Excel)		1
	Mapa de porosidad (.bna)		4
	Mapa saturación de agua (.bna)		4
	Mapa de topes (.bna)		4
Yacimiento	Modelos	Sedimentológicos	1
		Estructural	1
		Simulación	1
		Geológico	1
	Pruebas de presión	Formación Mugrosa (pozos)	9
		Formación Esmeralda (pozos)	1
	Resúmenes de pozos, hace referencia a datos de fondo de pozo, perforados y trabajos realizados en estos. (Word)		75
	Mapas para la formación Mugrosa (imágenes)	Estructural	4
		Isópacos	4
		API	4
Producción	Graficas de producción		60
	Base de datos OFM		1

Para las pruebas de presión disponibles, se tuvo que realizar el trabajo de digitalizarlas, ya que estas se encontraban como una imagen, el mismo trabajo se llevó a cabo para los registros pozos

siendo esto realizado por el ICP. Se aclara que los topes y bases utilizados para las formaciones, fueron los evidenciados en el archivo Excel que se encuentra en la base de datos de petrofísica de Campo Escuela Colorado.

4.2. Análisis, manejo de la data de yacimiento y pruebas de presión.

4.2.1. Pruebas de presión. La estimación de la permeabilidad se llevó a cabo por el uso de las pruebas de restauración de presión (PBU por sus siglas en inglés que significan *Pressure Build Up),* con el fin de obtener un valor promedio en la zona de estudio, para el presente caso, las zonas B y C de la formación Mugrosa.

Como se muestra en la Tabla 1, se contó con diez pozos disponibles, la Tabla 2 enseña los pozos que tienen disponible la información de PBU como también el bloque en el cual se ubican estos.

Tabla 2. Pozo con pruebas PBU.

POZO	ZONA DE ESTUDIO	BLOQUE
C-11	C	III
C-12	E	III
C-28	C	II
C-30	B	IV
C-33	C	IV
C-36	C	VI
C-40	C	V
C-43	B	V
C-49	C	VI
C-52	C	III
C-53	C	III

De los pozos mostrados en la Tabla 2, se seleccionaron aquellos que tuvieran la información que se requiere para estimar la permeabilidad horizontal por el método de Horner, la cual está

regida por el siguiente modelo matemático, ecuación (24). Los pozos seleccionados se muestran en la Tabla 3.

$$k = 162.6\frac{qB_o\mu_o}{mh} \qquad (24)$$

Donde:

q: tasa de producción constante antes del cierre, bbl/d.

Bo: factor volumétrico del aceite, STB/bbl.

μ_o: viscosidad del crudo, cP.

m: pendiente de la gráfica de Horner, presión/ciclo.

k: permeabilidad de la formación, mD.

Tabla 3. Pozos seleccionados para la estimación de permeabilidad horizontal.

POZO	ZONA DE ESTUDIO	BLOQUE
C-11	C	III
C-28	C	II
C-30	B	IV
C-33	C	IV
C-36	C	VI
C-40	C	V
C-43	B	V
C-49	C	VI

Como ejemplo, tenemos el pozo C-49, primero se detalló el historial del pozo si había tenido un trabajo de estimulación y la información necesaria para el cálculo de la permeabilidad horizontal como también los intervalos que se probaron, estos datos se muestran a continuación.

Tabla 4. Datos pozo C-49.

DATOS	VALOR
Porosidad, v/v.	0,1494
Espesor o *pay zone*, ft.	125
Factor de compresibilidad, bbl/STB	3E-6
Viscosidad, cP.	4
Factor de compresibilidad total, psi^{-1}	4.167
Radio del pozo, ft	0.25
Tiempo de producción, hr	72

Este trabajo se realizó con ayuda del software *Saphir* de la compañía Kappa™. Por medio de la gráfica Pws vs $\log(\frac{tp+\Delta t}{\Delta t})$ (tiempo de Horner), se obtiene el valor de la pendiente y se estima la permeabilidad como se muestra a continuación:

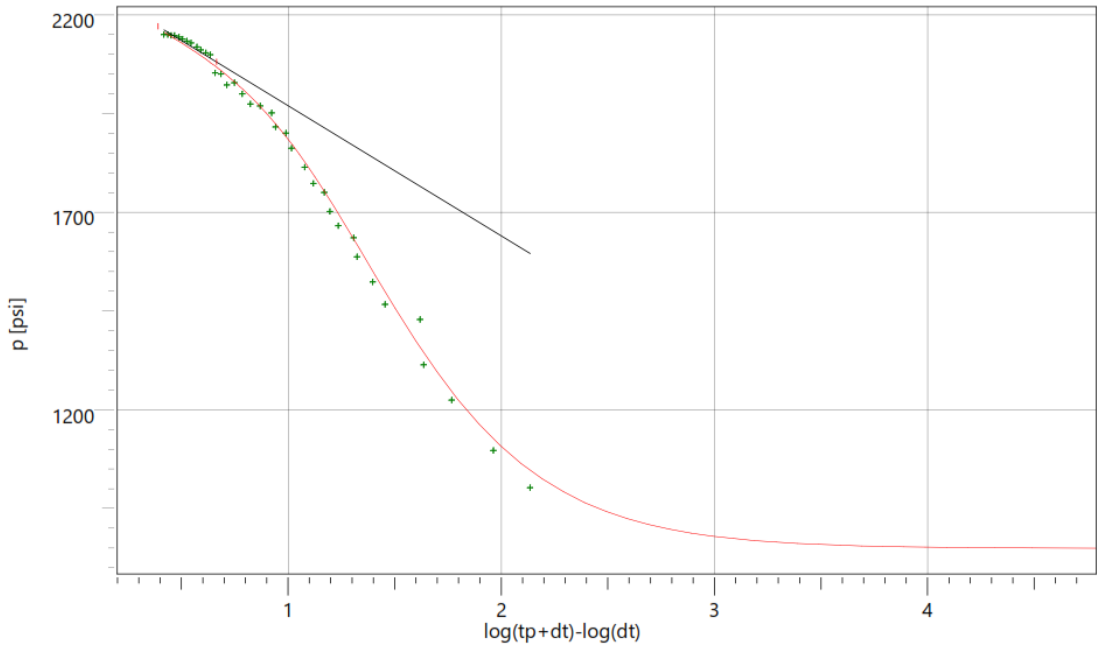


Figura 13. Gráfico de Horner pozo C-49.

Para este caso, se trazó la línea de la pendiente (m), el valor de la permeabilidad horizontal obtenido fue de 4.09 mD. Los resultados obtenidos para los pozos seleccionados se muestran en la Tabla 5 y el Apéndice A. Estos serán comparados con los registros sintéticos de permeabilidad.

Tabla 5. Resultados del análisis de las pruebas PBU.

POZO	K (mD)	s	FECHA	Pi (psia)	Φ (%)	h (ft)
C-11	5.13	5	04/1946	2278.7	20.53	295
C-28	4.88	1.6	04/1974	1261.9	17.29	213
C-30	25.6	-5.68	29/12/1960	825.63	12.54	60
C-33	24.9	3.3	10/1959	1504.3	16.94	76
C-36	1.03	0.46	05/05/1958	2118.1	12	55
C-40	18.5	0	03/1958	1760.8	15.41	163
C-43	73.7	-1.3	10/10/1960	469.9	12	36
C-49	4.09	-1.9	03/1960	2269.7	14.94	125

4.2.2. Uso de los datos de núcleos o *core data.* Los valores experimentales de porosidad y permeabilidad, relacionados a las pruebas de laboratorio, se obtuvieron de los siguientes pozos, donde se extrajeron corazones de la formación Mugrosa.

Tabla 6. Pozos con información de core data para la formación Mugrosa.

POZO	ZONA
C-03	C y D
C-09	B y C
C-11	B
C-19	B
C-24	B y C
C-25	B
C-27	B y C
C-30	D
C-35	D
C-53	C
C-60	D

Para el cálculo de la permeabilidad, se emplearon los datos de la Tabla 6, estos se depuraron, eliminando puntos por fuera del rango y se han correlacionado (Figura 14), determinándose la siguiente ecuación para la permeabilidad, ecuación (25), la cual describe el modelo de permeabilidad.

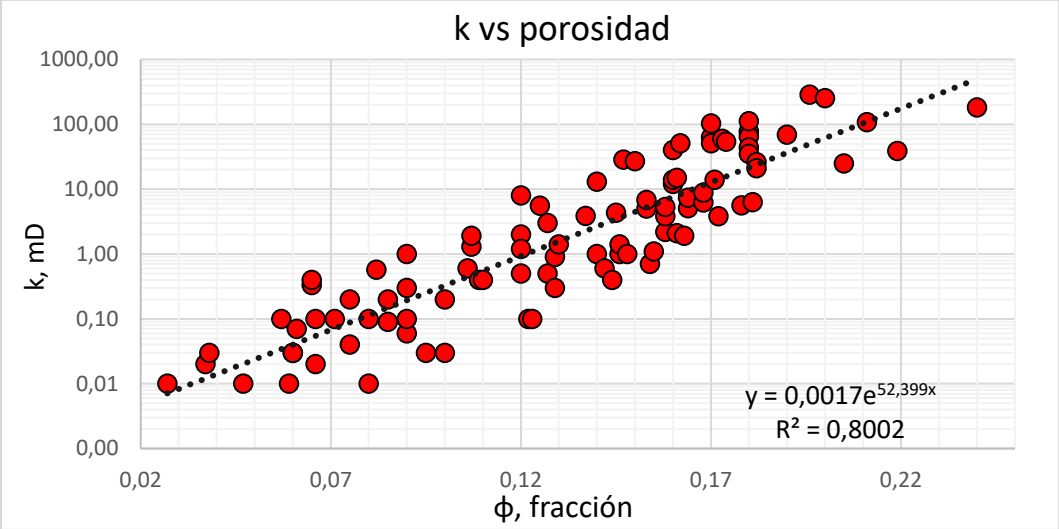


Figura 14. Correlación modelo de permeabilidad

$$k = 0{,}0017e^{52{,}399\emptyset} \qquad (25)$$

Donde:

k: permeabilidad, mD.

ϕ: porosidad, fracción.

El coeficiente de determinación (R^2), indica que para este caso el 80.02% de la variabilidad de la permeabilidad a su promedio es explicado por el modelo de regresión, como también que el R^2 es cercano a 1 (ajuste perfecto), siendo así, que la permeabilidad está representada por la ecuación (25) al ser el R^2 cercano a 1. Este modelo será empleado para generar la curva de permeabilidad sintética.

4.2.3. Registros de pozos, *well logs.* El desarrollo de los registros sintéticos de porosidad y permeabilidad se llevó a cabo seleccionando los pozos que tuvieran en su archivo .LAS, las curvas MNOR (micro-normal) y MINV (micro-inverso), esto ante la carencia de un registro de porosidad ya sea neutrón, sónico o densidad (Base de datos Campo Escuela Colorado). Basados en el criterio de que los pozos tuvieran disponible las dos curvas (MNOR, MINV) y que la profundad medida llegara hasta la base de la formación Mugrosa (Información topes y bases de los pozos), se seleccionaron los siguientes pozos:

Tabla 7. Pozos con curvas MNOR y MINV.

POZOS									
C-03	C-09	C-11	C-18	C-19	C-22	C-24	C-25	C-26	C-27
C-29	C-30	C-31	C-32	C-33	C-34	C-35	C-36	C-37	C-39
C-40	C-42	C-43	C-44	C-45	C-47	C-48	C-49	C-51	C-53
C-55	C-56	C-57	C-58	C-59	C-61	C-63	C-65	C-68	-

La metodología se presenta de la siguiente manera:

1) Estimación del gradiente de temperatura, los archivos .LAS de los pozos C-02, C-24, C-34, C-35, C-36 y C-38 contienen una curva de temperatura con la cual se graficó y se determinó una correlación que determinara la temperatura para cada pie de formación. La ecuación (26) describe la correlación de la Figura 15

$$TEMP = 0.0113 * PROF + 95.419 \quad (26)$$

Donde:

TEMP: temperatura, °F.

PROF: profundidad, ft.

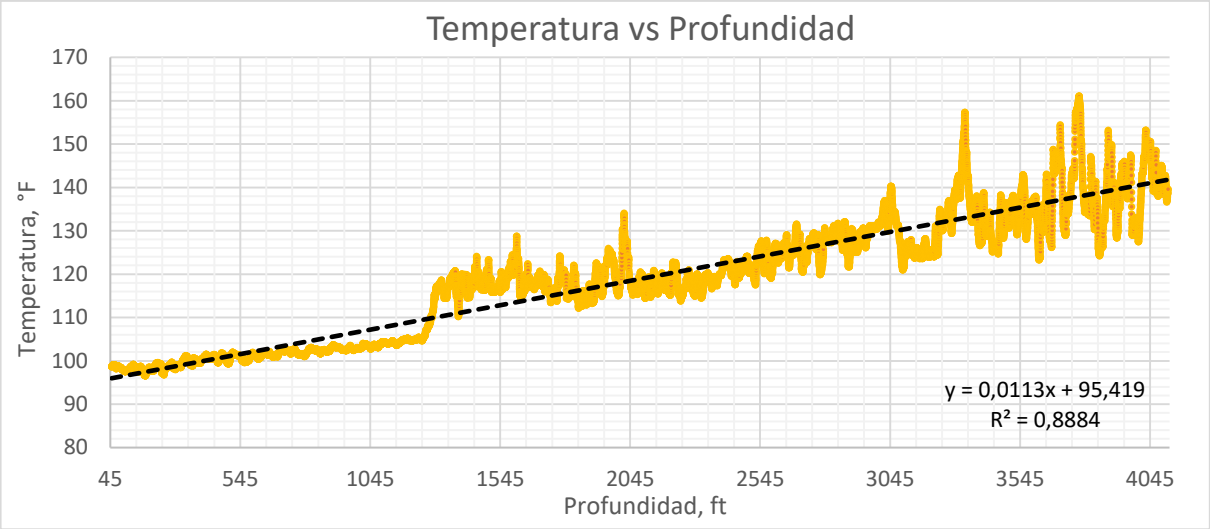


Figura 15. Correlación temperatura vs profundidad.

Una vez determinada la temperatura a cada pie medido, se calcula en función de la temperatura el valor de la resistividad del lodo Rm, por sus siglas en inglés que significa *Resistivity of Mud*, por medio de la ecuación (27) (*Schlumberger*, 2009)

$$R_2 = R_1 \left[\frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77}\right] \qquad (27)$$

Donde:

R_1: Resistividad inicial a la temperatura T_1, ohm*m.

T_1: Temperatura a la que está R_1, °F.

R_2: Resistividad final a la temperatura T_2, ohm*m.

T_2: Temperatura a la cual se desea el valor de la resistividad R_2, °F.

2) La estimación del filtrado de lodo Rmf, que significa *Resistivity of Mud Filtrate* por sus siglas en inglés, se determina de acuerdo con el valor de la resistividad del lodo a la temperatura de 75 °F, y así seleccionar la ecuación que cumpla su condición.

Si Rm a 75 °F está entre [0.1 – 2 ohm*m], (Lowe & Dunlap, 1986):

$$log\left(\frac{R_{mf}}{R_m}\right) = 0.396 - 0.0475 * \rho_m \qquad (28)$$

Si Rm a 75 °F está entre [0.1 – 10 ohm*m], (Overton & Lipson, 1958):

$$R_{mf} = K_m * (R_m)^{1.07} \qquad (29)$$

Donde:

ρ_m: densidad del lodo, ppg.

R_m: resistividad del lodo, ohm*m.

R_{mf}: resistividad del filtrado de lodo, ohm*m.

K_m: constante de acuerdo con la densidad del lodo, fracción.

Es importante recalcar que mientras se cumpla la condición de los valores de la resistividad de lodo, se prioriza el uso de la ecuación (28), ya que esta presenta menos desviación a comparación con la ecuación (29) (Lowe & Dunlap, 1986).

Una vez escogida la ecuación, se estima un valor de la resistividad del lodo para cada pie medido y este ya estaría en función de la temperatura, ya que la curva Rmf está en función de la curva Rm.

3) El cálculo de la curva de porosidad se realiza teniendo previamente las curva Rmf, MNOR Y MINV, esta dos últimas se requieren ya que cuando se presenta una deflexión positiva en la

cual la curva MNOR > MINV indicando que la zona es permeable (Bassiouni, 1994) y por tanto cumpliendo el condicional de la ecuación (30) (Crain E., 1978)

$$\emptyset = 0.614 * \frac{(Rmf@FT * Km)^{0.61}}{R2^{0.75}} \qquad (30)$$

Donde:

ϕ: Porosidad, fracción.

Rmf: Resistividad del filtrado de lodo a temperatura de formación, ohm*m.

Km: Factor de corrección en función de la densidad de lodo (ppg).

$R2$: Resistividad de la curva MNOR (R_{2in}), ohm*m.

$R1$: Resistividad de la curva MINV ($R_{1inx1in}$), ohm*m.

Tabla 8. Valores de Km en función de la densidad de lodo.

Densidad de lodo Ppg	**Densidad de lodo Kg/m^3**	**Km**
10	1200	0.847
11	1320	0.708
12	1440	0.584
13	1560	0.488
14	1680	0.412
16	1920	0.38
18	2160	0.35

Para los pozos en los que se estimó la curva de porosidad sintética, no se realizó el cálculo del volumen de arcilla (Vsh), ya que, la porosidad calculada representa la porosidad efectiva, de acuerdo con Crain E., 1978, rara vez hay una separación positiva entre los registros micro-normal y micro-inverso en arenas arcillosas y no suelen causar problema.

En resumen, la metodología empleada para la obtención de la curva de porosidad sintética se muestra en la Figura 16.

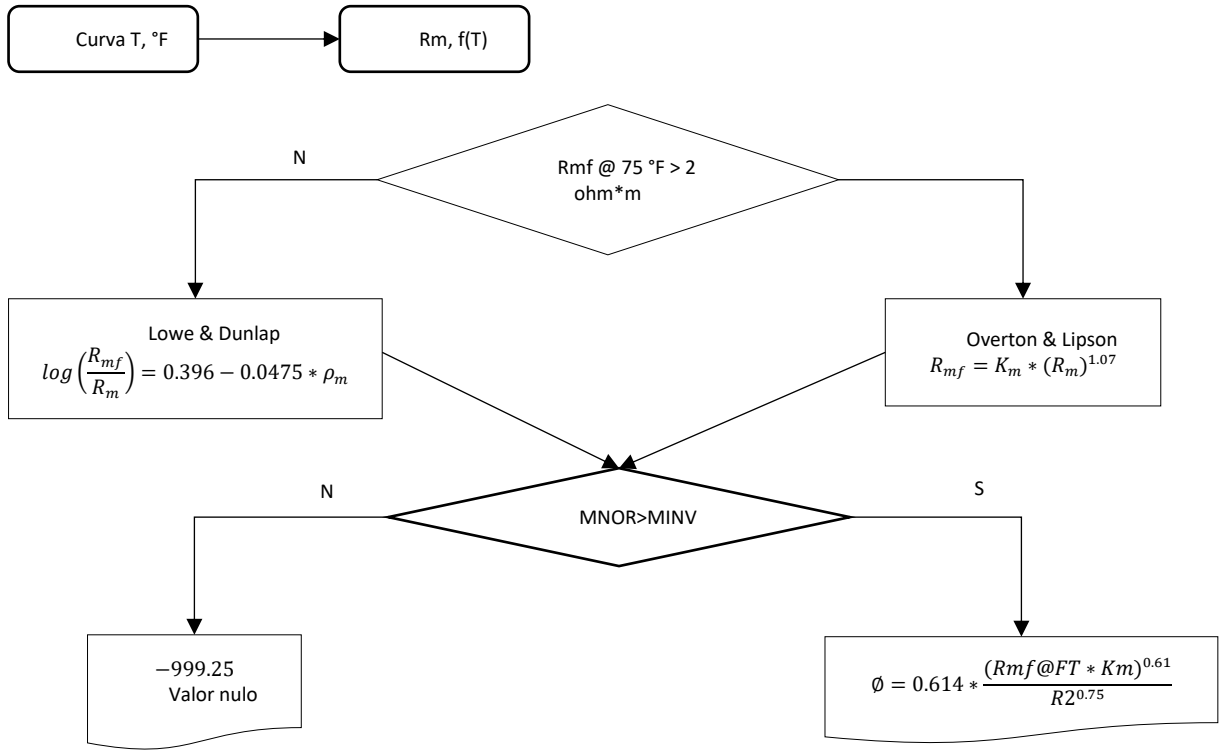


Figura 16. Metodología cálculo de la porosidad.

Este proceso se aplicó para todos los pozos, obteniéndose una curva de porosidad sintética para los pozos seleccionados.

4) La estimación de la curva de permeabilidad se dio por medio del uso de la ecuación (25), donde la Figura 17 muestra los resultados obtenidos.

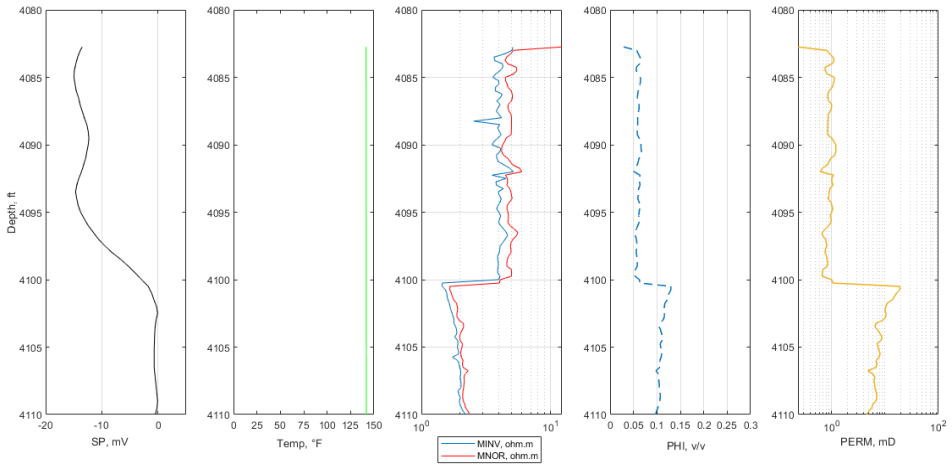


Figura 17. Curvas generadas para la obtención de la porosidad (azul) y la permeabilidad (amarillo), pozo C-49.

4.3. Integración de la información trabajada y comparación con estudios previos

Previo a este proyecto, hay un trabajo que data del 2003 (Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, Ecopetrol), en el cual también se desarrollaron curvas de permeabilidad y porosidad, por lo tanto, este estudio sirve para realizar una comparación del modelo de permeabilidad y porosidad del presente estudio. Las curvas generadas por la investigación del 2003 y las actuales se presentan a continuación en la siguiente tabla.

Tabla 9. Registros generados Informe Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, Ecopetrol, 2003 y curvas realizadas por los autores del presente proyecto

CURVA	PROPIEDAD	AÑO	
PHIER	POROSIDAD	2003	Ecopetrol
KLOG	PERMEABILIDAD	2003	
SW	SATURACION DE AGUA	2003	
PHI	POROSIDAD	2018	Proyecto Actual
PERM	PERMEABILIDAD	2018	

La integración de los resultados se realizó comparando los datos de los registros con los datos de las pruebas de presión PBU y los datos de núcleos con los registros, la Tabla 10 y la Tabla 11 muestran los pozos que contienen información de núcleos – registros y pruebas de presión – registros respectivamente.

Tabla 10. Comparación con datos de presión.

PRUEBAS PBU			
POZO	ZONA DE ESTUDIO	*WELL LOGS*	
C-11	C		
C-28	C		
C-30	B	PERM	KLOG
C-33	C	PERM	KLOG
C-36	C	PERM	KLOG
C-40	C	PERM	KLOG
C-43	B	PERM	KLOG
C-49	C	PERM	KLOG

Tabla 11. Comparación con datos de núcleos.

CORE DATA		
POZO	ZONA	WELL LOGS
C-03	C y D	
C-09	B y C	
C-11	B	
C-19	B	
C-24	B y C	
C-25	B	
C-27	B y C	
C-53	C	X

4.3.1. Comparación resultados pruebas de presión PBU y registro de pozos. Se precisa que el valor de la permeabilidad, resultado de una prueba de presión (PBU), es la permeabilidad efectiva promedio de la formación excluyendo la región de la cara de pozo, y así una medida de la capacidad inherente de la formación sin daño para transportar fluidos. (Perrine, 1956)

Por lo tanto, para comparar los resultados de las pruebas de presión, se estimaron los tres tipos de promedio de permeabilidad en donde cada uno describe un tipo de flujo en el yacimiento, estos son el promedio aritmético ponderado, armónico y geométrico.

4.3.1.1. *Promedio aritmético ponderado (A).* Definida por la siguiente ecuación.

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_i h_i}{\sum_{i=1}^{n} h_i} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3 + \cdots + k_n h_n}{h_t} \qquad (31)$$

Donde:

k: permeabilidad de la capa i, mD.

h: espesor de la capa i, ft.

h_t: espesor total, ft.

Como el registro tiene un espaciamiento constante de 0.25 ft, los valores de cada de medida de permeabilidad van multiplicado por el espaciamiento y divididos por la suma de los espesores de los intervalos tenidos en cuenta, así por ejemplo para el cálculo de cada uno de los pozos se procedió de la siguiente forma con las curvas PERM y KLOG como lo muestra la ecuación (32) (Paris de Ferrer M., 2009):

$$\bar{k} = \frac{0.25k_1 + 0.25k_2 + 0.25k_3 + \cdots + 0.25k_n}{h_t} \qquad (32)$$

Los resultados obtenidos son:

Tabla 12. Resultados permeabilidad promedio aritmético ponderado.

	Pozos, Permeabilidad Promedio Ponderado.					
	C-30	C-33	C-36	C-40	C-43B	C-49
$\bar{k}_{pondPERM}$ mD	29.67	25.94	1.16	105.71	74.47	4.21
$\bar{k}_{pondKLOG}$ mD	39.34	104.54	0.84	13.89	7.97	32.65
PBU, mD	25.5	24.9	1.04	15.05	73.7	4.09

4.3.1.2. ***Promedio geométrico (G).*** Experimentalmente la mejor manera de representar el comportamiento heterogéneo de una formación es la de considerarla como homogénea y su permeabilidad será representada por el promedio geométrico de las diferentes permeabilidades presentes en la formación (Warren & Price, 1961).

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^{n}[h_i \ln(k_i)]}{\sum_{i=1}^{n} h_i} \qquad (33)$$

Donde:

k_i: permeabilidad de la muestra i, mD.

h_i: espesor de la muestra i, ft.

n: número total de las muestras.

Como los registros tienen el mismo espaciamiento o espesor (0.25 ft), se puede emplear la otra forma del promedio geométrico la cual aplica si los espesores son iguales, ecuación (34) (Paris de Ferrer M., 2009). La Tabla 13 muestra los resultados obtenidos con el promedio geométrico.

$$\bar{k} = (k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot \ldots \cdot k_n)^n \qquad (34)$$

Tabla 13. Resultados permeabilidad promedio geométrico.

	Pozos, Permeabilidad Promedio Geométrico.					
	C-30	C-33	C-36	C-40	C-43B	C-49
$\bar{k}_{geoPERM}$ mD	25.48	25.11	1.07	23.40	73.49	3.77
$\bar{k}_{geoKLOG}$ mD	3.41	13.72	0.49	3.11	2.71	7.30
PBU, mD	26.5	24.9	1.04	15.05	73.7	4.09

4.3.1.3. ***Promedio armónico (h).*** Se emplea cuando las variaciones de permeabilidad ocurren lateralmente en el yacimiento, así como también alrededor de la vecindad del pozo y flujo de fluido a través de los cuerpos con diferentes permeabilidades, representado por la ecuación (35) (Paris de Ferrer M., 2009). Los valores obtenidos por el promedio armónico se muestran en la

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^{n} L}{\sum_{i=1}^{n} (\frac{L}{k})_i} = \frac{L}{(\frac{L}{k})_1 + (\frac{L}{k})_2 + (\frac{L}{k})_3 + \cdots + (\frac{L}{k})_n} \qquad (35)$$

Donde:

k: permeabilidad, mD.

L: longitud del estrato, ft.

Tabla 14. Resultados permeabilidad promedio armónico.

	Pozos, Permeabilidad Promedio Armónico.					
	C-30	C-33	C-36	C-40	C-43B	C-49
$\bar{k}_{armPERM}$ mD	23.22	24.38	1.01	2.29	72.45	3.37
$\bar{k}_{armKLOG}$ mD	0.19	0.30	0.16	0.46	0.192	0.56
PBU, mD	26.5	24.9	1.04	15.05	73.7	4.09

La Tabla 15 muestra los resultados obtenidos por cada tipo de promedio a los pozos de la Tabla 10. Según Corbett et al, 2011, en su presentación exponen como dos pozos en la misma formación y en sus respectivos intervalos productores, tienen el mismo promedio de permeabilidad de los núcleos y misma distribución, pero, la permeabilidad calculada a partir de la prueba de presión es diferente una a la otra, esto debido a que uno de los pozos penetró canales inter-fluviales pequeños y el segundo penetró a través de un valle inciso (AFES seminar, 2011). Con esto se pretende evidenciar la necesidad de realizar el cálculo de los promedios de las permeabilidades, planteado esto, si el resultado de la permeabilidad proveniente de la prueba de presión es similar o está dentro de alguno de los promedios.

Tabla 15. Resultados de los promedios de permeabilidad.

	Pozos, Permeabilidad Promedios.					
	C-30	C-33	C-36	C-40	C-43	C-49
$\bar{k}_{pondPERM}$ mD	29.67	25.94	1.16	105.71	74.47	4.21
$\bar{k}_{geoPERM}$ mD	25.48	25.11	1.07	23.40	73.49	3.77
$\bar{k}_{armPERM}$ mD	23.22	24.38	1.01	2.29	72.45	3.37
$\bar{k}_{pondKLOG}$ mD	39.34	104.54	0.84	13.89	7.97	32.65
$\bar{k}_{geoKLOG}$ mD	3.41	13.72	0.49	3.11	2.71	7.30
$\bar{k}_{armKLOG}$ mD	0.19	0.30	0.16	0.46	0.192	0.56
PBU, mD	25.6	24.9	1.03	18.5	73.7	4.09

El Apéndice B muestra los resultados gráficos de la comparación de los promedios de permeabilidad donde se destaca que la curva de permeabilidad sintética denominada PERM presenta similitud con todos los resultados obtenidos por las pruebas de presión a diferencia de la curva de permeabilidad sintética denominada KLOG. Cómo ejemplo se toma el pozo C-30 donde

la permeabilidad obtenida por la prueba de pozo está dentro de los promedios de la permeabilidad, Figura 18.

Tabla 16.Errores relativos valores de los promedios del registro PERM con las los valores de permeabilidad de las pruebas de presión PBU.

	Promedios		
PBU, mD	**Aritmético, mD**	**Geométrico, mD**	**Armónico, mD**
25.6	29.67	25.48	23.22
Error, %	13.71	0.45	10.26

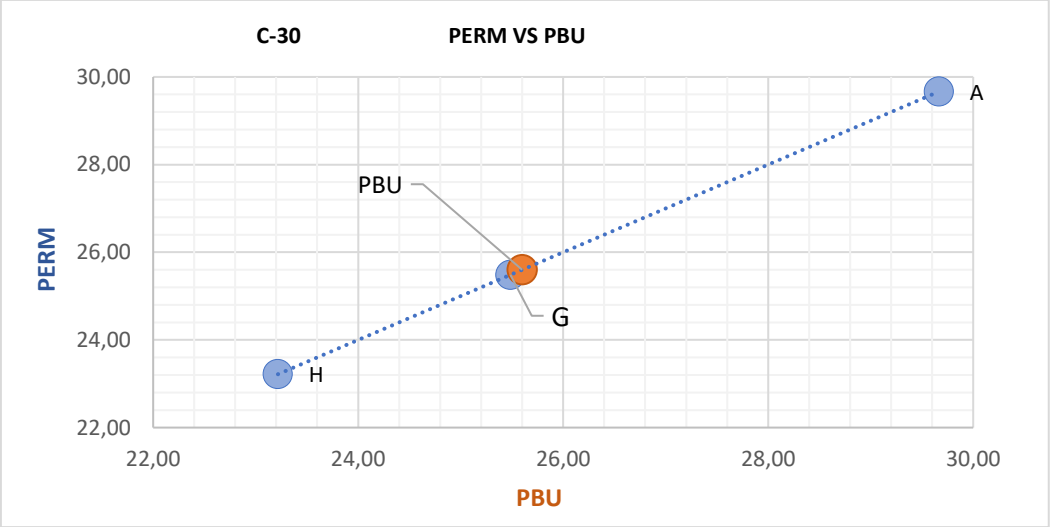


Figura 18. Comparación promedios del registro sintético de permeabilidad con permeabilidad proveniente de la prueba de presión pozo C-30, se observa que el valor de permeabilidad de la prueba PBU está cercano al promedio geométrico de los valores del registro de permeabilidad PERM en los intervalos probados.

4.3.2. Comparación *core data* y registros de pozos. De acuerdo con la Tabla 11, el pozo C-53 es el único con que se puede realizar la validación, esto debido a que los datos medidos en los núcleos se encuentran a las profundidades donde los registros tienen lectura, ya que los datos de *core data* están ubicados en el intervalo 3691 – 3694 ft, como se muestra a continuación en los siguientes gráficos (Figura 20 y Figura 19) junto con los registros sintéticos PHI, PERM, PHIER y KLOG.

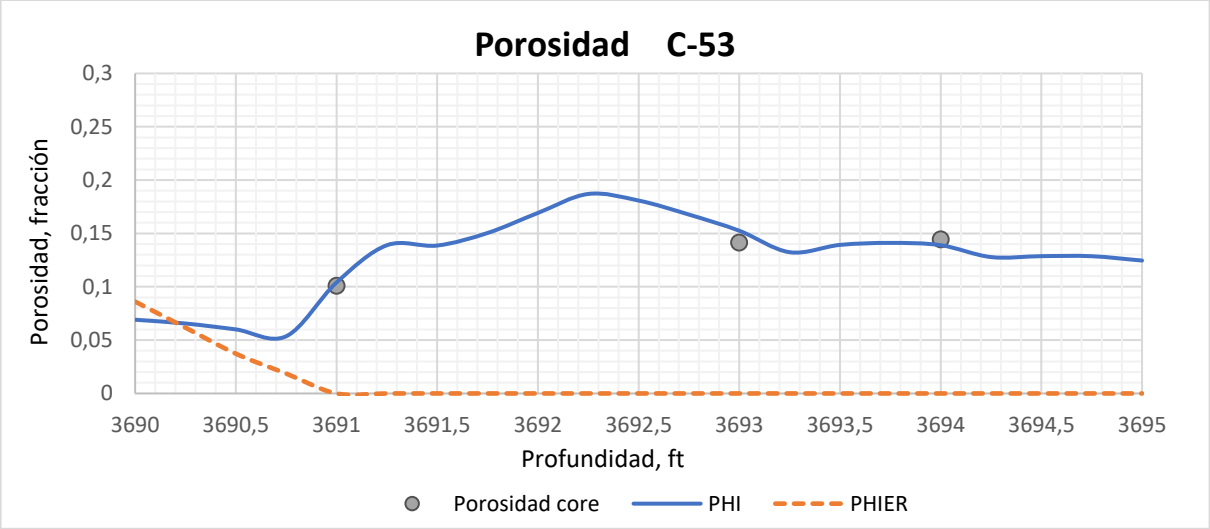


Figura 20. Ajuste curvas de porosidad con datos de núcleo.

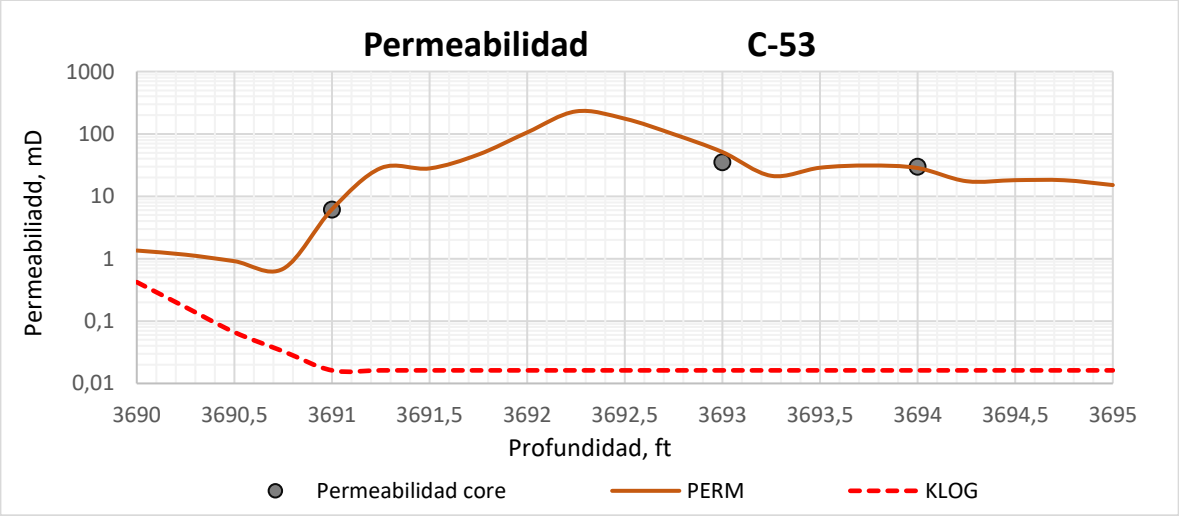


Figura 19. Ajuste curvas de permeabilidad con datos de núcleo.

La Tabla 17 muestra los valores de los errores relativos para cada medida de las curvas PHI, PERM, PHIER y KLOG, estimados por medio de la ecuación (36).

$$E_{relativo}, \% = \left| \frac{Valor_{registro} - Valor_{núcleo}}{Valor_{registro}} \right| * 100 \qquad (36)$$

Tabla 17. Errores relativos medida registro de pozo - core.

PROFUNDIDAD, ft	**Error PHI, %**	**Error PERM, %**	**Error PHIER, %**	**Error KLOG. %**
3691	2.9	0.9	-	37733.3
3693	7.3	31.5	-	216579.0
3694	4.0	5.2	-	184369.1

La curva PHIER no presenta error relativo debido a que, a la profundidad a la que están las mediciones de núcleo, la curva PHIER no posee un valor mayor a cero, como también que la curva KLOG, sus valores para ese intervalo son constantes con un valor de 0.016 y por lo tanto el error relativo es alto.

4.4. Modelo 3D de porosidad y permeabilidad

El modelado 3D de la porosidad y la permeabilidad se realizó a través de 33 pozos (color verde) distribuidos a lo largo de la estructura del Campo Escuela Colorado, como se muestra en la Figura 21 y la implementación del estudio variográfico. El análisis variográfico y los modelos 3D resultantes de este, se cargaron en un modelo de simulación realizado por el área de yacimientos de Campo Escuela Colorado. En el informe *Modelo de simulación Campo Escuela Colorado*, 2008 está descrita la construcción del modelo, el cual solo simula la formación Mugrosa, donde a su vez está conformado por cuatro capas las cuales son: zona B1, B2, C1 y C2, Figura 22.

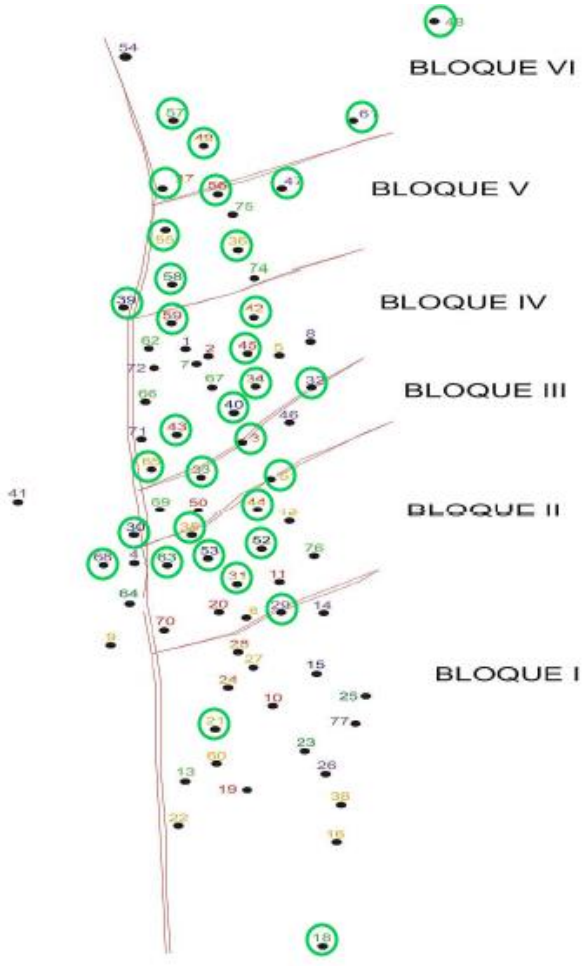


Figura 21. Ubicación pozos para modelado por variografía, (Modificado de Base de Datos Campo Escuela Colorado).

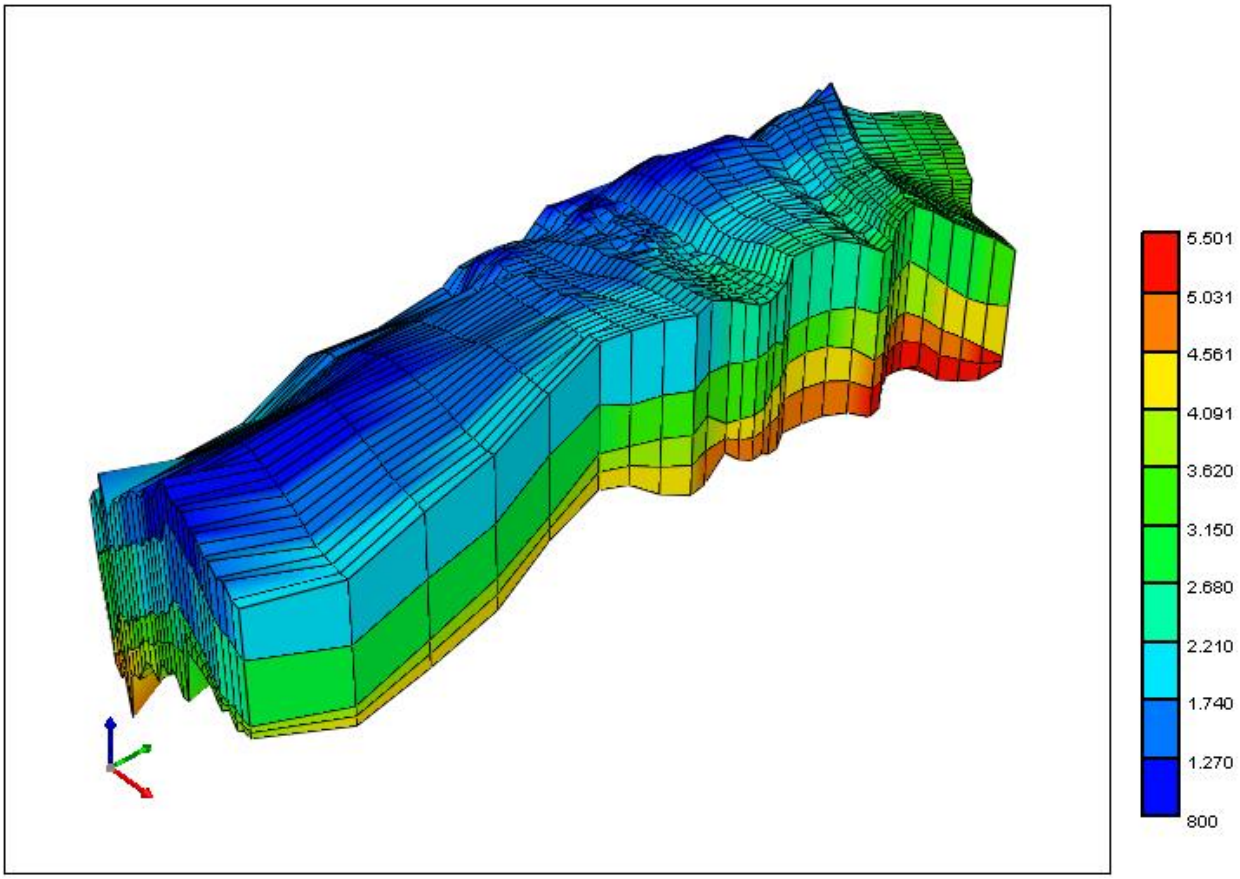
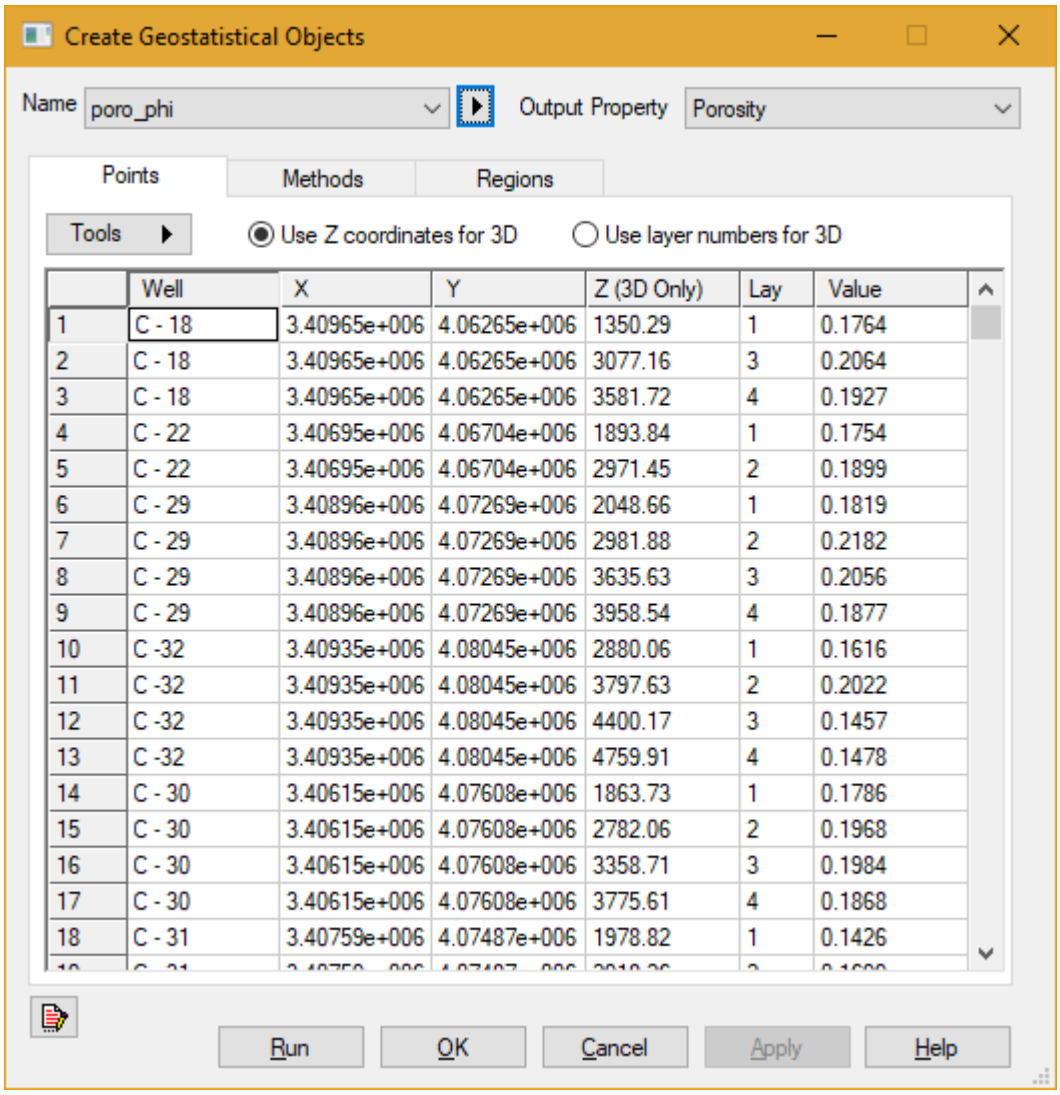


Figura 22. Modelo estructural Campo Escuela Colorado (Pachano K., 2008), muestra tope y base de la formación Mugrosa (ft) como también las fallas que dividen los bloques.

4.4.1. Análisis exploratorio de los datos. Los datos de porosidad y permeabilidad para el desarrollo del variograma se importaron por medio del asistente de geoestadística del simulador CMG™ (Figura 23). Como el registro de porosidad y permeabilidad tiene valores cada 0.25 ft, el simulador los agrupa dentro de la celda de acuerdo con la profundidad y les realiza un promedio simple a todos los valores comprendidos a lo largo de la celda y así asignar un solo valor.



	Well	X	Y	Z (3D Only)	Lay	Value
1	C - 18	3.40965e+006	4.06265e+006	1350.29	1	0.1764
2	C - 18	3.40965e+006	4.06265e+006	3077.16	3	0.2064
3	C - 18	3.40965e+006	4.06265e+006	3581.72	4	0.1927
4	C - 22	3.40695e+006	4.06704e+006	1893.84	1	0.1754
5	C - 22	3.40695e+006	4.06704e+006	2971.45	2	0.1899
6	C - 29	3.40896e+006	4.07269e+006	2048.66	1	0.1819
7	C - 29	3.40896e+006	4.07269e+006	2981.88	2	0.2182
8	C - 29	3.40896e+006	4.07269e+006	3635.63	3	0.2056
9	C - 29	3.40896e+006	4.07269e+006	3958.54	4	0.1877
10	C -32	3.40935e+006	4.08045e+006	2880.06	1	0.1616
11	C -32	3.40935e+006	4.08045e+006	3797.63	2	0.2022
12	C -32	3.40935e+006	4.08045e+006	4400.17	3	0.1457
13	C -32	3.40935e+006	4.08045e+006	4759.91	4	0.1478
14	C - 30	3.40615e+006	4.07608e+006	1863.73	1	0.1786
15	C - 30	3.40615e+006	4.07608e+006	2782.06	2	0.1968
16	C - 30	3.40615e+006	4.07608e+006	3358.71	3	0.1984
17	C - 30	3.40615e+006	4.07608e+006	3775.61	4	0.1868
18	C - 31	3.40759e+006	4.07487e+006	1978.82	1	0.1426

Figura 23. Asignación valores de porosidad para cada celda, el asistente promedia los valores y así asigna un solo valor a la celda.

4.4.1.1. *Estadística de los datos*. Los valores de porosidad y permeabilidad para el desarrollo de los respectivos variogramas, muestran los siguientes tipos de distribución donde se evidencia que la porosidad presenta un comportamiento normal y a la vez un arreglo cola alargada de acuerdo con el gráfico Q-Q (cuantil-cuantil) (Figura 25), enseñando una tendencia representada por la línea y la permeabilidad una distribución tipo cola pesada a la derecha (Figura 24), por lo tanto, su histograma mostró un sesgo a la derecha.

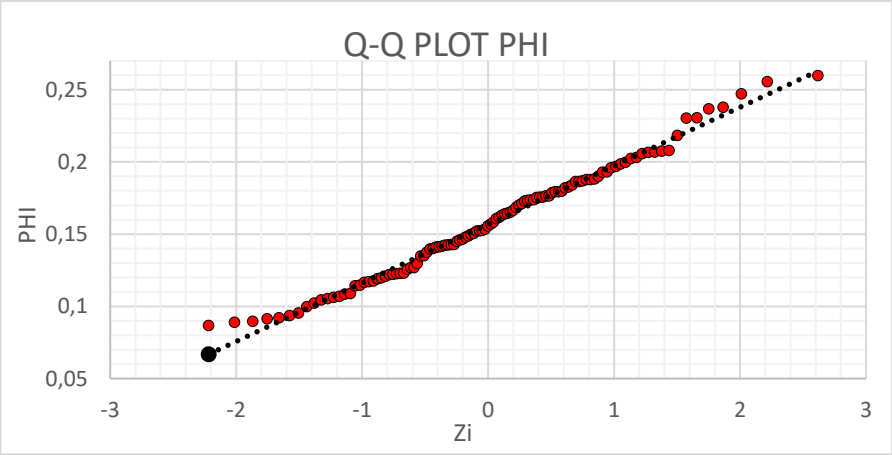


Figura 25. Q-Q plot PHI, se evidencia un comportamiento normal, donde los datos tienden a seguir una tendencia

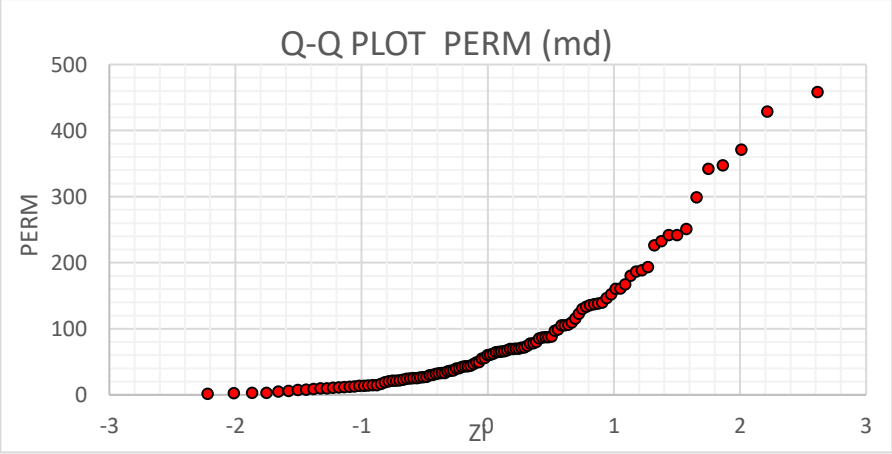


Figura 24. Q-Q plot PERM, los valores de permeabilidad importados presentan una distribución de cola pesada a la derecha.

La distribución en los valores de porosidad los presenta el histograma de PHI (Figura 26), se evidenció que el extremo izquierdo no está definido, también los valores presentan intercalaciones en la frecuencia y se observa dos grupos uno es dominante hacia los valores de 0.16 y el otro al grupo de 0.09 – 0.14, pero aun así hay tendencia hacia la normalidad, haciendo que en el anterior gráfico (Q-Q plot PHI), se muestre una distribución de cola alargada con un comportamiento normal hacia el centro.

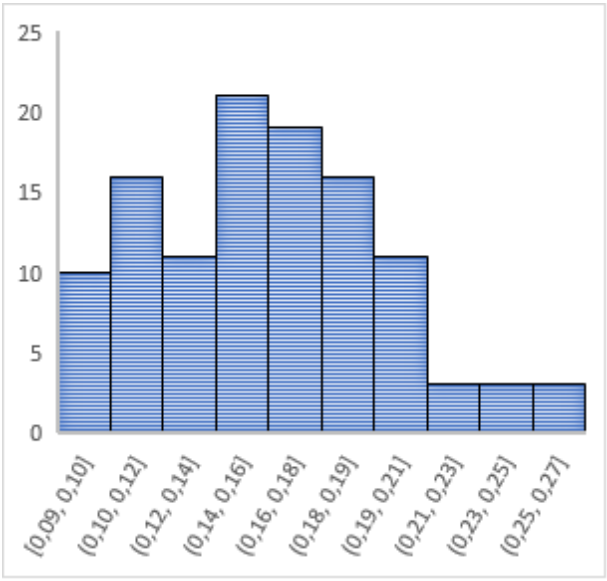


Figura 26. Histograma de PHI, los valores de porosidad tienden a presentar una distribución normal.

El comportamiento de la permeabilidad se expone en el histograma de PERM (Figura 27 (a)), donde se detalló claramente el sesgo a la derecha, ya que la formación presenta valores de permeabilidad no muy altos, ubicándose estos valores entre 1 – 87 mD, esto evidenciado en los resultados obtenidos de las pruebas de presión, donde los valores están desde 4.09 – 73.7 mD. También, en el histograma de log(k), aunque los datos tienden a tener un comportamiento normal.

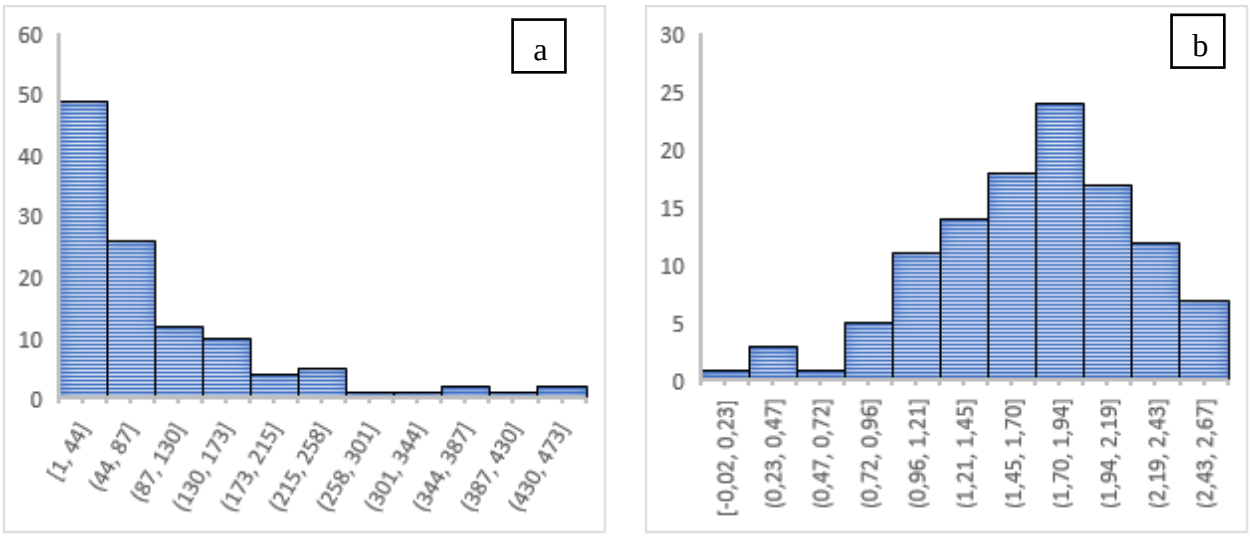


Figura 27. Histograma de PERM (a), sesgo a la derecha debido a la frecuencia de bajos valores de permeabilidad, (b) Histograma de log(PERM), tendencia a una distribución normal pero con un poco de sesgo a la izquierda.

Debido a la importancia que tiene el considerar la heterogeneidad del yacimiento en la permeabilidad, se estimó el coeficiente de variación Dykstra-Parsons para determinar o tener una idea de que tanta heterogeneidad se presenta en la permeabilidad a partir de la información de los núcleos, de acuerdo con el rango del coeficiente de variación que va desde un mínimo de 0 (homogéneo puro) a un máximo de 1.0 (heterogéneo puro). El coeficiente de variación de la permeabilidad se define como:

$$V_{DP} = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} \qquad (37)$$

Donde:

VDP: Coeficiente de variación Dykstra-Parsons.

k50: permeabilidad con una probabilidad de 50% (permeabilidad media).

k84.1: permeabilidad a un 84.1% del valor acumulativo de la muestra

Este coeficiente se determina organizando los datos de permeabilidad de los núcleos de forma descendente, se calcula el porcentaje del número total de muestras con permeabilidades mayores, para cada uno de los datos, representando los valores en un gráfico probabilístico. Finalizado esto, se traza una línea recta que presente el mejor ajuste a los valores y dando prioridad a los datos del centro de la gráfica (Cuevas y Ortiz, 2011). La Figura 28 permite la obtención del coeficiente de variación de acuerdo con la información de los núcleos, donde V_{DP} = 0.93 (k_{50} = 1.66, $k_{84.1}$= 0.108), esto indicando que la formación presenta alto grado de heterogeneidad en la permeabilidad. Explicado esto se hace necesario implementar un variograma anisotrópico.

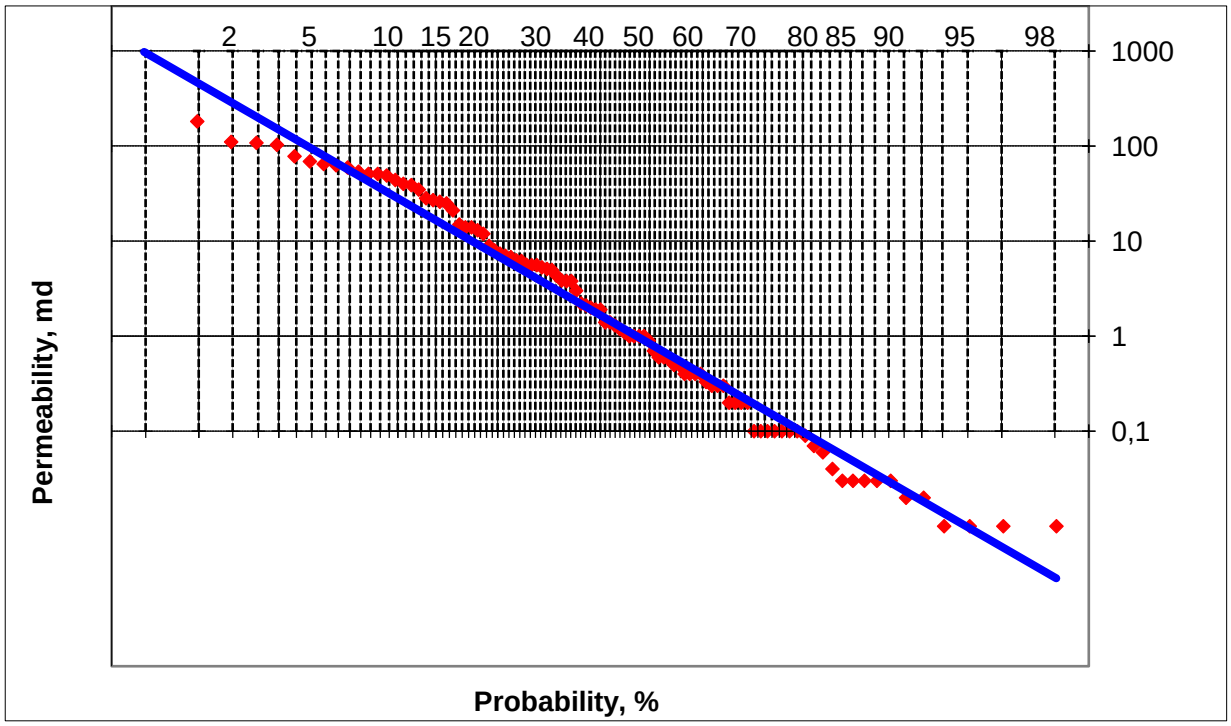


Figura 28. Dykstra Parsons, permeabilidad (mD) vs porcentaje acumulado (>), el coeficiente de variación para la permeabilidad de los core es de 0.96, siendo este valor cercano a 1 indicando un alto grado de heterogeneidad.

4.4.2. Modelamiento geoestadístico. Para el modelado geoestadístico, se realizó el siguiente flujo de trabajo en la construcción del modelo 3D de la porosidad y la permeabilidad, esto consiste en asignarle un valor a las celdas vacías en la malla 3D. Este flujo es de acuerdo con el software empleado (CMG, 2017) por cómo opera y requiere la información, las cuales son descritas a continuación. La Figura 30 expone el flujograma para la construcción del modelo 3D.

El tipo de modelado para el desarrollo del modelo 3D fue la Simulación Geoestadística Gaussiana, según (Deutsch, 2002) la simulación estadística consiste en obtener nuevas realizaciones "artificiales" $Z_S(x)$ del campo aleatorio Z(x) de manera tal que éstas reflejen las mismas propiedades estadísticas que se esperan que posea la función aleatoria Z(x). Por lo general, no conocemos con precisión las propiedades estadísticas de Z(x) y cuando más lo que podemos hacer es inferirlas a través de una sola realización o muestra de la función aleatoria. Lo que se hace es intentar obtener realizaciones simuladas $Z_S(x)$ que sean estadísticamente equivalentes a la muestra que se posee de la función aleatoria.

El objetivo de la simulación es reproducir las propiedades estadísticas de la función aleatoria Z(x). La simulación posee los mismos momentos experimentales (media, covarianza o variograma, así como el histograma) que los valores reales los cuales caracterizan las principales propiedades estadísticas de Z(x). En particular, en las simulaciones condicionadas en cada punto x el valor simulado no es el mejor estimador posible de Z(x). Por el contrario, se puede mostrar que la varianza del error de la estimación de Z(x) mediante simulación condicional es exactamente el doble de la varianza del error usando *kriging* (Jensen et al., 2003)

La Figura 29 muestra los pasos necesarios para realizar la simulación geoestadística Gaussiana y se evidencia la importancia de la normalización de los valores cuando estos presentan algún sesgo en el histograma como la permeabilidad, y la Tabla 18 muestra la diferencia entre el uso de método *Kriging* y el método de simulación:

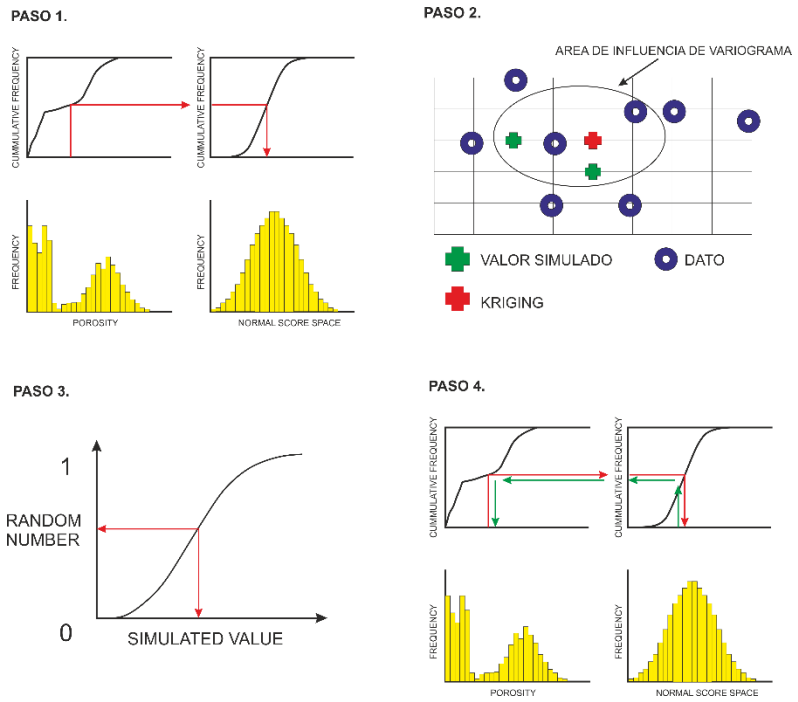


Figura 29. Pasos de la Simulación Geoestadística Gaussiana (SGS). Adaptado de Rojas C. (2011).

Tabla 18. Comparación de la simulación y Kriging. (modificado de Petrel, 2008.)

	SIMULACIÓN	**KRIGING**
Salida	Realizaciones equiprobables múltiples	Un modelo determinístico
Propiedades	Honra los pozos	Honra los pozos
	Honra los histogramas	Honra los variogramas
	Honra los variogramas	

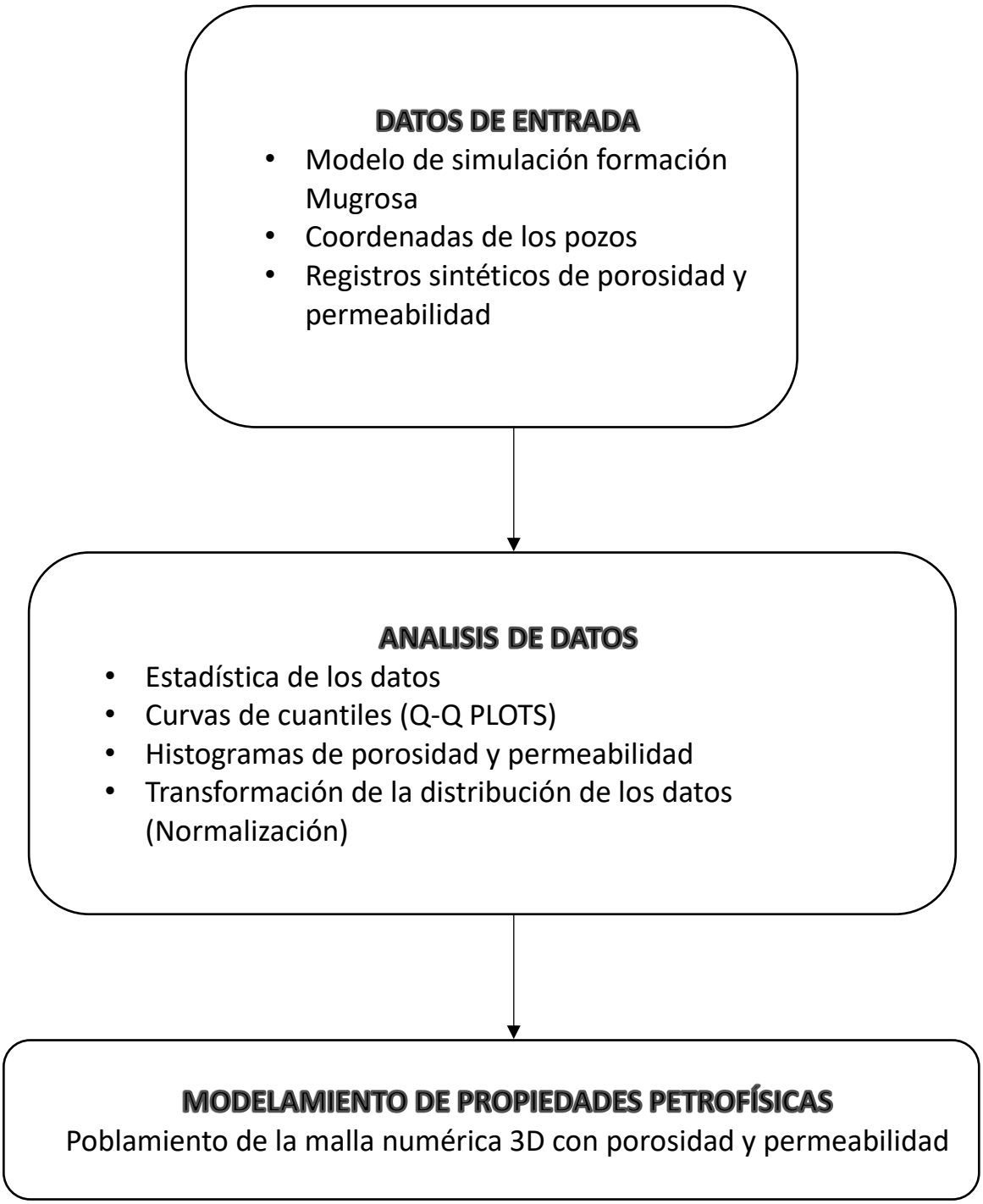


Figura 30. Flujo de trabajo en el modelo 3D de la porosidad y la permeabilidad.

Para el poblado de datos de porosidad y permeabilidad, es necesario considerar si hay presente anisotropía geométrica, esto de acuerdo a lo observado por el coeficiente de variación Dykstra-Parsons (V_{DP}= 0.93), para la anisotropía geométrica, es práctico estimar variogramas experimentales en las cuatro direcciones principales (0, 45, 90 y 135°), se determinan los rangos para cada dirección, se construye el gráfico direccional de los rangos para decidir si hay anisotropía geométrica presente o no y así finalmente se determinan A, B y la dirección (azimut) del eje de mayor alcance (Diaz y Casar, 2009) (Figura 31).

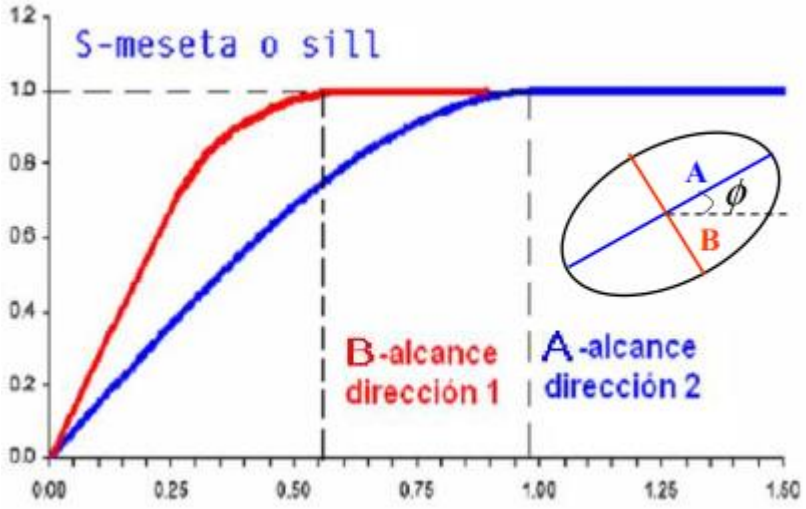


Figura 31. Anisotropía geométrica. Adaptado de Diaz M. & Casar R. (2009).

La Tabla 19 y Figura 32 exponen el comportamiento del variograma experimental para cada una de las cuatro direcciones (0, 45, 90 y 135°), donde se evidencia la diferencia de rangos para cada dirección y como aumenta la continuidad de este, esto, a que cuando el rango aumenta, más puntos son usados en el cálculo. Aumentar el rango aumenta el peso relativo asignado a los puntos que están más alejados (CMG, 2017).

Tabla 19. Rango de acuerdo con el azimut, para 135° se evidencia un mayor rango.

Azimut (°)	0	45	90	135
Rango (ft)	2404	3968	1474	7810

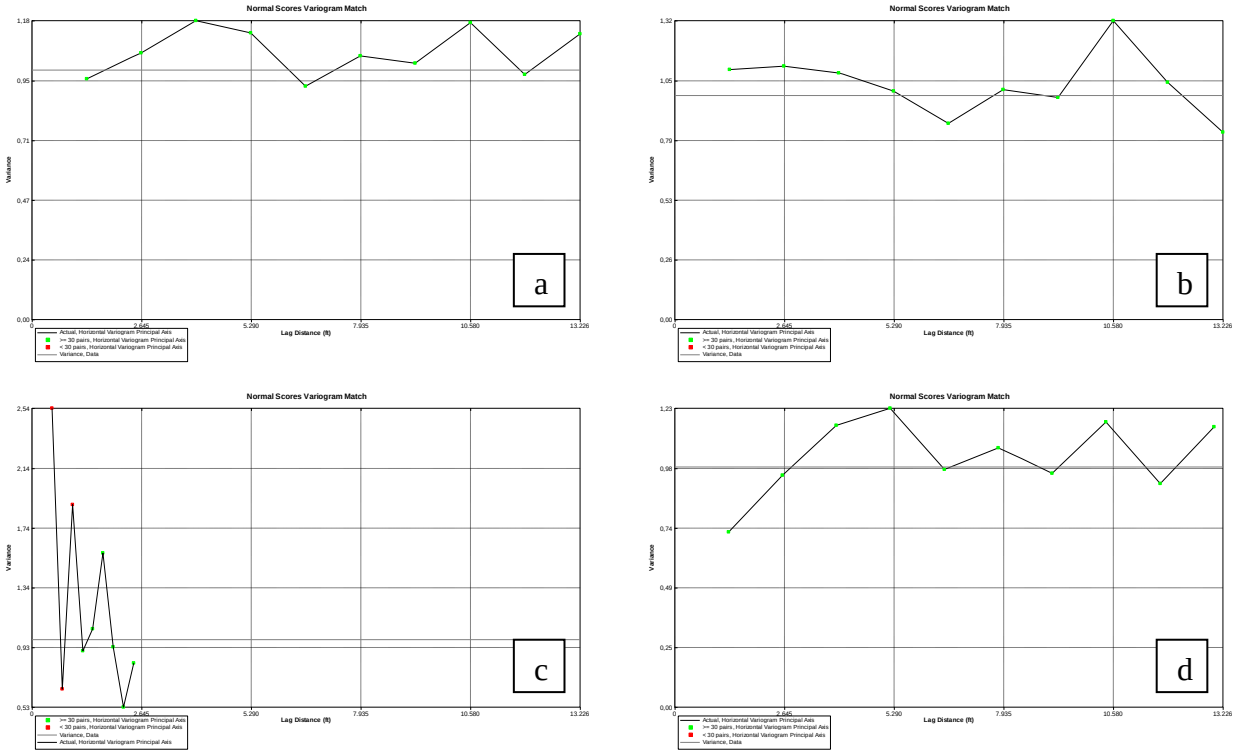


Figura 32. Determinación de anisotropía geométrica. (a) 0-180° de azimut, (b) 45-225° de azimut, (c) 90-270° de azimut y (d) 135-315° de azimut. La dirección de azimut de 135-315°, presenta mejor forma en el variograma experimental, hacia esa dirección se presentaría la dirección de mayor continuidad.

Debido a la existencia de anisotropía geométrica en el modelado variográfico, el modelo de variograma a emplear es un modelo bidireccional donde los parámetros para este tipo de variograma son: el azimut del eje mayor, inclinación del eje mayor y la inclinación del eje menor, representando un elipsoide, Figura 33.

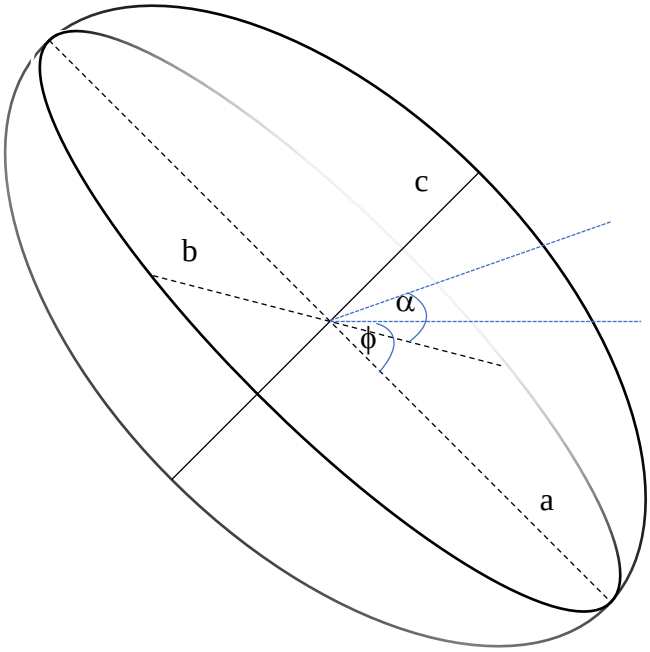


Figura 33. Elipsoide del variograma anisotrópico. Donde: a: rango del eje mayor, b: rango del eje menor, c: rango del eje vertical, ϕ ángulo del eje mayor y α: ángulo del eje menor (90° al eje mayor).

Por parte de geología se sabe que la estructura del Campo Escuela Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45º, con eje N-S y cabeceo hacia el norte (Ecopetrol, 2003). El azimut del eje mayor se escogió en la dirección donde se encuentra la mayor cantidad de pozos (Figura 34), la inclinación del eje mayor al observar el buzamiento de las capas hacia el norte (10°) y la inclinación del eje menor de acuerdo con el rango de inclinaciones hacia el occidente de la estructura (25 – 45°), para el variograma experimental se empleó 40°. Así, la Tabla 20 muestra los

valores usados para el modelo de porosidad y permeabilidad. La Figura 36 presenta los resultados obtenidos.

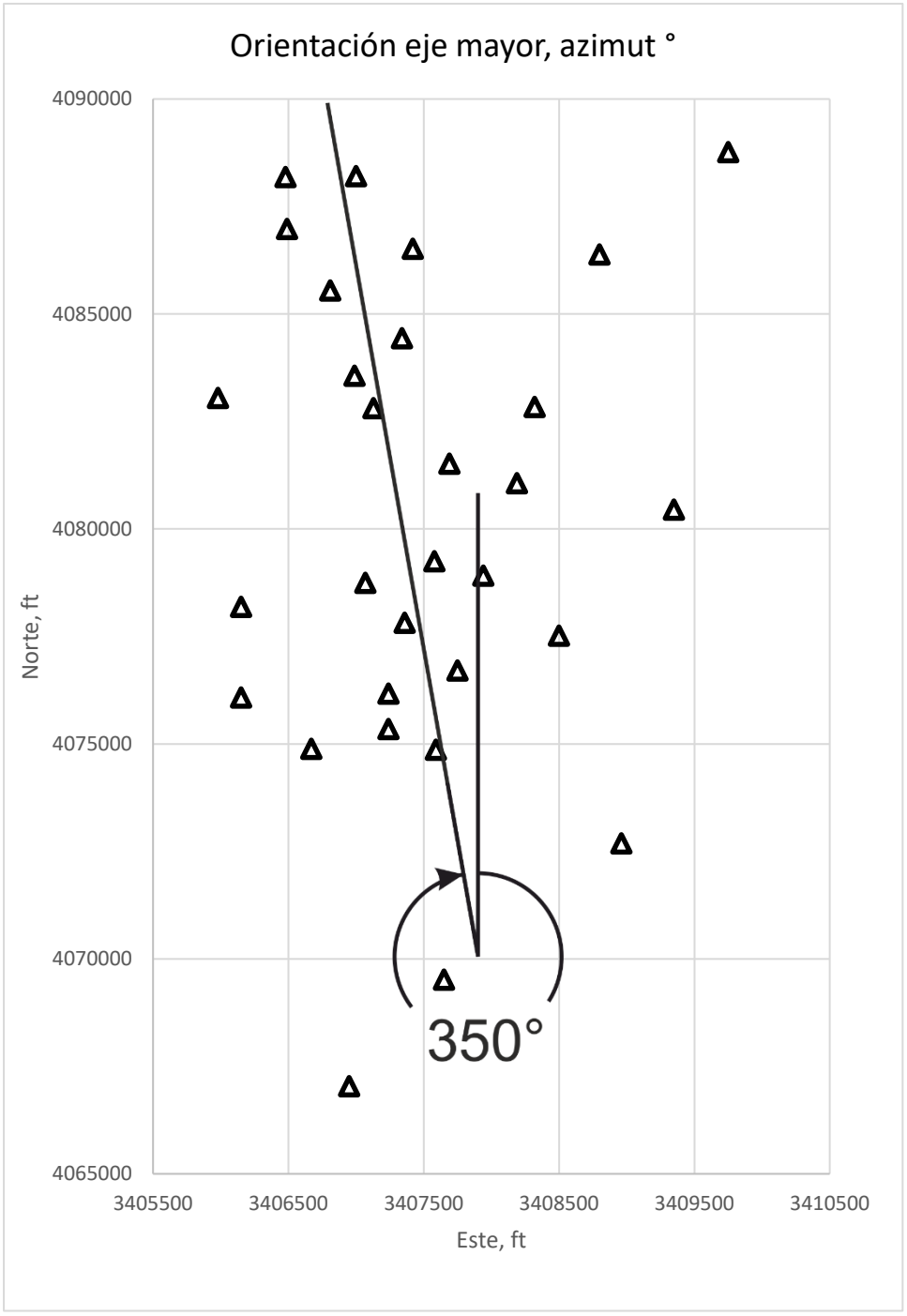


Figura 34. Azimut eje mayor, es importante que esté orientado hacia donde haya más información (pozos Δ) para así lograr un buen variograma experimental y a su vez un buen modelo.

Tabla 20. Ajustes del variograma experimental.

Azimut (°)	350
Inclinación eje mayor (°)	10
Inclinación eje menor (°)	40

Así, una vez escogidos los parámetros del variograma experimental, se ajustan los parámetros para el modelo del variograma, donde el modelo esférico (38) representa la variabilidad de los datos a lo largo del rango, este modelo se escogió de acuerdo con el criterio visual, donde el rango del modelo se ajusta más en comparación con los otros en el rango del variograma experimental (Figura 35).

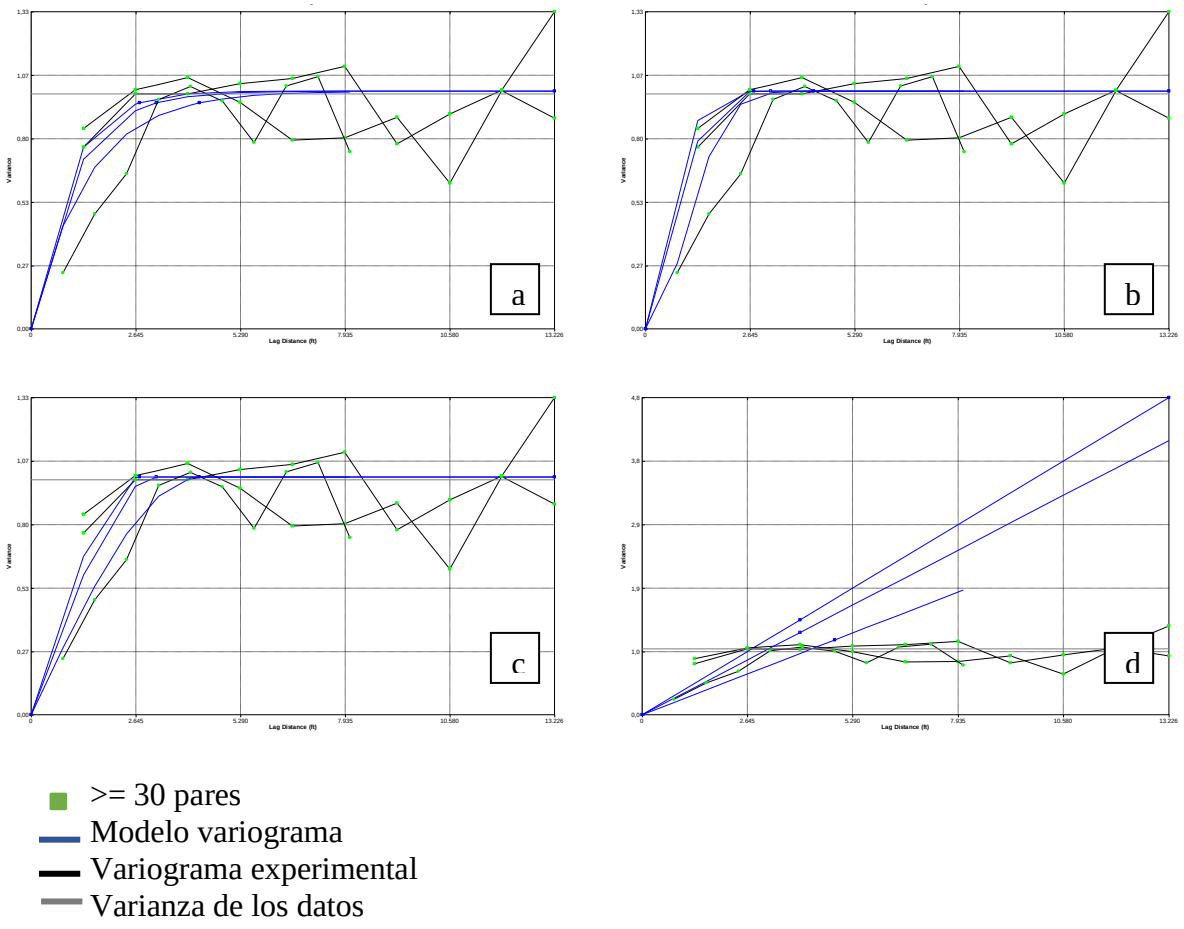


Figura 35. Selección del modelo de variograma, (a)Modelo Exponencial, (b) Modelo Gaussiano, (c) Modelo Esférico y (d) Modelo Potencia. El modelo esférico es el que presenta mejor ajuste con el variograma experimental de acuerdo con el criterio visual.

Las variables para el modelo de porosidad y permeabilidad son presentadas en la Tabla 21 y Tabla 22 respectivamente.

$$\gamma(h) = \begin{cases} C\left\{\frac{3|h|}{2\,a} - \frac{1}{2}\left(\frac{|h|}{a}\right)^3\right\} si\ |h| \le a \\ C\ en\ caso\ contrario \end{cases} \quad (38)$$

Donde:

a: rango o alcance, unidades de distancia.

C: meseta o *sill*

Tabla 21. Parámetros modelo esférico variograma de porosidad.

Eje	Rango (ft)	Meseta (*sill)*	Nugget
Mayor horizontal	1574.78	1.0	0
Menor horizontal	1588.13	1.0	0
Vertical	3069.49	1.0	0

Tabla 22. Parámetros modelo esférico variograma de permeabilidad.

Eje	Rango (ft)	Meseta (*sill)*	Nugget
Mayor horizontal	2749.2	1.0	0
Menor horizontal	2316.69	1.0	0
Vertical	4257.25	1.0	0

La Figura 36 y Figura 37 muestran los variogramas experimentales para la porosidad y permeabilidad respectivamente. En el ajuste de la meseta (*sill)*, se tuvo como criterio el valor de la varianza de los datos y el rango o alcance se acomodó de acuerdo con el variograma experimental, cabe destacar que el alcance influye mucho en el modelo, según Davis (2003), es la distancia a la cual el variograma se estabiliza y las variables dejan de estar correlacionadas.

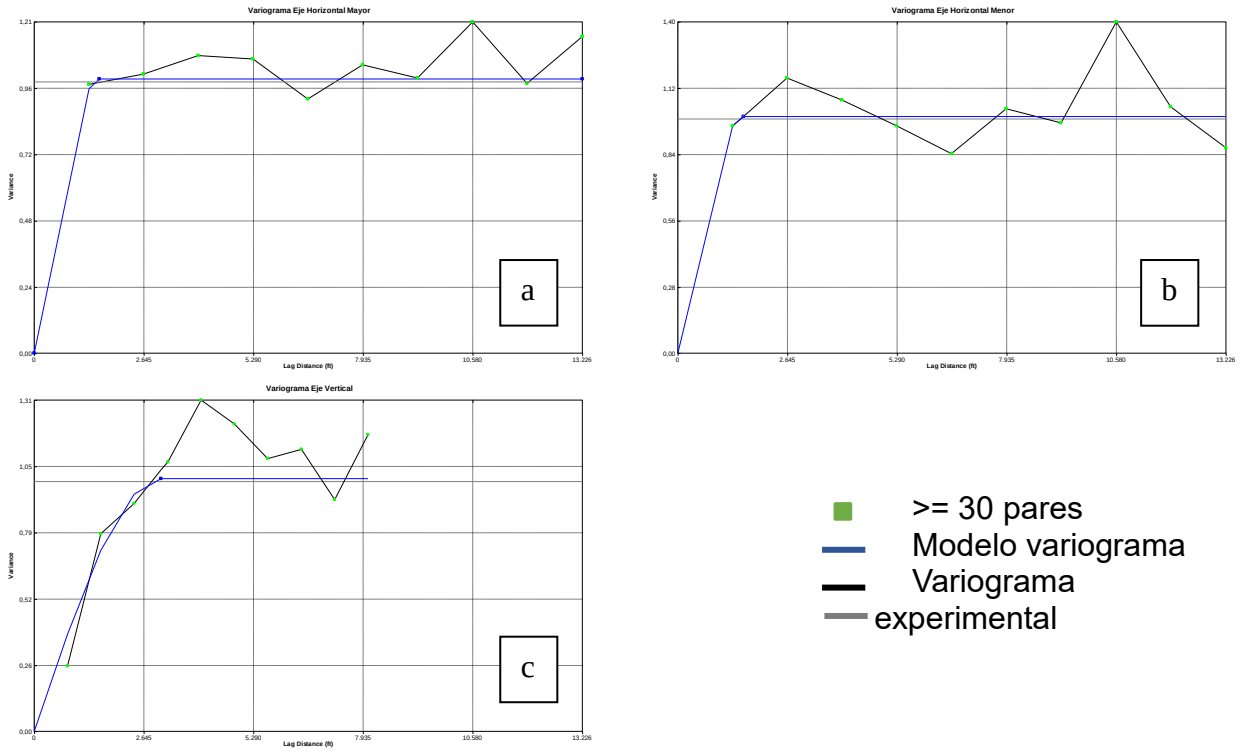


Figura 36. Variogramas para el modelamiento de la porosidad, (a) Eje mayor horizontal, (b) Eje menor horizontal y (c) eje vertical.

Para el modelado de la permeabilidad, es recomendado transformar los datos a un espacio normal antes de realizar cálculos de variogramas (Deutsch & Journel, 1997). Esto tiene algunas ventajas importantes: (1) la diferencia entre los valores extremos se atenúa y (2) se sabe que la sima teórica es 1 (Gringarten E. & Deutsch C., 2001).

Una vez se corre el modelo de variograma para la permeabilidad en el simulador CMG^{TM}, específicamente en el módulo *Builder*, se es necesario volver a transformar los valores, ya que estos se normalizaron aplicando logaritmo de base diez, así es valor de la permeabilidad es diez elevado a los valores resultantes del modelado variográfico.

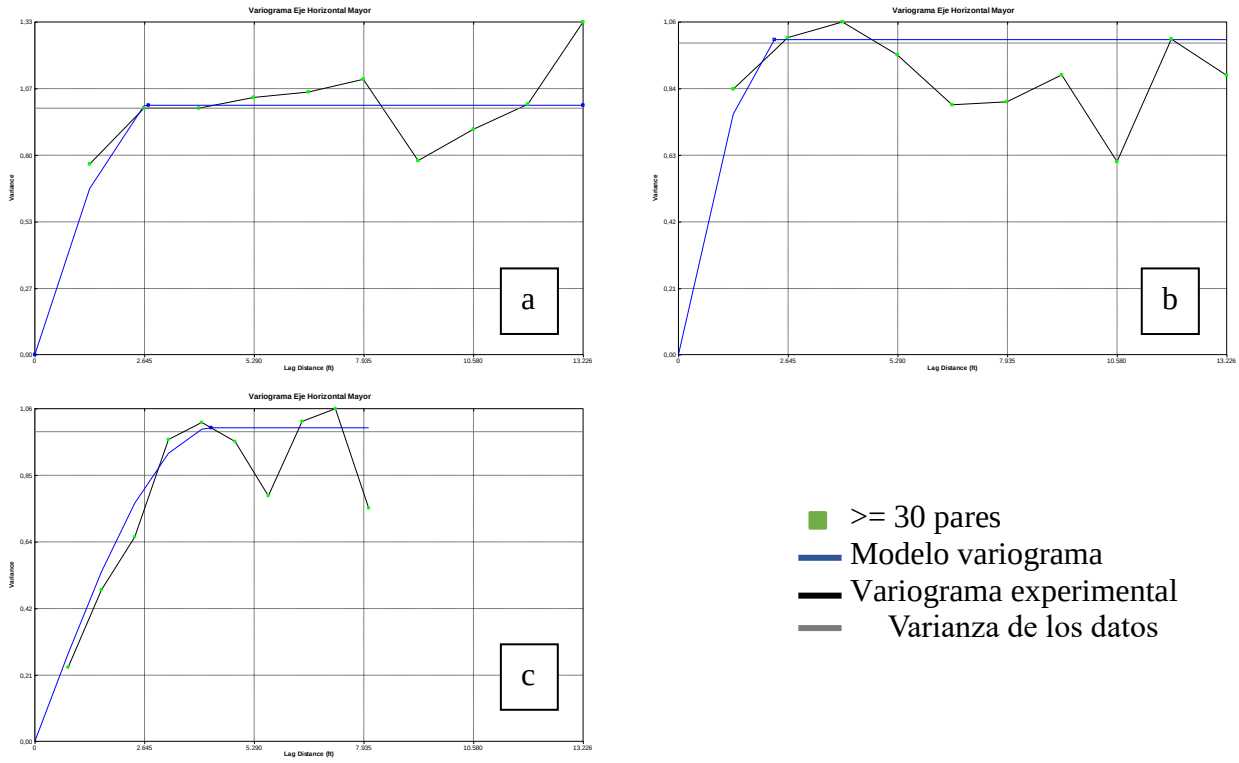


Figura 37. Variogramas para el modelamiento de la permeabilidad, (a) Eje mayor horizontal, (b) Eje menor horizontal y (c) eje vertical.

Del modelado variográfico se obtuvieron para la porosidad y permeabilidad los siguientes resultados, Figura 38 (a) y Figura 39 (a) respectivamente. Se puede observar que el modelo de porosidad conseguido presenta una mayor heterogeneidad (Figura 38 (a)) a comparación del modelo Ecopetrol 2008 (Figura 39 (b)), debido a que la porosidad se cargó por medio de mapas en cada una de las cuatro capas y a su vez se evidencia un aumento de la porosidad con la profundidad.

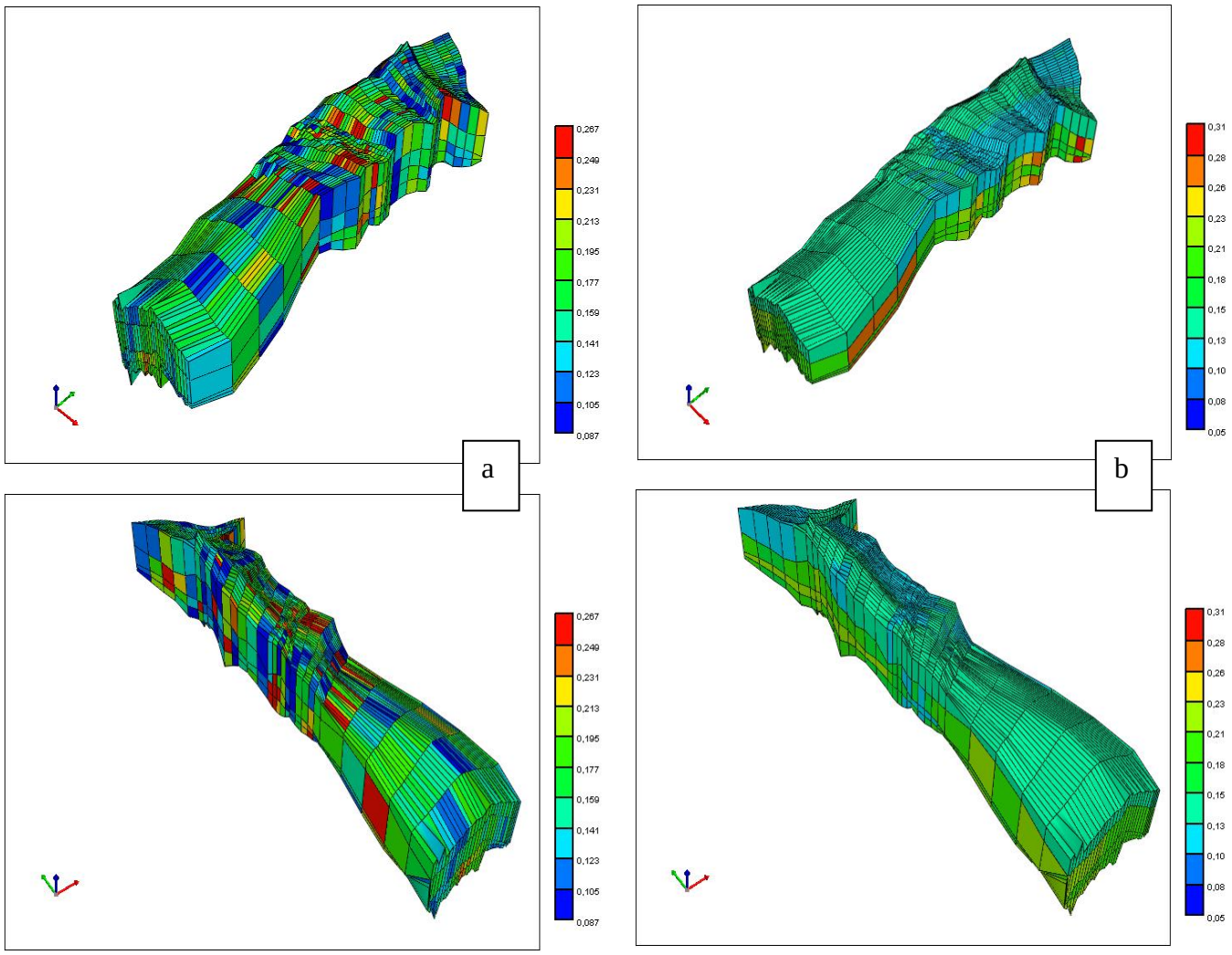


Figura 38. Modelo 3D de porosidad, (a) Modelo obtenido y (b) Modelo Ecopetrol, 2008.

Para el modelo 3D de la permeabilidad se refleja una gran diferencia en los resultados obtenidos, el modelo elaborado por (Pachano, 2008), donde presenta un valor constante para cada una de las capas y así de nuevo, aumenta el valor de la permeabilidad con la profundidad.

La Tabla 23 muestra la estadística por parte de cada modelo donde el modelo de la permeabilidad presenta una media cercana al valor registrado por parte de unas de las pruebas de presión (Tabla 5, Pozo C-43), y la media del modelo 3D de porosidad se acerca a la media por parte de la porosidad de los datos de núcleos.

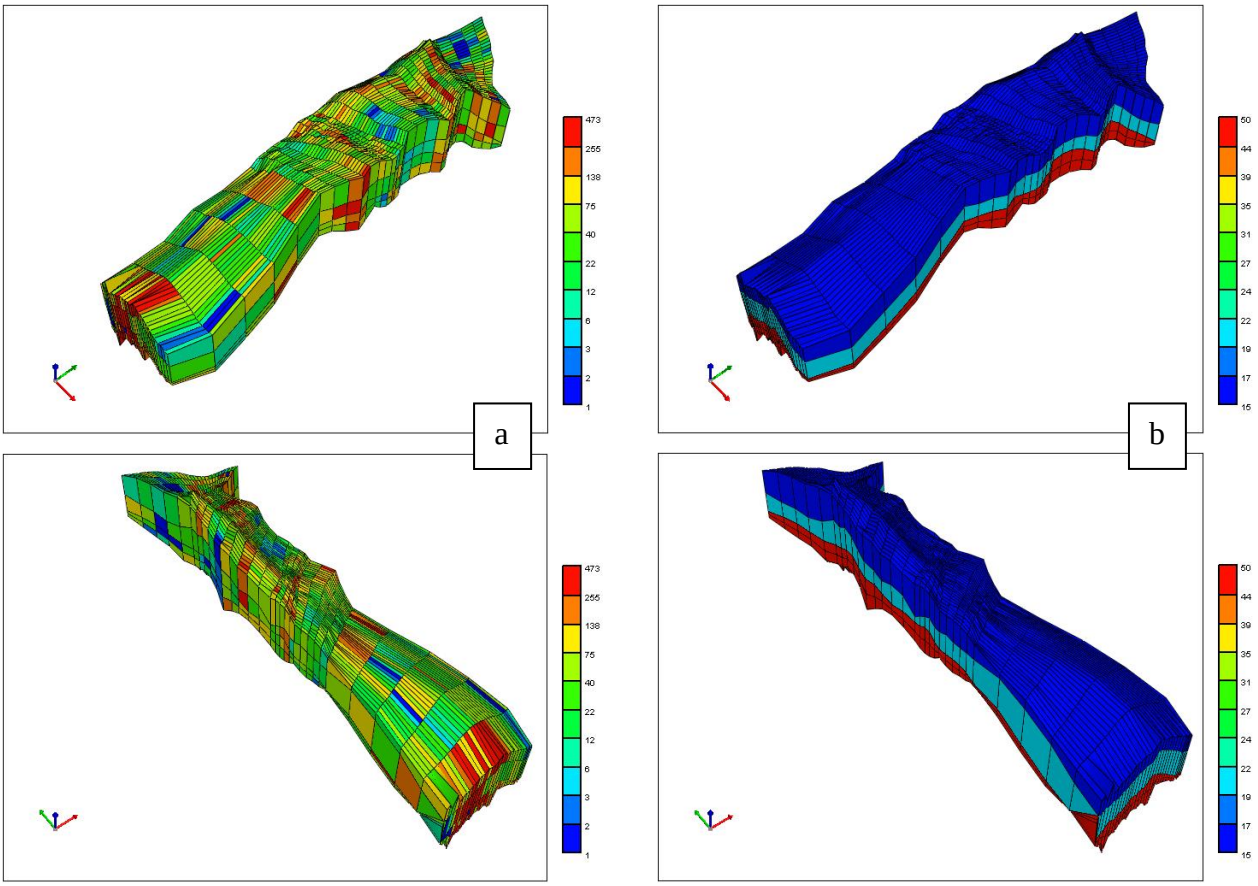


Figura 39. Modelo 3D permeabilidad, mD, (a) Modelo obtenido y (b) Modelo Ecopetrol 2008.

Tabla 23. Estadística de los datos de core, modelos obtenidos y modelo de simulación previo.

		Media
Core	Porosidad	0.143
	Permeabilidad, mD	20.25
Modelo porosidad, v/v		0.165
Modelo permeabilidad, mD		80.45
Modelo porosidad (Pachano K., 2008), v/v		0.179
Modelo permeabilidad, mD (Pachano K., 2008), mD		33.75

4.4.3. Validación de resultados. La Figura 41 y Figura 42 muestra el valor de porosidad de la celda en la cual hay datos de núcleos, ejemplo Figura 40 Los pozos seleccionados son el C-25 y C-27 al poseer la mayor cantidad de datos de núcleos con respecto a los otros 33 y 37 datos respectivamente.

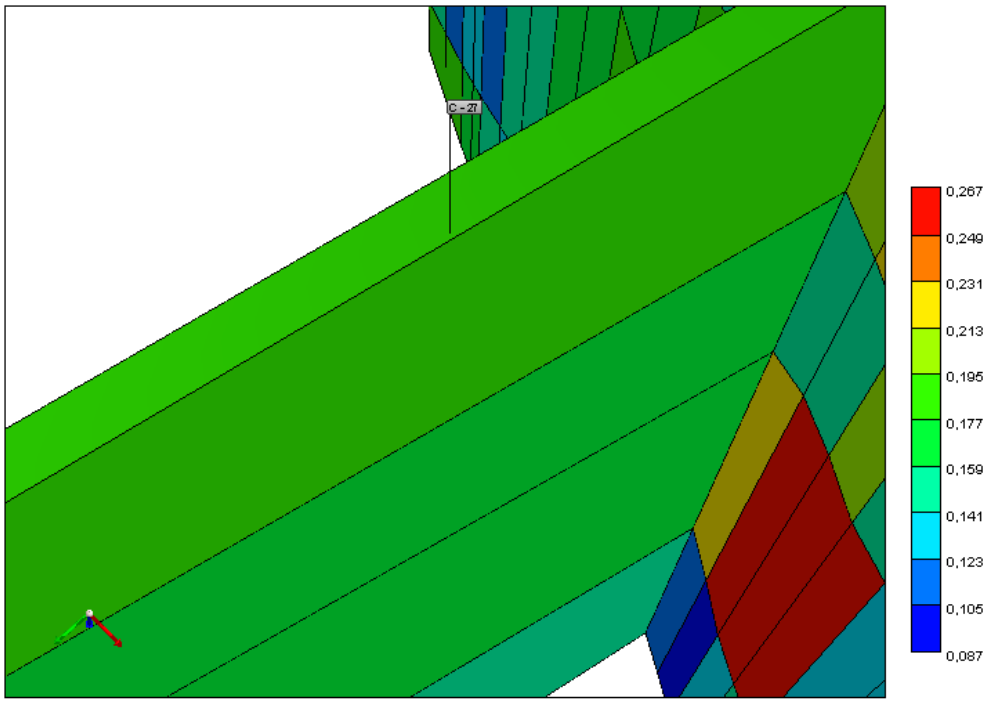


Figura 40. Pozo C-27, valores de las celdas que el pozo atraviesa.

La Figura 41 muestra el valor de porosidad para la celda que se encuentra a una profundidad de 1740 – 2210 ft, se observa que el valor estimado para la porosidad se encuentra dentro de datos de core, este valor de porosidad en la celda corresponde a 0.16

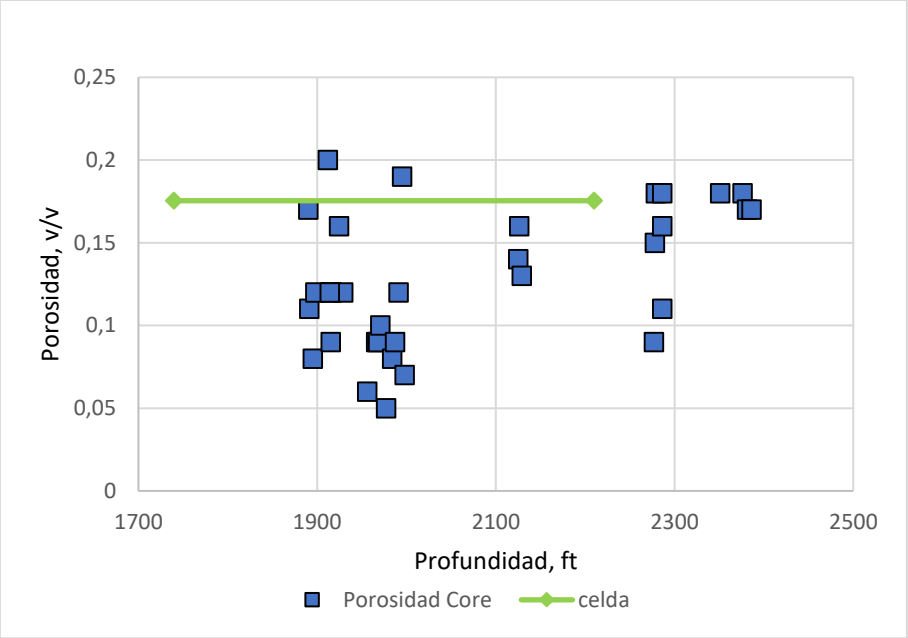


Figura 41. Valor de porosidad de la celda en la profundidad de las muestras de core, pozo C-25.

En la Figura 42 se observa el mismo comportamiento donde el valor estimado de porosidad por modelamiento variográfico (0.186) se ubica dentro de los datos de mediciones de core, cabe aclarar que como se mencionó anteriormente, la celda estaría tomando un promedio de los valores estimados de porosidad a lo largo de las profundidades que estarían dentro de ella, en el cual, la celda va de 3620 – 4091 ft.

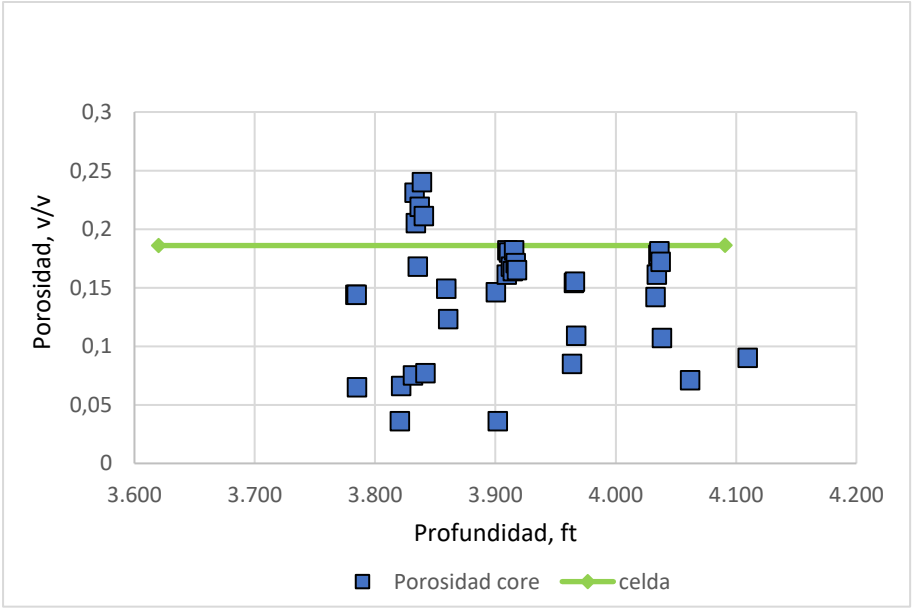


Figura 42. Valor de porosidad de la celda en la profundidad de las muestras de core, pozo C-27

La Figura 43 presenta el histograma de porosidad para el modelo 3D estimado, porosidad de los datos de núcleos y el modelo 3D de porosidad de Pachano, 2008, donde la mediana para cada uno de los grupos corresponde a 0.16, 0.14 y 0.19 respectivamente, siendo las dos primeras medianas más cercana una a la otra; con valores de media de 0.16, 0.13 y 0.17 y como también con desviaciones estándar de 0.045, 0.047 y 0.040 respectivamente, por lo tanto en la tabla se observa como los dos primeros grupos tienden a tener un poco de sesgo a la derecha y así presentando tendencias similares y mayores frecuencias hacia los valores de 0.11 – 0.19 mientras las frecuencias para los valores de porosidad de la curva PHIER se agrupan fuertemente en el intervalo de 0.17 – 0.23.

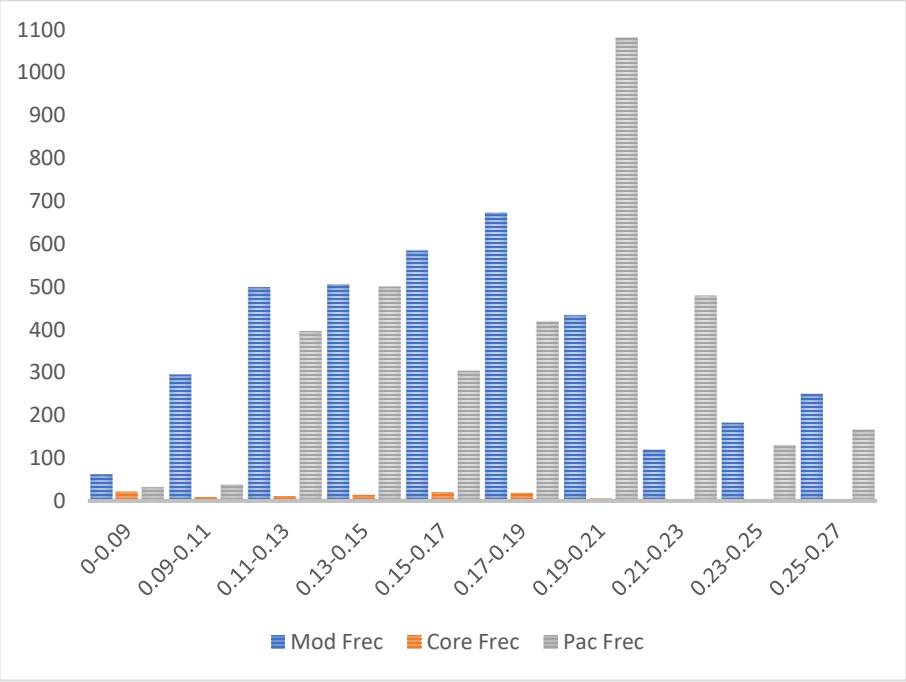


Figura 43. Histograma del modelo 3D porosidad (curva PHI) (Mod Frec), porosidad de los datos de núcleos (Core Fre) y modelo de porosidad de la curva PHIER (Pac Frec), los valores con más frecuencias están de 0.11 – 0.19.

Tabla 24. Tabla de frecuencias de porosidad de la figura 43, se observa como los dos primeros grupos (Mod Frec y Core Frec) presentan una alta frecuencia de valores entre 0.11 – 0.19.

Clases	Mod Frec	Core Frec	Pac Frec
0-0.09	62	21	32
0.09-0.11	295	9	38
0.11-0.13	499	11	396
0.13-0.15	505	14	500
0.15-0.17	584	20	304
0.17-0.19	672	18	419
0.19-0.21	433	5	1082
0.21-0.23	119	2	479
0.23-0.25	182	2	130
0.25-0.27	249	0	166

La Figura 44 muestra el valor de permeabilidad de la celda para la profundidad de los datos de core en el pozo C-25, se evidencia que el valor de la celda está dentro de la nube de valores de permeabilidad, obteniéndose una magnitud de 42.76 mD, sin embargo, es importante denotar que los valores de permeabilidad de los núcleos corresponden para la permeabilidad horizontal.

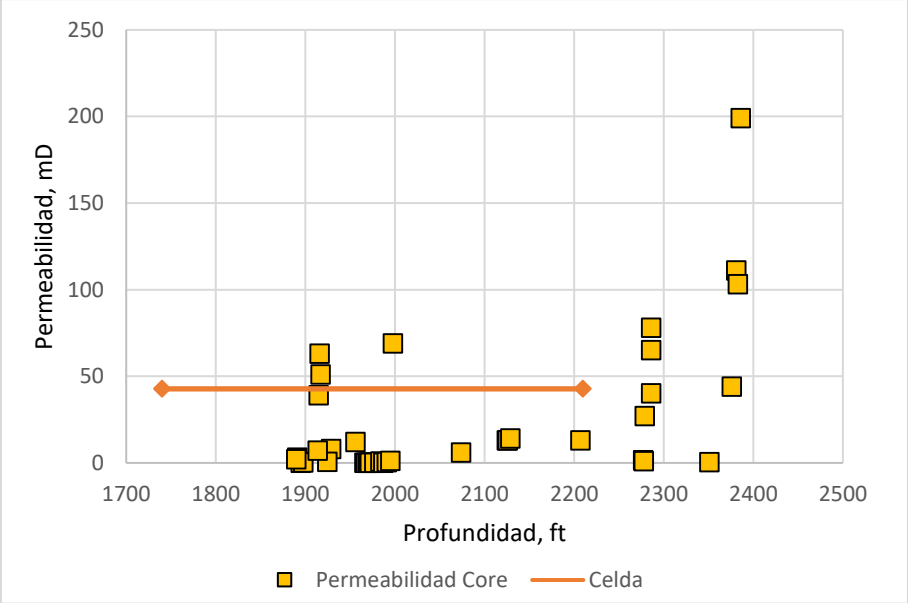


Figura 44. Valor de permeabilidad para la celda en el modelo 3D de permeabilidad, pozo C-25.

El valor de la celda del modelo 3D de permeabilidad para el pozo C-27, se muestra en la Figura 45, se denota que el valor estimado a partir del estudio variográfico, no se aleja de la tendencia de los datos de *core*.

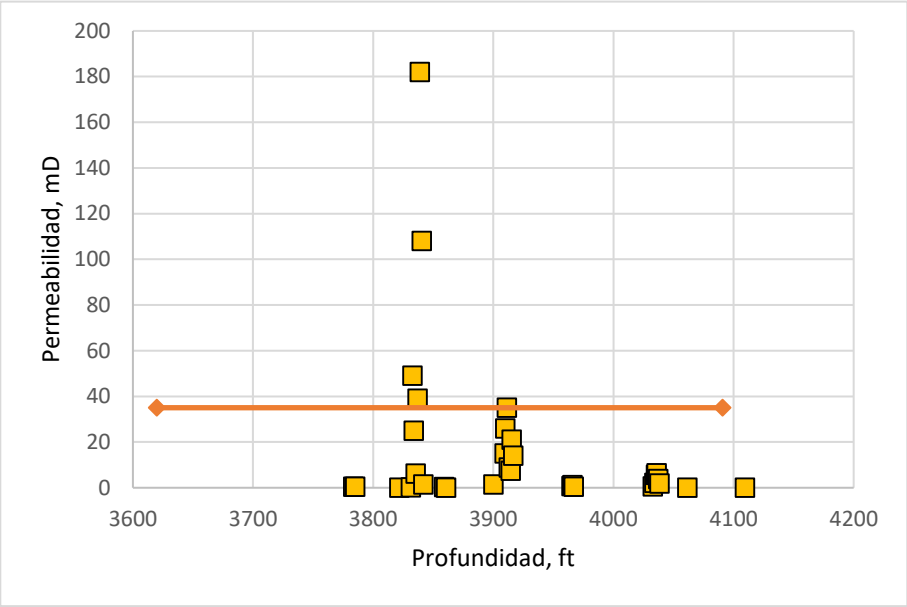


Figura 45. Valor de permeabilidad de la celda, modelo 3D de permeabilidad, pozo C-27.

La Figura 46 muestra el histograma de la permeabilidad para el modelo 3D de la curva PERM, permeabilidad de los datos de núcleos y de la curva KLOG, donde se observa un grupo de altas frecuencias de permeabilidades entre 1 – 105.8 mD, para el grupo "Pac Frec" el cual es de la curva KLOG, solo se presenta una clase que va desde 1 – 53.4 mD debido a que en el modelo de permeabilidad del registro KLOG hay 4 valores constantes que entran en la anterior clase. De acuerdo con los resultados obtenidos por las pruebas de presión PBU, la permeabilidad promedio entraría en el rango de 0 – 105.8 mD.

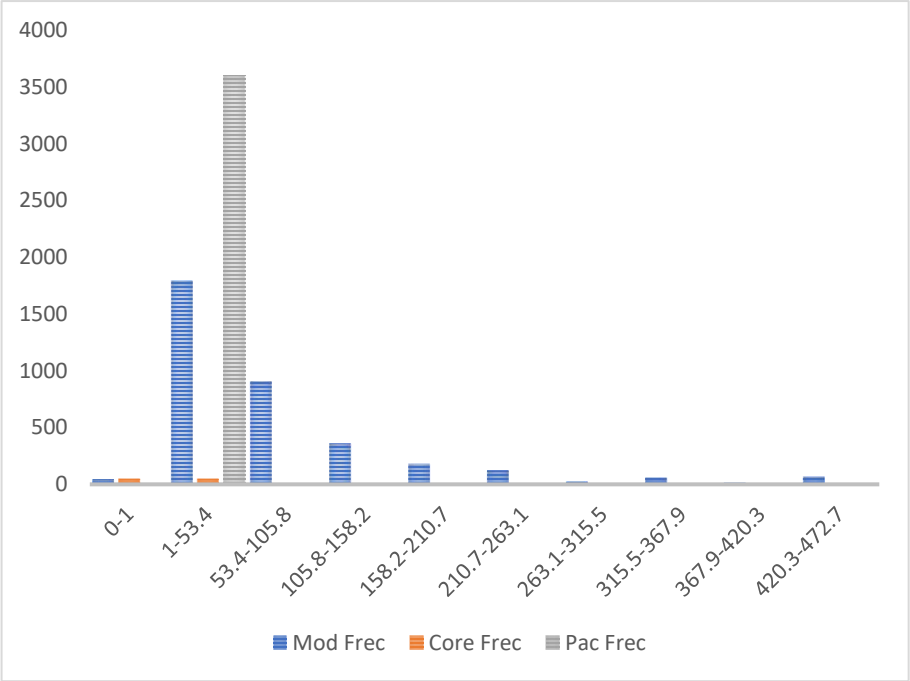


Figura 46. Histograma del modelo 3D de permeabilidad (Mod Frec), permeabilidad datos de core (Cor Frec) y permeabilidad del modelo generado por el registro KLOG (Pac Frec}.

La Tabla 25 expone la frecuencia de los valores de permeabilidad por 3 grupos, se observa que los valores de permeabilidad proveniente de los datos presentan un grupo grande que va desde 0 – 53.4 mD.

Tabla 25. Frecuencias de permeabilidad para el modelo 3D del registro PERM (Mod Frec), permeabilidad de datos de core (Core Frec) y modelo 3D del registro KLOG (Pac Frec).

Clases, mD	Mod Frec	Core Frec	Pac Frec
0-1	46	45	0
1-53.4	1794	45	3600
53.4-105.8	910	7	0
105.8-158.2	363	2	0
158.2-210.7	182	1	0
210.7-263.1	126	1	0
263.1-315.5	29	1	0
315.5-367.9	63	0	0
367.9-420.3	16	0	0
420.3-472.7	71	0	0

5. Resultados

Los principales resultados obtenidos por parte de este trabajo fueron los siguientes:

- Se recopiló, clasificó y cuantificó la data disponible por parte del Campo Escuela Colorado para la formación Mugrosa.
- Se analizó nuevamente los resultados de las pruebas de *core*, encontrándose una correlación para las propiedades de porosidad y permeabilidad.
- Se crearon registros sintéticos de porosidad a partir de los registros micro-resistivos (MNOR y MINV).
- Se generaron registros sintéticos de permeabilidad a partir de los registros sintéticos de porosidad creados por medio de los registros micro-resistivos.
- Se determinó la permeabilidad promedio en las zonas B y C de la formación Mugrosa por parte de las pruebas de presión PBU.
- Se validaron los resultados de los análisis de las pruebas de pozo mediante la integración de los promedios (aritmético, geométrico y armónico) por parte de los registros sintéticos de permeabilidad.
- Se aplicaron técnicas geoestadísticas para la obtención de los modelos 3D de porosidad y permeabilidad para el Campo Escuela Colorado.
- Se pobló la malla 3D con las propiedades petrofísicas obtenidas por parte del estudio variográfico, así obteniendo un nuevo modelo de porosidad y un nuevo modelo de permeabilidad.

6. Conclusiones

- La mayor cantidad de información disponible del Campo Escuela Colorado corresponde a la formación Mugrosa la cual está definida por cuatro zonas B1, B2, C1 y C2.
- Del inventario clasificado, se observó inexistencia de registros de porosidad por parte de densidad y neutrón, se cuenta con 8 pruebas de presión, 11 pozos con información de núcleos para las zonas B y C de la formación Mugrosa.
- De los 75 pozos perforados en el Campo Escuela Colorado solo 33 pozos disponen del registro micro perfil con los registros micro-normal y micro-inverso conjuntamente.
- La mayoría de los análisis de permeabilidad proveniente de los *core* corresponden a la permeabilidad horizontal donde la mayor parte de estos se concentran en la zona C de la formación Mugrosa.
- Los pozos C-25 y C-27 son los que poseen más información de porosidad y permeabilidad en núcleos.
- La deflexión positiva entre los registros micro-normal (R_2) y micro-inverso (R_{1x1}) ($R_2 > R_{1x1}$) permiten una rápida evaluación cualitativa de la zona de estudio, ya que esta diferencia indica que el intervalo de análisis es permeable y poroso.
- El registro sintético de porosidad estima la porosidad efectiva de la formación, ya que se fundamenta en el comportamiento de los registros micro-normal y micro-inverso.
- La permeabilidad obtenida a partir del análisis de las pruebas de restauración de presión representa el promedio de la permeabilidad horizontal efectiva de la formación excluyendo la región de la cara de pozo.

- Los datos de *core* del pozo C-53 muestran un buen ajuste con la curva de permeabilidad sintética donde esta sigue la tendencia presentada por los valores puntuales de permeabilidad del núcleo.
- Se concluye la importancia de normalizar los valores de la permeabilidad para el modelado geoestadístico, ya que estos presentan un sesgo hacia la derecha, haciéndose necesario atenuar las diferencias de los valores altos y así convertir la data a una distribución normal para la Simulación Geoestadística Gaussiana (SGS) donde después de la simulación se devuelve a su distribución original.
- El análisis geoestadístico muestra que hay presente anisotropía geométrica, donde el variograma experimental bidireccional presenta diferentes rangos para cada uno de los ejes que lo compone, como también que los parámetros en los que se obtienen más pares son 350° de azimut para el eje mayor, 10° de inclinación eje mayor y 40° de inclinación del eje menor.
- Los valores simulados de porosidad y permeabilidad en las celdas de los pozos C-25 y C-27, en los cuales no se contó con el registro micro-perfil completo y teniendo en cuenta que poseen un espesor de 1740 ft – 2210 ft y 3620 ft – 4091 ft respectivamente en las celdas, gráficamente muestran como el valor de la celda de simulación se encuentra dentro de la nube de datos del *core data* para cada pozo. Cabe destacar que un mejor ajuste se logra si la malla de simulación se hace más fina. Así, el espesor de la celda se reducirá disminuyendo el error relativo al comparar los valores de lo medido con lo simulado.
- La comparación de los promedios del registro sintético de permeabilidad PERM con el valor de la permeabilidad de las pruebas PBU, indican que los registros tienen correlación con el valor de permeabilidad promedio de la zona analizada, además de esto, da idea del tipo de flujo y estrato que se presenta, esto representado en el pozo C-30, donde el error relativo al

comparar el valor de permeabilidad de la prueba de presión con los promedios da para el modelo geométrico un error del 0.45%.

- Los histogramas generados de los modelos 3D de porosidad (registro PHI) y permeabilidad (registro PERM) presentan tendencias similares con el histograma de los datos de núcleos.

7. Recomendaciones

- Se recomienda elaborar un modelo de simulación con una grilla fina, con el fin de realizar simulación dinámica y representar la producción del campo.
- Para el modelado de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad), se recomienda extender el estudio al análisis de la continuidad espacial de variables adicionales, tales como el espesor neto y otras propiedades de la roca.
- Se invita a realizar un análisis RTA, relacionado con la producción, para el cálculo de la permeabilidad.

Bibliografía

Amanipoor, H., Ghafoori, M., & Lashkaripour, G. (2013). The Application of Geostatistical Methods to Prepare the 3D Petrophysical Model of Oil Reservoir. *Open Journal of Geology*, 7-18.

Bassiouni, Z. (1994). *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs.* Richardson: Society of Petroleum Engineers.

Blanco, C., & Acosta, J. (2008). *Evaluación de las metodologías utilizadas para el análisis de la compartimentalización en yacimientos de petróleo. Aplicación Campo-Escuela Colorado (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander.* Bucaramanga, Colombia.

Caers, J. (1 de marzo de 2018). *Geological Sciences*. Obtenido de Geostatistics session 4 variogram modeling: https://www.youtube.com/watch?v=OxjrnVHO64c

Crain, E. (01 de January de 2015). *Porosity From Resistivity Logs*. Obtenido de Crain's Petrophysical Handbook: https://www.spec2000.net/12-phires.htm

Doll, H. (1950). The Microlog - A New Electrical Logging Method for Detailed Determination of Permeable Beds. *Journal of Petroleum Technology*.

Emery, X. (2013). *Geoestadística.*

Escobar, F., & Sepulveda, J. (s.f.). *Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcci´n de Mallas.*

Giraldo, R. (s.f.). *Introducción a la Geoestadística.* Bogotá, Colombia.

Godin, S., & Pachón, Y. (2011). *Realización e Interpretación de una Prueba de Restauración de Presión de un Pozo con Bombeo Mecánico. Caso Práctico Campo Colorado (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander.* Bucaramanga, Colombia.

Gonzáles, M., & Gómez, M. (2011). *Reevaluación de las Presiones de Formación y Fractura a partir de Registros en el Campo Colorado (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander.* Bucaramanga, Colombia.

Gringarten, E., & Deutsch, C. (2001). Teacher's Aide Variogram Interpretation and Modeling. En E. Gringarten, & C. Deutsch, *Mathematical Geology* (págs. 507-534). Kluwer Academic Publishers-Plenum Publishers.

Hernándes, F. (2012). *Análisis, integración e interpretación de las propiedades petrofísicas de rocas por medio de registros eléctricos, descripción de corazones y resultados de laboratorio básicos especiales del Campo Escuela Colorado (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander.* Bucaramanga, Santander.

Herrera, E. (2016). Generación del modelo geoestadístico de los depósitos fluviales para la formación Mugrosa del Campo Colorado. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 29-39.

Lowe, T., & Dunlap, H. (1986). Estimation of Mud Filtrate Resistivity in Fresh Water Drilling Muds. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*, 1-8.

Malureanu , I., Batistatu , V., & Neagu, D. (2010). The Analysis of Reservoir Heterogeneity From Well Log Data. *Scientific Annals, School of Geology, Aristotle University of Thessaloniki*, 149-154.

Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.* Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

Rojas, C. A. (2011). *Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira (Tesis de Maestría). Universidad Nacional de Colombia.* Bogotá, Colombia.

Sammon, P. (2000). Calculation of Convective and Dispersive Flows for Complex Corner Point Grids. *Society of Petroleum Engineers*, 1-11.

Schlumberger. (2017). *Oilffield Glossary*. Obtenido de Schlumberger: www.glossary.oilfield.slb.com/

Singer, J., & Ellis, D. (2007). *Well Logging from Earth Scientist.* Springer.

Siu, A., & Al-Khatib, M. (2001). Re-Engineering the Well Calibration Procedure for a Large Number of High Productivity Wells. *Society of Petroleum Engineers*, 1-9.

Valenzuela, A. (2012). *Construcción de modelo geoestadístico para generación y completación de información hidrogeológica (Tesis de Pregrado). Universidad de Chile.* Santiago de Chile, Chile.

Yadavalli, S., Jones, J., Krase, L., Yeh, N.-S., & Roadifer, R. (1995). Use of Pressure Transient Data to Estimate Permeability Variograms. *Society of Petroleum Engineers*, 1-12.

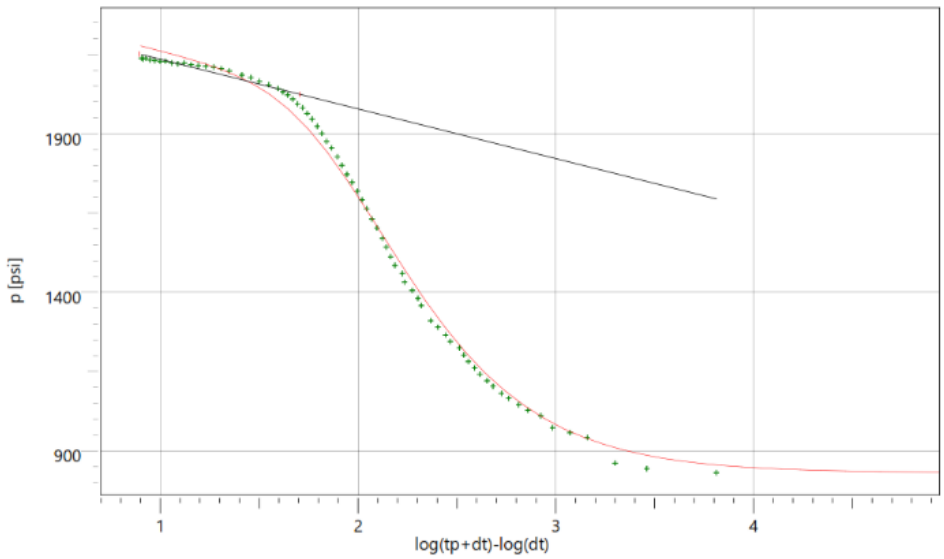
Zee, M., & Ernest, G. (August de 2014). Geostatistical Applications in Petroleum Reservoirs Modelling. *Journal- South Af rican Institute of Mining and Metallurgy*.

Zhao, S., Zhou, Y., Wang, M., Xin, X., & Chen, F. (2014). Thickness, porosity, and permeability prediction: comparative studies and application of the geostatistical modeling in an Oil field. *Environmental Systems Research*, 3-7.

Zwicky, R. (1979). Significance of the Variogram With Some Examples From the Athabasca Tar Sands. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1-7.

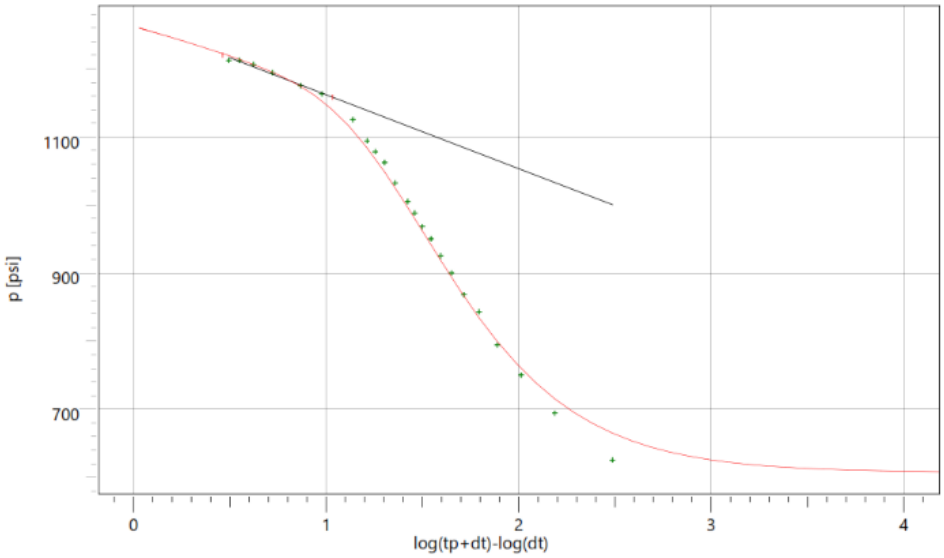
Apéndices

Apéndice A. Interpretación pruebas de presión PBU.



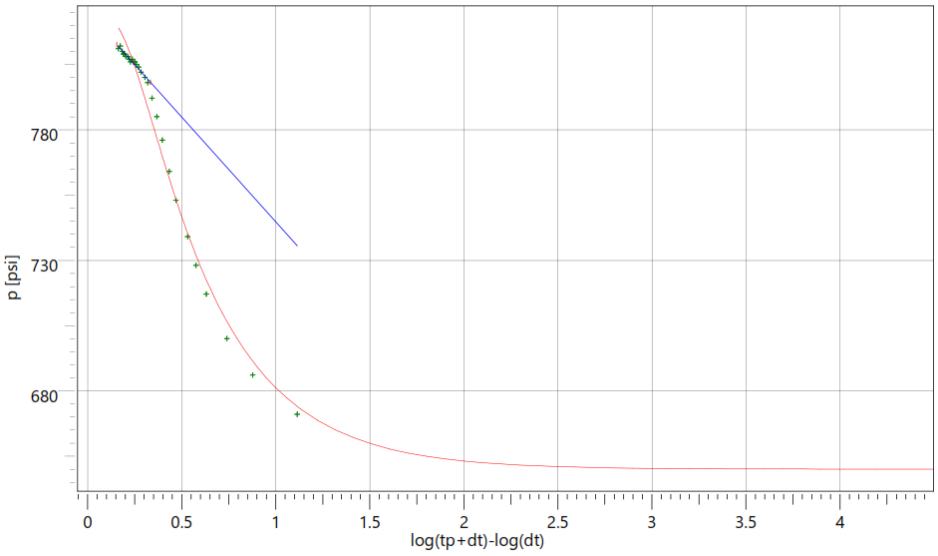
C-11

ϕ: 20.5 %
β_o: 1.335 bbl/STB
μ_o: 4 cP
r_w: 0.25 ft
tp: 260 h
k: 5.13 mD
Skin: 5
Pi: 2310.45 psia
h: 295 ft



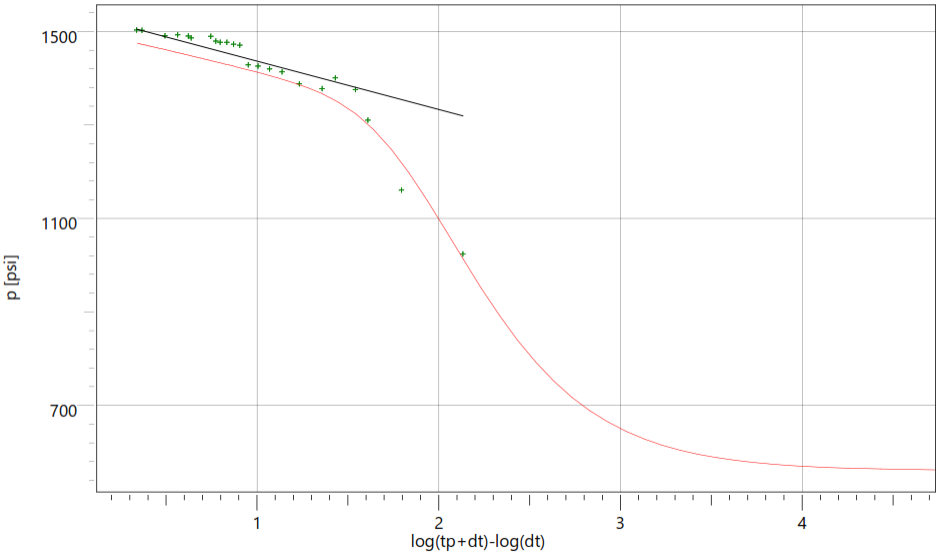
C-28

ϕ: 17.3 %
β_o: 1.335 bbl/STB
μ_o: 4 cP
r_w: 0.25 ft
tp: 144 h
k: 4.88 mD
Skin: 1,57
Pi: 1261.9 psia
h: 213 ft



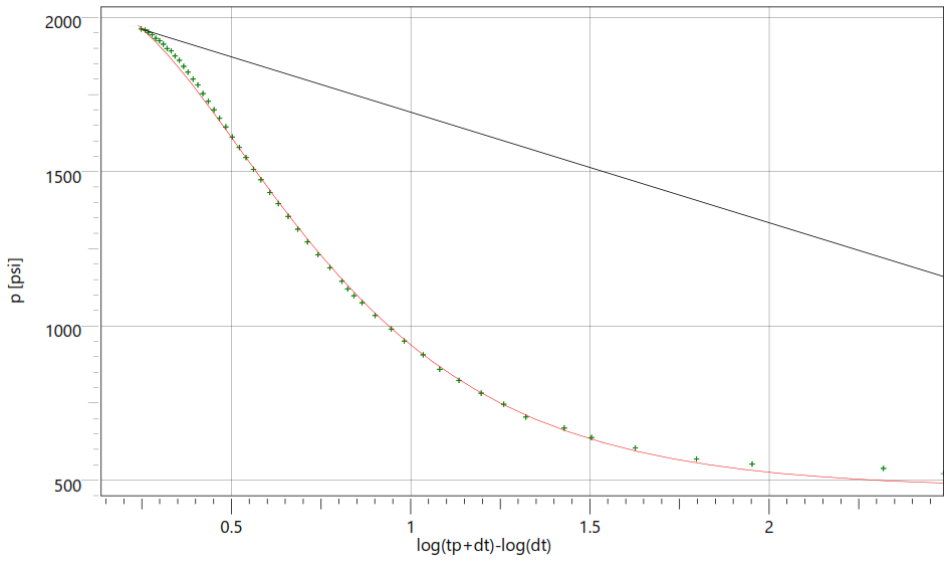
C-30

ϕ: 12.5 %
β_o: 1.26 bbl/STB
μ_o: 3.6 cP
r_w: 0.25 ft
tp: 72 h
k: 25.6 mD
Skin: -5.68
Pi: 825.6 psia
h: 60 ft



C-33

ϕ: 16.9 %
β_o: 1.23 bbl/STB
μ_o: 4 cP
r_w: 0.25 ft
tp: 48 h
k: 24.9 mD
Skin: 3.3
Pi: 1504.3 psia
h: 76 ft



C-36

ϕ: 12 %

β_o: 1.34 bbl/STB

μ_o: 4 cP

r_w: 0.25 ft

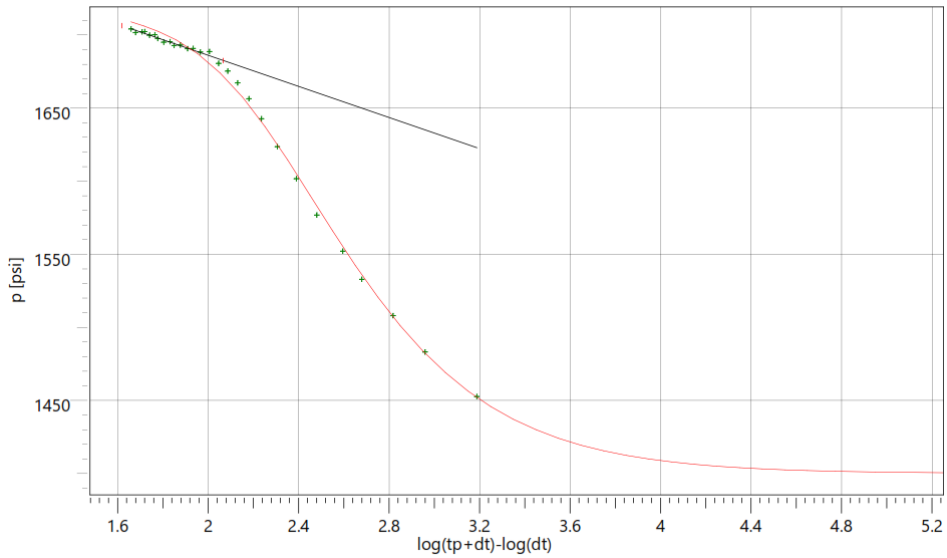
tp: 11 h

k: 24.9 mD

Skin: 0.46

Pi: 2118.05 psia

h: 55 ft



C-40

ϕ: 15.4 %

β_o: 1.35 bbl/STB

μ_o: 4 cP

r_w: 0.25 ft

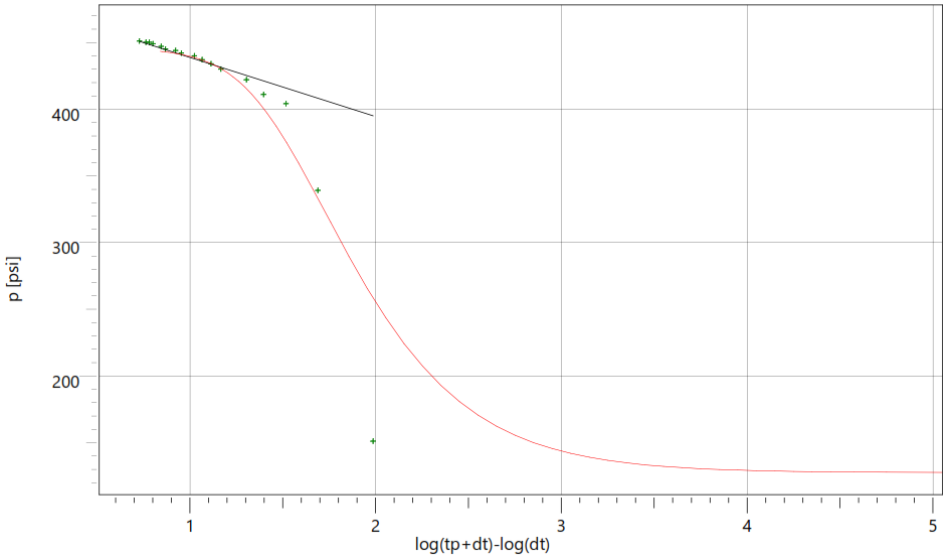
tp: 219 h

k: 18.5 mD

Skin: 0

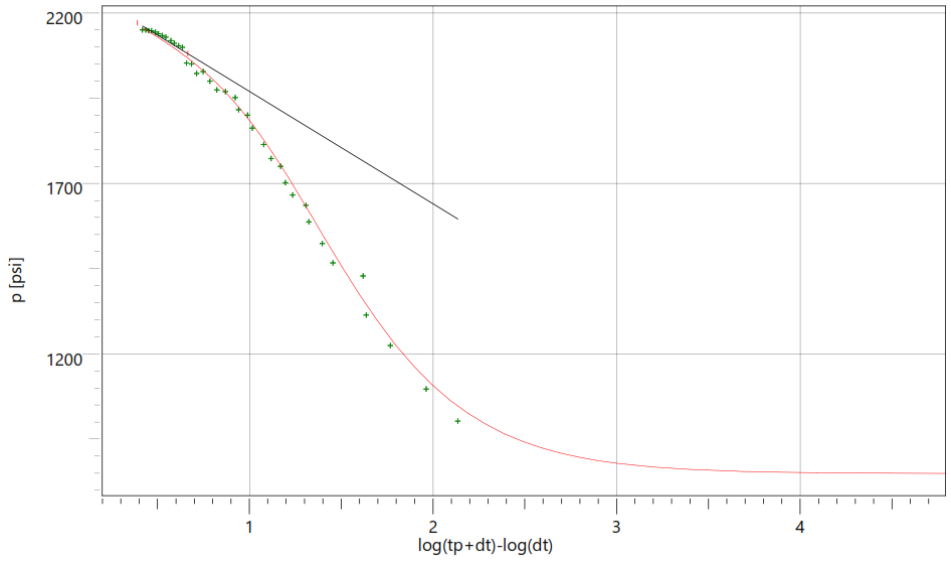
Pi: 1760.8 psia

h: 163 ft



C-43

ϕ: 12 %
β_o: 1.25 bbl/STB
μ_o: 3.6 cP
r_w: 0.25 ft
tp: 96 h
k: 73.7 mD
Skin: -1.3
Pi: 469.9 psia
h: 36 ft

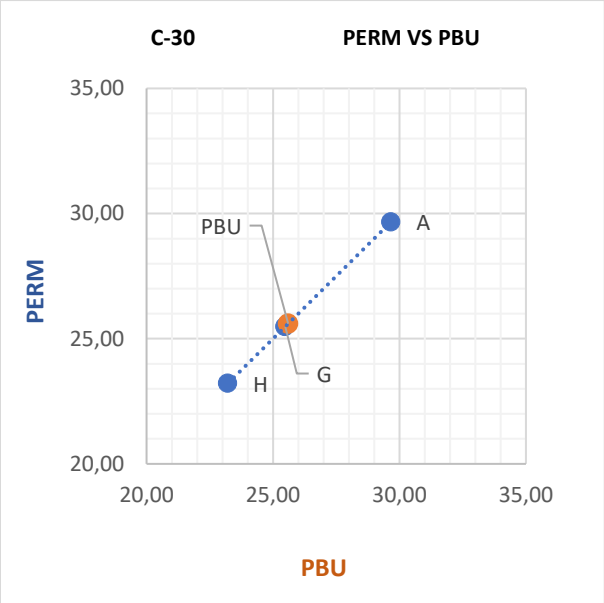


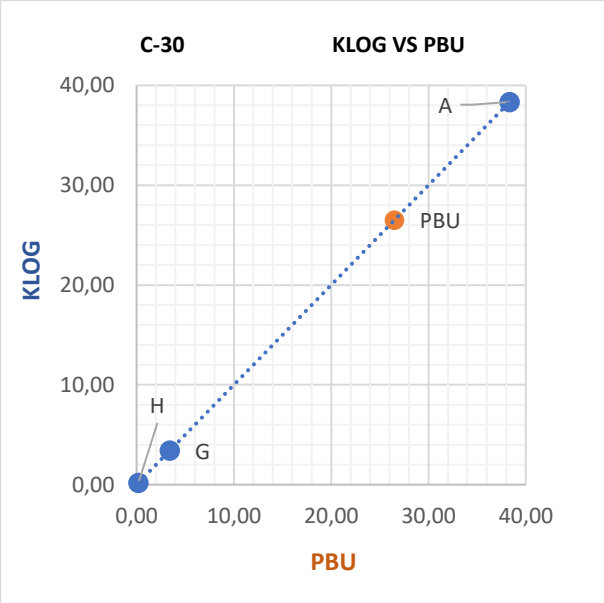
C-49

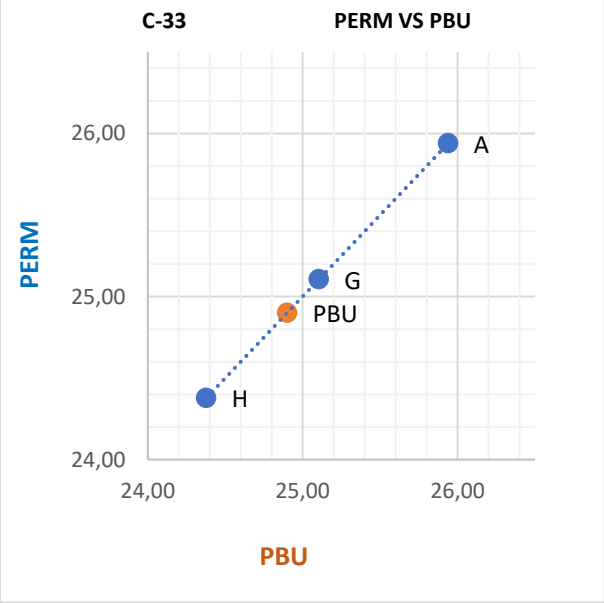
ϕ: 14.9 %
β_o: 1.35 bbl/STB
μ_o: 4 cP
r_w: 0.25 ft
tp: 72 h
k: 4.09 mD
Skin: -1.9
Pi: 2269.7 psia
h: 125 ft

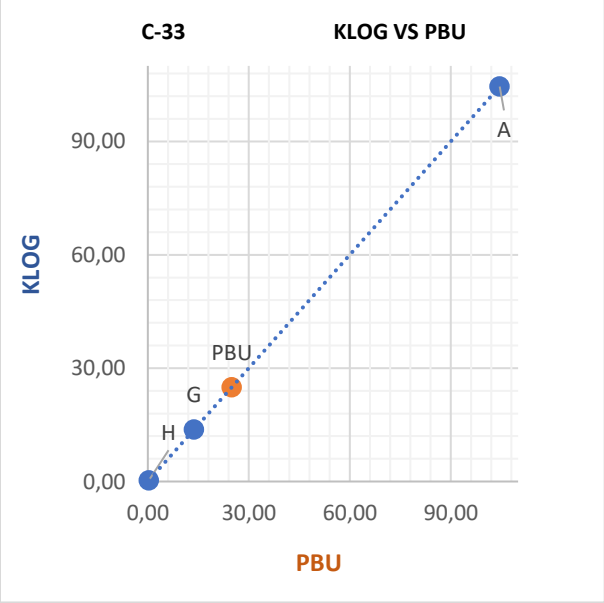
Apéndice B. Promedios de los valores de permeabilidad registro sintético PERM vs valores de permeabilidad prueba de presión PBU.

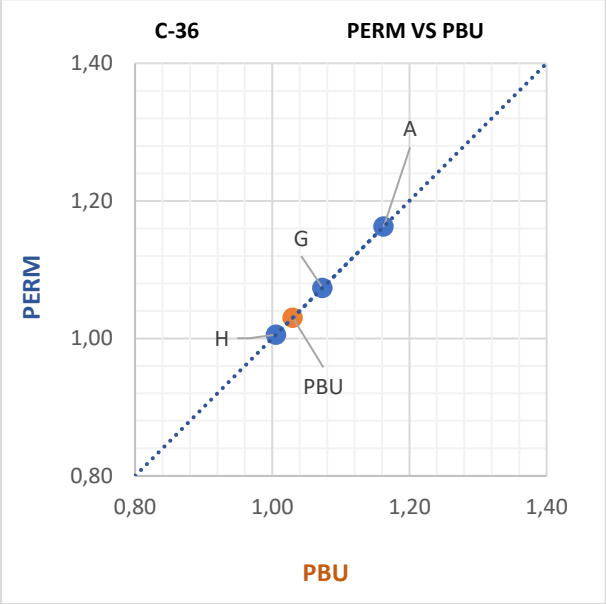
Donde los promedios se definen por: A: Aritmético ponderado, G: Geométrico y H: armónico.

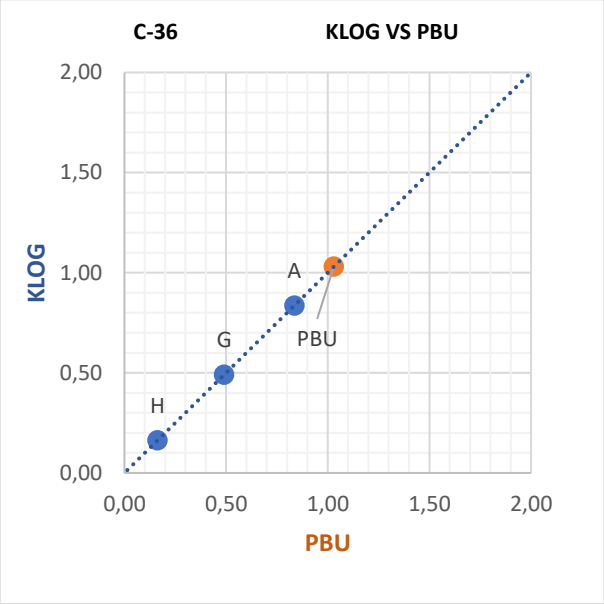


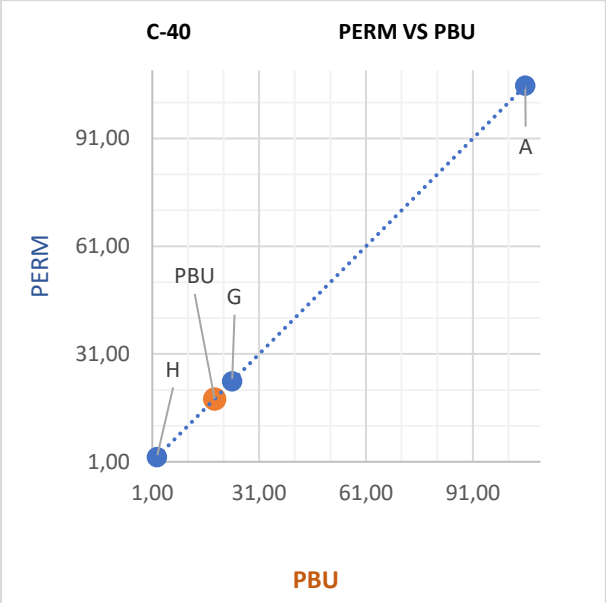


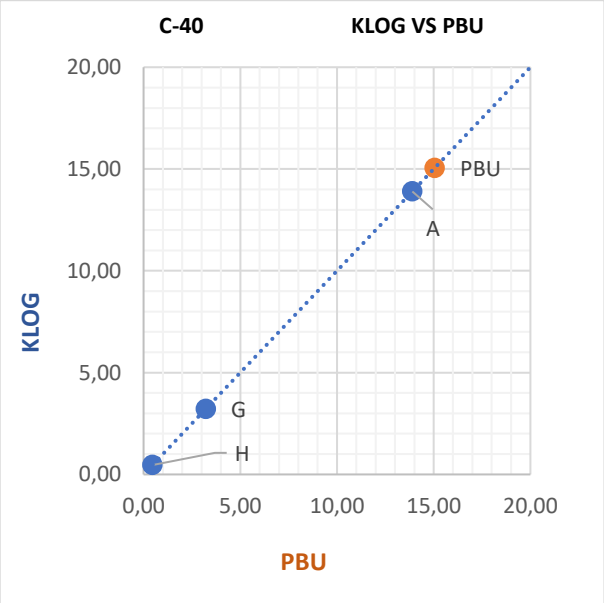


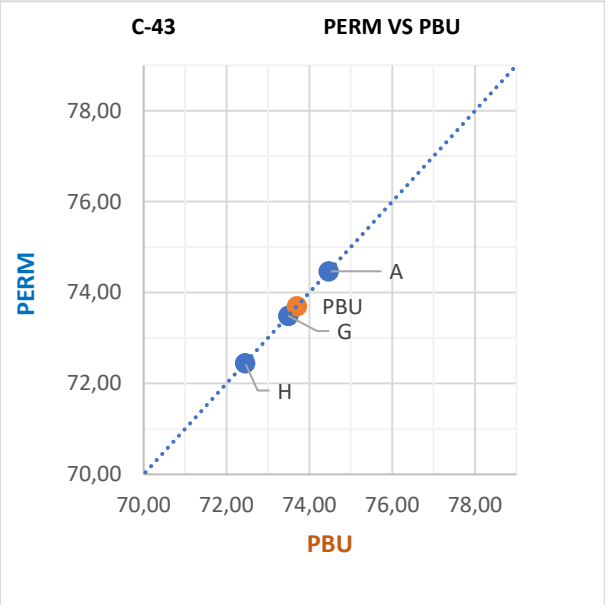


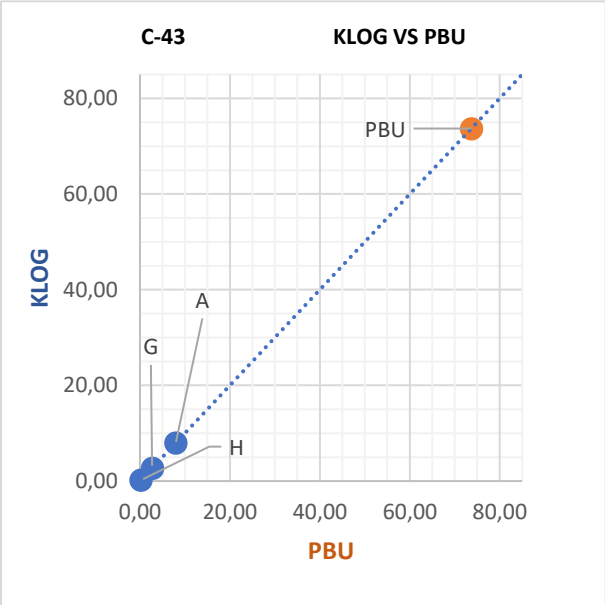

C-36
PERM VS PBU
PERM
PBU
1,40
1,20
1,00
0,80
0,80
1,00
1,20
1,40
A
G
H
PBU

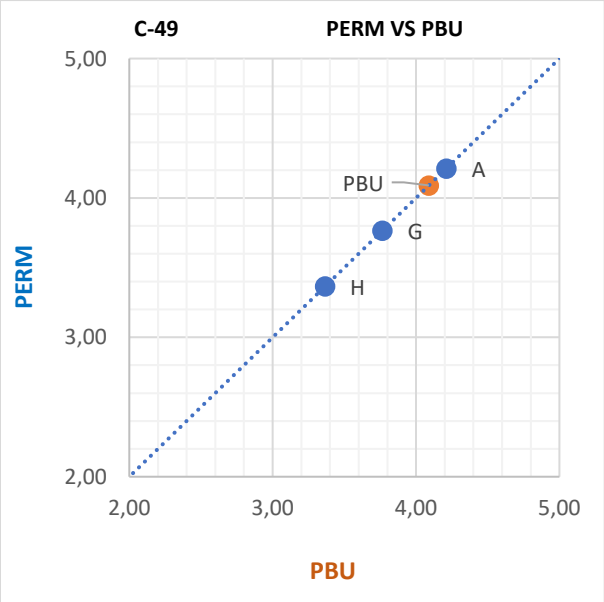

C-36
KLOG VS PBU
KLOG
PBU
2,00
1,50
1,00
0,50
0,00
0,00
0,50
1,00
1,50
2,00
A
G
H
PBU

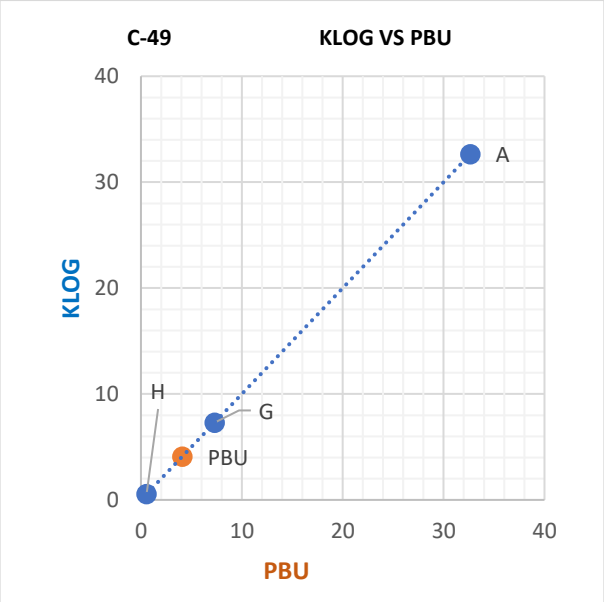

C-40
PERM VS PBU
PERM
PBU
91,00
61,00
31,00
1,00
1,00
31,00
61,00
91,00
A
PBU
G
H


C-40
KLOG VS PBU
KLOG
PBU
20,00
15,00
10,00
5,00
0,00
0,00
5,00
10,00
15,00
20,00
PBU
A
G
H


C-43
PERM VS PBU
78,00
76,00
74,00
72,00
70,00
PERM
70,00
72,00
74,00
76,00
78,00
PBU
A
PBU
G
H


C-43
KLOG VS PBU
80,00
60,00
40,00
20,00
0,00
KLOG
0,00
20,00
40,00
60,00
80,00
PBU
PBU
A
G
H


C-49
PERM VS PBU
5,00
4,00
3,00
2,00
PERM
2,00
3,00
4,00
5,00
PBU
PBU
A
G
H


C-49
KLOG VS PBU
40
30
20
10
0
KLOG
0
10
20
30
40
PBU
A
H
G
PBU