



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO ORIGINAL EN
SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DE
GEOESTADÍSTICA Y EL MÉTODO MONTECARLO, CASO
ESTUDIO CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

AUTOR:

LUIS FERNANDO SEGARRA TOMALÁ

PROFESOR TUTOR:

ING. RICARDO V. GALLEGOS O.

LA LIBERTAD – SANTA ELENA – ECUADOR

2019

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO
ORIGINAL EN SITIO A TRAVÉS DE LA
APLICACIÓN DE GEOESTADÍSTICA Y EL MÉTODO
MONTECARLO, CASO ESTUDIO CAMPO DEL
ORIENTE ECUATORIANO”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN
PREVIO A LA OBTENTCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

AUTOR:

LUIS FERNANDO SEGARRA TOMALÁ

PROFESOR TUTOR:

ING. RICARDO V. GALLEGOS O.

LA LIBERTAD – SANTA ELENA – ECUADOR

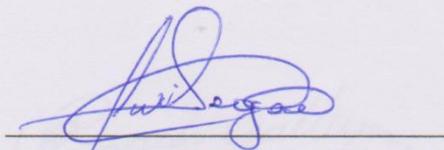
2019

DECLARACIÓN EXPRESA

Yo, Segarra Tomalá Luis Fernando, declaro bajo juramento que el presente Trabajo de Investigación es de mi autoría, mismo que no ha sido presentado para ningún grado o calificación profesional y haber realizado las consultas en las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Por medio de la presente declaración, cedo mis derechos de propiedad intelectual sobre este trabajo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Segarra Tomalá Luis Fernando

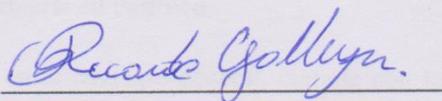
Autor de Tesis

CI: 2400344285

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Proyecto de Investigación denominado “**CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DE GEOESTADÍSTICA Y EL MÉTODO MONTECARLO, CASO ESTUDIO CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO**”, elaborado por Segarra Tomalá Luis Fernando, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, me permito declarar que posterior a la orientación, estudio, y revisión del proyecto, lo apruebo en todas sus partes, debido a que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a evaluación del tribunal y autorizo al estudiante para que inicie los trámites legales correspondientes.

Atentamente,



Ing. Gallegos O. Ricardo V.

Tutor de Tesis

CI: 0900820457

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Ing. Carlos Roberto Spencer Sandoval, PhD.

Cédula de identidad: 0900517608

Número de celular: 0997611738

Salinas- Provincia de Santa Elena.

Ecuador

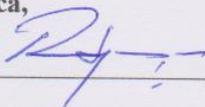
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Dr. Carlos Roberto Spencer Sandoval, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: **"Cálculo del volumen de petróleo original en sitio a través de la aplicación de geoestadística y el método Montecarlo, caso estudio campo del oriente ecuatoriano"** elaborado por **Luis Fernando Segarra Tomalá**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de Santa Elena a los siete días del mes de junio del dos mil diecinueve.

Certifica,



Dr. Carlos Roberto Spencer Sandoval

Ingeniero en Petróleo: SENESCYT número 8621105592

Magister en Informática Educativa: SENESCYT número 862294531

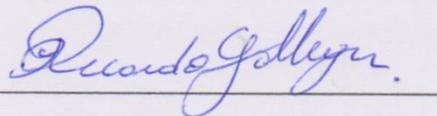
Doctor en Ciencias de la Educación: SENESCYT número 8622110185

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

001-RVGO-2019

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación denominado “**CALCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DE GEOESTADÍSTICA Y EL MÉTODO MONTECARLO, CASO ESTUDIO CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO**”, elaborado por el estudiante Segarra Tomalá Luis Fernando, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado se encuentra con 5% de valoración permitida, por consiguiente se procese a emitir el presente informe.

Atentamente,



Ing. Gallegos O., Ricardo V.

Tutor de Tesis

CI: 0900820457

DEDICATORIA

Todo el esfuerzo requerido en este trabajo se lo dedico a mis Padres, **Francisco Javier** y **Margarita**, por ser pilares fundamentales en mi vida, por brindarme siempre su apoyo, además de su confianza y amor incondicional.

A mis hermanos, **Anthony J.** (+), **Bryan J.**, y **María J.**, por ser fuentes de inspiración.

A mis abuelos, **Luis E.** (+) y **Lidia P.** (+), quienes estoy seguro estuviesen contentos y orgullosos de mi por alcanzar este objetivo.

Segarra T. Luis F.

AGRADECIMIENTO

A **Dios**, por todas las lecciones de vidas enseñadas y por ser refugio en momentos difíciles.

A mis **padres**, *Francisco J.* y *Margarita*, por sus sacrificios, apoyo incondicional, inspiración de superación, confianza, amor y enseñanza de valores que hoy me permiten ser una persona de bien.

A mis **hermanos**, *Anthony J.* (+), *Bryan J.*, y *María J.*, por ser motivos de superación.

A mis **tíos**, *Lenín* y *Rosa E.*, por brindarme su apoyo en momentos oportunos.

A los **Ing. Gallegos O., Ricardo V., Profesor Tutor; e Ing. Pineda C. Edwin., Guía de Campo**, a quienes guardo respeto y consideración por brindarme conocimientos, información, guía y tiempo dedicado para el desarrollo del Proyecto de Investigación.

A la **Directora de Carrera, Ing. Gutierrez H. Marllelis D.**, por sus consejos para en la elaboración del presente proyecto y en mi etapa universitaria.

Al **Ing. Cedeño M. Dario J.**, por su amistad y conocimientos, además de ser pilar fundamental en la publicación de un paper en una revista Scopus.

A los **Ing. Álvarez L. Ángel A., Ing. Malavé C. Carlos A., Ing. Portilla L. Carlos A. Ing. Escandón P. Paulo C., Ing. Carvajal O. Fausto A., Ing. Pinoargote R. César I.**, y demás docentes, quienes durante la etapa universitaria impartieron sus conocimientos de buena manera e inculcaron en mi ser un excelente profesional.

A la empresa **Best Energy Services S.A.** y su **Equipo de Especialistas**, por compartir sus conocimientos, y permitir el uso del software DecisionSpace para el desarrollo de mi Trabajo de Titulación.

Al **Ing. Sánchez R. Christian**, por la confianza y oportunidad de formar parte de directorios del SPE UPSE STUDENT CHAPTER, lo cual ayudó a forjar mi aptitud.

Al **Ing. Sánchez C. Juan J., Ing. Del Pezo P. Johnny D., Ing. Jara C. Cesar F. Ing. Castro E. Kenneth F., e Ing. Duque Y. Michael G.**, por su amistad y consejos brindados para mi mejora académica – profesional.

A los **Equipos de Trabajo de SPE UPSE STUDENT CHAPTER**, por su apoyo incondicional para el logro de los distintos objetivos.

A mis **compañeros y amigos de clases** por permitir tener una buena etapa universitaria, y ayudarnos mutuamente en momentos difíciles.

A la **Universidad Estatal Península de Santa Elena**, por potenciar mi capacidad, habilidad y conocimientos que me permitirán competir profesionalmente.

¡Gracias totales!

Segarra T. Luis F.

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN EXPRESA	I
APROBACIÓN DEL TUTOR.....	II
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	III
CERTIFICADO ANTIPLAGIO	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTO	VI
TRIBUNAL DE GRADO	VII
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XV
ABREVIATURAS O INICIALES	XIX
SIMBOLOGÍA.....	XXI
RESUMEN.....	XXV
ABSTRACT	XXVI
CAPÍTULO I.....	1
1. MARCO METODOLÓGICO	1
1.1. Tema	1
1.2. Descripción del Tema.....	1
1.3. Planteamiento del Problema	2
1.4. Justificación.....	2
1.5. Objetivos	3
1.5.1. Objetivo General	3
1.5.2. Objetivos Específicos	3
1.6. Alcance	3
1.7. Hipótesis	4
1.8. Variables.....	4
1.8.1. Variable Independiente.....	4
1.8.2. Variable Dependiente	4
1.9. Metodología.....	4
1.9.1. Diseño de la Investigación	4
1.9.2. Metodología de Investigación	5
CAPÍTULO II	6

2. MARCO TEÓRICO	6
2.1. Antecedentes	6
2.2. Petróleo Original En Sitio (POES) o “Stock Tank Original Oil Initially In Place” (STOOIP).....	8
2.2.1. Métodos de cálculo de POES	8
2.2.1.1. Balance de Materiales.....	9
2.2.1.2. Volumétrico.....	9
2.2.1.3. Montecarlo.....	10
2.2.1.4. Simulación Numérica de Yacimientos	10
2.2.1.5. Geoestadística.....	10
2.3. Definición de términos básicos de estadística	11
2.4. Descripción específica de métodos probabilísticos para estimación de POES, a utilizar en actual caso estudio.....	13
2.4.1. Método Montecarlo	13
2.4.1.1. Variable Aleatoria	14
2.4.1.1.1. Variable Aleatoria Discreta	14
2.4.1.1.2. Variable Aleatoria Continua.....	15
2.4.1.2. Métodos de Distribución Probabilística	16
2.4.1.2.1. Distribución Normal.....	16
2.4.1.2.2. Distribución Triangular	17
2.4.1.2.3. Distribución Uniforme	18
2.4.1.2.4. Distribución Log Normal	19
2.4.1.2.5. Distribución Exponencial	20
2.4.1.2.6. Distribución de Poisson.....	21
2.4.1.2.7. Resumen de Métodos de Distribución.....	23
2.4.1.3. Histograma	23
2.4.1.3.1. ¿Qué permite el histograma?.....	24
2.4.2. Método Geoestadístico	24
2.4.2.1. Variografía.....	26
2.4.2.1.1. Variograma Experimental	26
2.4.2.1.2. Variograma Teórico	28
2.4.2.1.2.1. Partes del Variograma	29
2.4.2.1.2.1.1. Efecto Pepita o “Nugget Effect”	29
2.4.2.1.2.1.2. Rango o Alcance	29

2.4.2.1.2.1.3.	Meseta o “Sill”	30
2.4.2.1.2.1.4.	Distancia Integral	30
2.4.2.1.2.2.	Modelos del Variograma	30
2.4.2.1.2.2.1.	Modelo “Nugget Effect”	30
2.4.2.1.2.2.2.	Modelo Esférico	31
2.4.2.1.2.2.3.	Modelo Exponencial.....	32
2.4.2.1.2.2.4.	Modelo Gaussiano	33
2.4.2.1.2.2.5.	Modelo Potencia.....	34
2.4.2.1.2.2.6.	Modelo Seno Cardinal	35
2.4.2.1.3.	Variograma Cruzado	35
2.4.2.2.	Análisis de Isotropía y Anisotropía	36
2.4.2.2.1.	Anisotropía Geométrica	38
2.4.2.2.2.	Anisotropía con Efecto Proporcional	39
2.4.2.2.3.	Anisotropía Zonal.....	40
2.4.2.2.	Estimación y Simulación.....	41
2.4.2.2.1.	Estimación	42
2.4.2.2.1.1.	Kriging.....	43
2.4.2.2.1.1.1.	Kriging Simple	43
2.4.2.2.1.1.2.	Kriging Ordinario	45
2.4.2.2.1.1.3.	Indicador de Kriging o “Indicator Kriging”	46
2.4.2.2.1.2.	Cokriging.....	48
2.4.2.2.1.2.1.	Cokriging Simple	49
2.4.2.2.1.2.2.	Cokriging Ordinario	50
2.4.2.2.2.	Simulación.....	51
2.4.2.2.2.2.	Simulación No Condicional	51
2.4.2.2.2.3.	Simulación Condicional	51
2.4.2.2.2.3.1.	Simulación Secuencial Gaussiana o “Sequential Gaussian Simulation” (SGS)	53
2.4.2.2.2.3.2.	Simulación Secuencial de Indicador o “Sequential Indicator Simulation” (SIS).	55
CAPÍTULO III.....		57
3. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....		57
3.1. Determinación de información disponible de los Pozos del Campo UPSE		57

3.2. Determinación de Parámetros (datos de entrada) para aplicación del Método Montecarlo.....	60
3.2.1. GRV.....	60
3.2.2. NTG.....	60
3.2.3. Porosidad.....	61
3.2.4. Saturación de Petróleo.....	61
3.2.5. Factor Volumétrico del Petróleo.....	62
3.3. Estimación de POES, Método Montecarlo.....	63
3.3.1. U media.....	63
3.3.2. U inferior.....	67
3.3.3. T superior.....	70
3.3.4. T inferior.....	71
3.3.5. Hollín superior.....	74
3.4. Estimación de POES, Método Geoestadístico.....	77
3.4.1. Curva de Proporción Vertical o “Vertical Proportional Curve (VPC)” ...	77
3.4.2. Ajuste de Variograma.....	79
3.4.3. Elipse de Anisotropía.....	80
3.4.4. Simulación, elaboración de Modelos de Parámetros.....	81
3.4.4.1. Facies.....	81
3.4.4.2. Porosidad.....	82
3.4.4.3. NTG.....	82
3.4.4.4. Saturación de Agua y Factor Volumétrico del Petróleo.....	83
3.4.4.5. Determinación de valor de POES.....	84
3.5. Cálculo de Error en Estimación de POES.....	84
3.6. Análisis de Influencia de Parámetros en cálculo de POES.....	86
3.6.1. NTG.....	86
3.6.1.1. U media.....	89
3.6.1.2. U inferior.....	89
3.6.1.3. T superior.....	90
3.6.1.4. T inferior.....	90
3.6.1.5. Hollín superior.....	90
3.6.2. Porosidad.....	91
3.6.2.1. U media.....	91
3.6.2.2. U inferior.....	91

3.6.2.3. T superior	92
3.6.2.4. T inferior.....	92
3.6.2.5. Hollín superior.....	92
3.6.3. Saturación de Petróleo	93
3.6.3.1. U media	93
3.6.3.2. U inferior	93
3.6.3.3. T superior	94
3.6.3.4. T inferior.....	94
3.6.3.5. Hollín superior.....	94
3.6.4. Factor Volumétrico del Petróleo	95
3.6.5. GRV.....	95
3.6.6. Resumen de resultados	95
3.7. Evaluación Económica	96
3.7.1. Cálculo de Reservas	96
3.7.2. Predicción de Producción, Caso Base – 2027	96
3.7.3. Determinación de Pozos Tipo “Type Wells” (TW), 2019 – 2027	98
3.7.4. Cálculo de Valor Presente Neto (NPV).....	99
CAPÍTULO IV.....	104
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	104
4.1. Conclusiones	104
4.2. Recomendaciones	106
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	107
ANEXOS	111

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Población, Muestra e Individuo	11
Ilustración 2: Método Montecarlo aplicado en estimación de POES	14
Ilustración 3: Función de Distribución, Variable Aleatoria Discreta.....	15
Ilustración 4: Función de Distribución, Variable Aleatoria Continúa	15
Ilustración 5: Distribución Normal o Gaussiana, Izquierda: PDF; Derecha: CDF	16
Ilustración 6: Distribución Triangular, Izquierda: PDF; Derecha: CDF.....	17
Ilustración 7: Distribución Uniforme, Izquierda: PDF; Derecha: CDF	18
Ilustración 8: Transformación de datos a distribución Log Normal	19
Ilustración 9: Distribución Exponencial, Izquierda: PDF; Derecha: CDF.....	20
Ilustración 10: Distribución de Poisson, para diferentes valores de μ	21
Ilustración 11: Histograma.....	24
Ilustración 12: Información necesaria en Geoestadística para cálculo de POES..	26
Ilustración 13: Información para determinar Variograma Experimental	27
Ilustración 14: Variograma Experimental.....	27
Ilustración 15: Datos irregularmente espaciados	27
Ilustración 16: Tolerancia de distancia	28
Ilustración 17: Tolerancia de orientación.....	28
Ilustración 18: Partes que conforman el Variograma Teórico	29
Ilustración 19: Modelo “Nugget Effect”	30
Ilustración 20: Modelo Esférico.....	31
Ilustración 21: Trazado de tangente en Variograma de Modelo Esférico.....	32
Ilustración 22: Modelo Exponencial	32
Ilustración 23: Determinación práctica de parámetros, Modelo Exponencial	33
Ilustración 24: Modelo Gaussiano.	34
Ilustración 25: Modelo Potencia.	34
Ilustración 26: Modelo Seno Cardinal	35
Ilustración 27: Variograma representando un comportamiento Isotrópico.....	36
Ilustración 28: Variograma representando un comportamiento Anisotrópico.....	37
Ilustración 29: Generación de Elipse de Anisotropía.....	37
Ilustración 30: Anisotropía Geométrica, bidimensional	38
Ilustración 31: Transformación de Elipse de Anisotropía.....	39
Ilustración 32: Efecto proporcional (Anisotropía), representado en Variograma.	39
Ilustración 33: Anisotropía zonal, representando en Variograma.....	40
Ilustración 34: Malla definida por el área de estudio	41
Ilustración 35: Resultados de aplicación del “Kriging Indicator”	47
Ilustración 36: Resultados basados en una Simulación no Condicionada	51
Ilustración 37: Resultados basados en una Simulación Condicionada	52
Ilustración 38: Distribución de Frecuencia, resultado de diferentes realizaciones	52
Ilustración 39: Transformación Gaussiana, con su respectiva CDF	54
Ilustración 40: Porosidad Efectiva Vs Litotipo.....	54
Ilustración 41: Simulación a través de “SIS”	56
Ilustración 42: Histograma POES, U media – Región UPSE-A.....	65
Ilustración 43: Histograma POES, U media – Región UPSE-BC	66

Ilustración 44: Histograma POES, U media – Región SE	66
Ilustración 45: Histograma POES, U inferior – Región UPSE-A.....	68
Ilustración 46: Histograma POES, U inferior – Región UPSE-BC	69
Ilustración 47: Histograma POES, U inferior – Región SE	69
Ilustración 48: Histograma POES, T superior – Región UPSE-A.....	70
Ilustración 49: Histograma POES, T inferior – Región UPSE-A	72
Ilustración 50: Histograma POES, T inferior – Región UPSE-BC.....	73
Ilustración 51: Histograma POES, T inferior – Región SE	73
Ilustración 52: Histograma POES, Hollín superior – Región UPSE-A	75
Ilustración 53: Histograma POES, Hollín superior – Región UPSE-BC.....	76
Ilustración 54: Histograma POES, Hollín superior – Región SE	76
Ilustración 55: Curvas de Proporción Vertical para los diferentes Yacimientos ..	78
Ilustración 56: Ajuste de Variograma, U media - 1:Shale	79
Ilustración 57: Elipse de Anisotropía, U media	80
Ilustración 58: Modelo Geoestadístico, Facies, realización 15.....	81
Ilustración 59: Modelo Geoestadístico, Porosidad, realización 15	82
Ilustración 60: Modelo Geoestadístico, NTG, realización 15.....	83
Ilustración 61: Modelo de Saturación de Agua y Factor Volumétrico del Petróleo	84
Ilustración 62: Historial de Producción por Pozo; Petróleo y BSW, U inferior - Región UPSE-BC.....	111
Ilustración 63: Historial de Producción Total; Petróleo y Agua, U inferior - Región UPSE-BC.....	111
Ilustración 64: Predicción de Producción de Petróleo, U inferior - Región UPSE-BC	112
Ilustración 65: Historial de Producción Normaliza de Petróleo por Pozo, U inferior - Región UPSE-BC	112
Ilustración 66: Perfil de Producción de Pozos Tipo; Petróleo y BSW, U inferior - Región UPSE-BC.....	113

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución Normal.....	17
Tabla 2: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución Triangular.....	18
Tabla 3: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución Uniforme	19
Tabla 4: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución Log Normal.....	20
Tabla 5: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución Exponencial.....	21
Tabla 6: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución de Poisson	22
Tabla 7: Resumen sobre la forma y utilidad de las distribuciones más comunes .	23
Tabla 8: Información disponible de pozos, para definir parámetros en el cálculo de POES	58
Tabla 9: GRV de los respectivos yacimientos, para las diferentes regiones.....	60
Tabla 10: WOC de los respectivos yacimientos, para las diferentes regiones.....	60
Tabla 11: NTG de los respectivos yacimientos, para las diferentes regiones.....	61
Tabla 12: Porosidad Efectiva de los respectivos yacimientos, para las diferentes regiones	61
Tabla 13: Saturación de petróleo de los respectivos yacimientos, para las diferentes regiones	62
Tabla 14: Factor Volumétrico del Petróleo de los respectivos yacimientos	62
Tabla 15: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U media – Región UPSE-A.	63
Tabla 16: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U media – Región UPSE-BC	64
Tabla 17: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U media – Región SE.....	64
Tabla 18: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U media – Región UPSE-A.....	64
Tabla 19: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U media – Región UPSE-BC	64
Tabla 20: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U media – Región SE	65
Tabla 21: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U inferior – Región UPSE-A	67
Tabla 22: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U inferior – Región UPSE-BC.....	67
Tabla 23: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U inferior – Región SE.....	67
Tabla 24: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U inferior – Región UPSE-A.....	68

Tabla 25: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U inferior – Región UPSE-BC	68
Tabla 26: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U inferior – Región SE	68
Tabla 27: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, T superior – Región UPSE-A	70
Tabla 28: Resultados de evaluación en cálculo de POES, T superior – Región UPSE-A.....	70
Tabla 29: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, T inferior – Región UPSE-A	71
Tabla 30: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, T inferior – Región UPSE-BC.....	71
Tabla 31: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, T inferior – Región SE.....	71
Tabla 32: Resultados de evaluación en cálculo de POES, T inferior – Región UPSE-A.....	72
Tabla 33: Resultados de evaluación en cálculo de POES, T inferior – Región UPSE-BC	72
Tabla 34: Resultados de evaluación en cálculo de POES, T inferior – Región SE	72
Tabla 35: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, Hollín superior – Región UPSE-A.....	74
Tabla 36: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, Hollín superior – Región UPSE-BC	74
Tabla 37: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, Hollín superior – Región SE	74
Tabla 38: Resultados de evaluación en cálculo de POES, Hollín superior – Región UPSE-A.....	75
Tabla 39: Resultados de evaluación en cálculo de POES, Hollín superior – Región UPSE-BC	75
Tabla 40: Resultados de evaluación en cálculo de POES, Hollín superior – Región SE.....	75
Tabla 41: Definición de Litofacies, Yacimiento U	77
Tabla 42: Definición de Litofacies, Yacimiento T.....	77
Tabla 43: Definición de Litofacies, Yacimiento Hollín.....	77
Tabla 44: Proporción de Litofacies para los diferentes Yacimientos	78
Tabla 45: Saturación de Agua y Factor Volumétrico del Petróleo de las respectivas regiones y yacimientos	83
Tabla 46: Resultados de estimación de POES para las diferentes regiones de los yacimientos	84
Tabla 47: Valores de POES determinados por la empresa Best Energy Services S.A.....	84
Tabla 48: Resumen de resultados obtenidos mediante la aplicación del Método Montecarlo	85

Tabla 49: Resumen de resultados obtenidos mediante la aplicación del Método Geoestadístico	85
Tabla 50: Error de POES estimado a través del Método Montecarlo y Geoestadístico, con respecto a los valores determinados por Best Energy Services S.A.....	85
Tabla 51: Error de POES estimado entre el método Montecarlo y Geoestadístico	86
Tabla 52: Valores constantes de NTG de cada yacimiento, Región UPSE-A.....	87
Tabla 53: Parámetros para cálculo de POES, exceptuando NTG	88
Tabla 54: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia del NTG, U media – Región UPSE-A	89
Tabla 55: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia del NTG, U inferior – Región UPSE-A	89
Tabla 56: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia del NTG, T superior – Región UPSE-A	90
Tabla 57: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia del NTG, T inferior – Región UPSE-A.....	90
Tabla 58: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia del NTG, Hollín superior – Región UPSE-A.....	90
Tabla 59: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Porosidad, U media – Región UPSE-A.....	91
Tabla 60: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la porosidad, U inferior – Región UPSE-A.....	91
Tabla 61: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la porosidad, T superior – Región UPSE-A	92
Tabla 62: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la porosidad, T inferior – Región UPSE-A	92
Tabla 63: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la porosidad, Hollín superior – Región UPSE-A	92
Tabla 64: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Saturación de Petróleo, U media – Región UPSE-A	93
Tabla 65: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Saturación de Petróleo, U inferior – Región UPSE-A	93
Tabla 66: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Saturación de Petróleo, T superior – Región UPSE-A	94
Tabla 67: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Saturación de Petróleo, T inferior – Región UPSE-A.....	94
Tabla 68: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Saturación de Petróleo, Hollín superior – Región UPSE-A.....	94
Tabla 69: Resumen de resultados de variación de POES, Región UPSE-A.....	95
Tabla 70: Resumen de resultados de variación de POES, Región UPSE-BC	95
Tabla 71: Cálculos de reservas del Campo UPSE	96
Tabla 72: Reservas remanentes @ 2027, Caso Base	97
Tabla 73: Producción acumulada de los Type Wells estimados para los yacimientos de las diferentes regiones	98

Tabla 74: Factor de Recobro de Petróleo, Caso Base y TW (P90, P50 y P10)...	100
Tabla 75: NPV o Valor Presente Neto, Caso TW P90 - Caso Base	101
Tabla 76: NPV o Valor Presente Neto, Caso TW P50 - Caso Base	102
Tabla 77: NPV o Valor Presente Neto, Caso TW P10 - Caso Base	103

ABREVIATURAS O INICIALES

2D: 2 Dimensiones.

3D: 3 Dimensiones.

BAPD: Barriles de Agua por Día.

BPPD: Barriles de Petróleo por Día.

BSW: Basic, Sediment, and Water.

CCE: Constant Composition Expansion o Expansión Constante de la Composición.

CDF: Cumulative Distribution Function o Función de Distribución Acumulada.

NCF: Net Cash Flow o Flujo de Caja Neto.

DCF: Discounted Cash Flow o Flujo de Caja Descontado.

Desv. Est.: Desviación estándar.

EBM: Ecuación de Balance de Materiales.

EIA: Energy Information Administration.

GR: Gamma Ray.

GRV: Gross Rock Volume.

IDW: Inverse Distance Weighting o Ponderación por el Inverso de la Distancia.

Máx: Máximo.

Met. Distrib.: Método de distribución.

Mín: Mínimo.

MMBbls: Millones de barriles.

NPV: Net Present Value o Valor Presente (Actual) Neto.

NTG: Net to Gross.

P10: Percentil 10.

P50: Percentil 50.

P90: Percentil 90.

P10: Probabilidad 10

P50: Probabilidad 50.

P90: Probabilidad 90.

PDF: Probability Distribution Function o Función de Distribución de Probabilidad.

POES: Petróleo Original En Sitio

P Swanson: Promedio de Swanson.

PVT: Presión – Volumen – Temperatura.

RB: Reservoir Barrels (Barriles @ Yacimiento).

SGS: Sequential Gaussian Simulation o Simulación Secuencia Gaussiana.

SIS: Sequential Indicator Simulation o Simulación de Indicadores Secuenciales.

SP: Potencial Espontáneo.

STB: Stock Tank Barrels (Barriles @ Superficie).

STOOIP: Stock Tank Original Oil Initially in Place.

TW: Type Wells

VAN: Valor Actual Neto.

VPC: Vertical Proportion Curve o Curva de Proporción Vertical.

WOC: Water – Oil Contact o Contacto Agua – Petróleo.

SIMBOLOGÍA

Considerando el uso de varias simbologías similares se detallan las simbologías de forma general, por ejemplo: μ (Media aritmética), recalcando que en el desarrollo del presente trabajo se puede encontrar la siguiente simbología μ_X (Media aritmética de "X") y similares, a excepción de símbolos de parámetros tales como Saturaciones y demás, los cuales serán enunciados uno a uno.

a : Valor mínimo.

\hat{a} : Coeficiente de tortuosidad.

A_g : Área comprendida entre las gráficas de cimas y bases.

al : Rango o alcance.

al' : Rango o alcance práctico.

ani : Coeficiente de anisotropía.

b : Valor máximo.

B : parámetro de escala.

B_o : Factor Volumétrico del petróleo.

B_{oD} : Factor volumétrico de la prueba de Separación Diferencial.

B_{oSb} : Factor volumétrico de la Prueba de Separador.

B_{oDb} : Factor volumétrico de la prueba de Separación Diferencial (por encima de la presión de burbuja).

B_{oE} : Factor volumétrico de Prueba CCE (por encima de la presión de burbuja).

c : Parámetro de forma.

C : Meseta total, en caso de no existir "nugget effect", caso contrario espaciado desde el punto de "nugget effect" hasta la meseta total.

cm^2 : Centímetros al cuadrado.

C_o : Valor generado por "nugget effect"

Co : Cobalto.

$Cov(X, X)$: Varianza de una variable.

$Cov(X, Y)$: Covarianza de Variables.

ct : Categoría.

Ct : Número de Categorías.

C_T : Meseta o "sill" Total.

C_0 : Meseta de variograma 0.
 C_1 : Meseta de variograma 1.
E: Este
 $E(x)$: Valor esperado.
 f_i : Coeficiente de proporcionalidad.
 F^* : CDF de la muestra de la variable de estudio.
Fe: Hierro
 FP : Factor de proporcionalidad.
 F_R : Factor de Recobro de Petróleo.
ft: Feat (pies).
 $f_X(x)$: Función de PDF.
 $F_X(x)$: Función de CDF.
 g : Multiplicador de Lagrange.
 $G^{-1}(\cdot)$: Inversa de la CDF Gaussiana de una variable aleatoria.
 h : Distancia.
 h' : Distancia integral.
 h^* : Vector de distancia generado por las coordenadas.
 h_1 y h_2 : Distancia generada en Análisis de anisotropía.
 i y j = valor variante que empieza desde la localización 0 hasta n .
 I : Cantidad de inversión.
 $i(x, Z_{ct})$: Variable indicadora para una categoría.
 $I^*(x, z_{ct})$: Indicador de Kriging.
 k : Número de ocurrencias del evento o fenómeno.
m: Metros.
 mD : MiliDarcies.
 Me : Mediana.
 Mo : Moda.
 n : Cantidad de datos/información.
N: Norte

$N(h)$: Pares de datos.

NE: Noreste.

Ni: Níquel.

NO: Noroeste.

O: Oeste

P_b : Presión de burbuja.

p_{ct} : Frecuencia marginal de la categoría.

$Prob^*(Z(x) \in Z_{ct}|(n))$: Probabilidad.

Psi: Pound per square inch o Libras por pulgadas al cuadrado.

Q: Coeficiente "Q".

Qo: Caudal de Petróleo.

RS: Resistividad de la Lutita o resistividad corta.

RM: Resistividad de barro de la formación o media.

R_{sh} : Resistividad de la arcilla.

R_t : Resistividad de la roca parcialmente saturada de agua de formación.

R_w : Resistividad del agua de formación.

RXO: Resistividad del filtrado de lodo o poco profundidad.

S: Sur

SE: Sureste.

S_f : Saturación de fluidos.

S_g : Saturación de gas.

S_o : Saturación de petróleo.

SO: Suroeste.

S_w : Saturación de agua.

t : Indicador de tiempo.

T : Es el periodo final del análisis o evaluación.

$VAR(X)$: Varianza de una variable.

w_a : Ponderación de pesos para cada valor.

X: Variable aleatoria.

x_i : Distancia o celda “ i ”.
 x_{i+h} : Distancia o celda “ $i + h$ ”.
 Y : Variable aleatoria.
 z : Tasa de eventos.
 $Z^*(x)$: Función para estimación de valor.
 $Z_A(x)$: Variable regionalizada.
 Z_{ct} : Variable categórica, valor umbral de categoría.
 Z_s : Variable de informaciones de cercanas.
 (h_x, h_y) : Nuevas coordenada, debido a Transformación lineal.
 (x, y) : Coordenadas originales.
 σ^2 : Varianza.
 $\sigma_{CKS-Z_1}^2(x_0)$: Varianza de estimación o de Cokriging.
 σ_E^2 : Varianza de estimación.
 $\sigma_{KS}^2(x_0)$: Varianza de Kriging.
 $\frac{\partial}{\partial w_\alpha}$: Derivada con respecto a los pesos.
 \notin : No pertenece.
 \in : Pertenece.
 θ : Angulo de anisotropía.
 Δh : Tolerancia de distancia.
 $\Delta \theta$: Tolerancia de orientación.
 α y β : Valor determinado para cada dato, desde 1 hasta “ n ”.
 $\gamma(h)$: Variograma para una distancia “ h ”.
 θ : Orientación.
 λ : Distribución de Poisson.
 μ : Media aritmética.
 σ : Desviación Estandar.
 ω : Pendiente.
 ϑ : Exponente.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“CALCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DE GEOESTADÍSTICA Y EL MÉTODO MONTECARLO, CASO ESTUDIO CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO”

Autor: Segarra Tomalá Luis Fernando.

Tutor: Ing. Gallegos O. Ricardo V., MSc.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación persigue el objeto de aplicación de la Geoestadística y el Método Montecarlo en el cálculo del volumen del Petróleo Original En Sitio (POES), caso estudio campo del oriente ecuatoriano.

El área de estudio es llamada “Campo UPSE”, por razones de confidencialidad de información. El campo presenta 2 fallas que debido a su disposición dividen el campo en 3 regiones, por lo cual para cada una de ellas se estima el POES (reservas de petróleo) en los yacimientos productores (U, T y Hollín). Dichos resultados son comparados teniendo como referencia valores de POES proporcionados por la empresa “Best Energy Services S.A.” (obtenidos a través de la Simulación Numérica de Yacimientos); para corroborar resultados de los métodos aplicados, en el cual el método que presentó menor error con respecto al POES total del campo fue el Método Geoestadístico (método más extenso debido a los procedimientos que implica). En el análisis de influencia de los parámetros en el cálculo de POES se consideró 3 escenarios (Valor mínimo, Valor de la media, y Valor máximo) para los parámetros NTG, porosidad, y saturación de petróleo. En el cual se determinó a la porosidad como la de mayor influencia y al NTG de menor influencia. El GRV y el Factor volumétrico del petróleo no fueron analizados mediante cálculos debido a que estos parámetros no presentaron incertidumbres en su determinación. Este último debido a conocimientos de la Cuenca Oriente es determinado como parámetro que no impacta considerablemente los cálculos por lo cual se podría estimar a través de correlaciones. Finalmente, para el análisis económico se realizó la predicción al año 2027 de la producción histórica con el fin de conocer la producción acumulada total de pozos existentes (Caso base) y se generaron 3 escenarios de Pozos Tipo (P90, P50 y P10) para agregar pozos en el presente año (2019), con la producción acumulada generada con la adición de los Pozos Tipo se determinó la productividad (renta) de UPSE, como un campo económicamente rentable para los 3 escenarios.

Palabras claves: Reservas de Petróleo, Método Geoestadístico, Método Montecarlo, Renta.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTY OF ENGINEERING SCIENCES
PETROLEUM ENGINEERING CAREER

**“CALCULATION OF ORIGINAL OIL IN SITE VOLUME THROUGH OF
GEOSTATISTIC AND MONTECARLO METHOD APPLICATION, CASE
STUDY EAST ECUADORIAN FIELD”**

Author: Segarra Tomalá Luis Fernando.

Tutor: Eng. Gallegos O. Ricardo V., MSc.

ABSTRACT

The present research work pursues object of application of Geostatistics and Monte Carlo Method in calculation of Stock Tank Original Oil Initially in Place (STOOIP), study case Ecuadorian east field.

Study area is called Field “UPSE”, for reasons of confidentiality of information. The field presents 2 faults that due to their arrangement divide the field into 3 regions, for each of them, the STOOIP (petroleum reserves) is estimated for producing reservoirs (U, T, and Hollín). These results are compared with references value of STOOIP provided by company “Best Energy Services S.A.” (obtained through Numerical Reservoir Simulation) to corroborate the results of the applied methods, in which the method that presented the smallest error with respect to total STOOIP of field was the Geostatistical Method (more extensive method due to the procedures involved). In influence analysis of parameters in the calculation of STOOIP, 3 scenarios were considered (Minimum value, mean value, and maximum value) for NTG, Porosity, and Oil Saturation, in which, the Porosity was determined as the most influential, and the NTG as the least influence. GRV and Oil Volumetric Factor weren't analyzed by calculations because these parameters didn't present uncertainties in their determination. The latter due knowledge of the East Basin is determined as a parameter that doesn't significantly impact the calculations, whence could be estimated through correlations. Finally, for the economic analysis prediction was made to the year 2027 of the historical production in order to know the total accumulated production of existing wells (Base case) and 3 scenarios of Type Wells were generated (P90, P50, and P10) to add wells in the current year (2019)., with the accumulated production generated with the addition of Type Wells, the productivity (income) of UPSE was determinate as an economically profitable field for the 3 scenarios.

Key words: Petroleum reserves, Geostatistical Method, Monte Carlo Method, Income.

CAPÍTULO I

1. MARCO METODOLÓGICO

1.1. Tema

“CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DE GEOESTADÍSTICA Y EL MÉTODO MONTECARLO, CASO ESTUDIO CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO”

1.2. Descripción del Tema

El presente trabajo denominado “Cálculo del Volumen de Petróleo Original en Sitio a Través de la Aplicación de Geoestadística y el Método Montecarlo, Caso Estudio Campo del Oriente Ecuatoriano”, persigue el objetivo de estimar el volumen de Petróleo Original en Sitio (POES), mediante dos métodos, los cuales permiten cuantificar los valores deseados a través de un punto de vista probabilístico.

Los métodos a utilizar en el proyecto de investigación son:

- ✓ Geoestadística
- ✓ Método Montecarlo

El Método Montecarlo se puede describir como una herramienta la cual permite agrupar la información de entrada de ecuaciones con valores de parámetros que no se conocen con exactitud o se conoce en un rango aproximado. En consideración al tema permite cuantificar las reservas del POES mediante su ecuación objeto, la cual mostrará “n” cálculos debido a las realizaciones con diferentes valores de las variables, que por concepto del método estas no serán constantes sin olvidar las incertidumbres de las mismas. Además, se da énfasis a la visión de alimentar una ecuación con número aleatorio, dando como respuestas varios valores de cálculo que mediante la construcción de un histograma de frecuencias y el cálculo de la media aritmética se puede estimar un valor real.

La geoestadística es una herramienta que permite agrupar características geológicas, y además predecir un parámetro en locaciones donde no se conoce dicho valor gracias a la información disponible de muestras cercanas, teniendo en cuenta la incertidumbre de los valores generados.

Dentro de los argumentos que se tiene en cuenta en los procedimientos en esta herramienta es el análisis de anisotropía y la determinación del variograma que se ajuste a las características espaciales de correlación, un punto clave de este método es el reconocimiento de fenómenos naturales, lo cual sirve como premisa para el análisis de resultados.

Los cálculos del volumen del POES se obtendrán mediante la aplicación de los métodos descritos y los resultados finales se someterán a comparación con el objeto de determinar el método que permita obtener resultados más aproximados a valores determinados por un ente/empresa y a su vez teniendo en cuenta el tiempo que se empleó por cada método.

1.3. Planteamiento del Problema

En la industria petrolera existen diversos métodos para el cálculo del volumen de petróleo original en sitio, los cuales pueden ser determinísticos o probabilísticos, mismos que, debido a sus respectivos procedimientos puede ser complejos.

Otro elemento a tomar en consideración en el cálculo del POES es el tiempo que se necesita para evaluar las propiedades o parámetros del yacimiento en los métodos ya que en la industria petrolera el tiempo es un factor predominante, por lo tanto, es necesario realizar estos cálculos de una manera más ágil y que los resultados sean confiables.

Se puede también atribuir otro inconveniente a la información petrofísica, geológica, PVT y otros parámetros necesarios para la realización de los cálculos, pues en algunos casos esta información no se puede leer con exactitud en registros, gráficas o no se cuenta con información según lo descrito anteriormente (Flores y Ramírez, 2016) sostienen que el grado de incertidumbre que puede llegar a tener un proyecto de cálculo de petróleo original en sitio depende principalmente de la información disponible, muchas veces esta puede ser escasamente muestreada aunque podemos apoyarnos de algunos métodos para reducir la incertidumbre e inferir propiedades de diferente manera para poder probar un yacimiento entero. Por ello, hoy en día las empresas o las personas dedicadas a esta rama de la ingeniería de yacimientos buscan determinar un método eficiente que les permita calcular el petróleo original en sitio en un tiempo rápido para la estimación de las reservas y poder ponderar el yacimiento como rentable o no.

1.4. Justificación

Las áreas (campos o bloques) donde yacen los recursos naturales tales como los hidrocarburos son destinados a licitación para poder adquirir ingresos al arca del estado. Los valores que ayudan a la estimación del potencial de producción de los campos son el hidrocarburo original in situ y sus reservas (Guerra, 2014), por lo cual las empresas de exploración y extracción que estén interesadas deben realizar estudios que corroboren datos emitidos por los entes del Estado, para así establecer sus propuestas en inversión de actividades.

Teniendo en cuenta lo manifestado, se requiere de un método que permita corroborar dichos valores, el cual deberá tener como aspectos fundamentales un menor tiempo de obtención de resultados pero que a su vez estos sean confiables. Obtenidos y corroborados los datos de volumen de petróleo original en sitio y sus

reservas, se procede a determinar el potencial de producción del bloque y/o campos.

Un aspecto importante a considerar en la realización de los diferentes cálculos para los métodos a emplear, es la información de entrada en relación a la antigüedad del bloque, campos y/o pozos; se debe disponer de información la cual ha sido registrada o plasmada mediante la utilización de máquina de escribir e incluso hasta de la caligrafía del personal que ha estado a cargo de alguna operación, como por ejemplo: viscosidades, factor volumétricos, porosidades y demás. Esta información en su mayoría está disponible en formatos de archivos escaneados, lo cual dificulta la visualización y determinación del mismo, ocasionando así un grado de incertidumbre mayor en los cálculos. Cabe recalcar, que también hay información que por deterioro de archivos no está disponible ni en físico ni en digital. Para disminuir el margen de error de la información de entrada, se realizarán cálculos con rango definidos de los parámetros para establecer variables que impactan resultados y a su vez determinar si deberían ser o no correlacionadas o asumidas.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Aplicar Geoestadística y el Método Montecarlo en el cálculo de volumen de petróleo original en sitio, para la comparación de resultados obtenidos y tiempo empleados por cada uno de ellos.

1.5.2. Objetivos Específicos

- ✓ Determinar la disponibilidad de información de los pozos y campo objetos de estudio que permitan definir los parámetros necesarios para el cálculo de POES, mediante la revisión de los diferentes archivos disponibles
- ✓ Estimar el volumen de petróleo en sitio con diferentes valores de variables, para la determinación del parámetro de mayor y menor relevancia que impactan los cálculos, mediante la realización de cálculos con el Método Montecarlo.
- ✓ Establecer las variables que pueden ser determinadas mediante asunciones o correlaciones, para la eventual aproximaciones de las mismas en casos de acceso limitado a información, mediante el análisis de los parámetros de mayor y menor relevancia en los cálculos.
- ✓ Evaluar el campo objeto para calificarlo como económicamente rentable para su explotación, mediante el análisis técnico – económico.

1.6. Alcance

El presente proyecto de investigación tiene como objeto evaluar el método Geoestadístico y el Método Montecarlo en el cálculo de volumen de petróleo

original en sitio, al cumplir lo antes mencionado también se logrará lo especificado a continuación:

- ✓ Determinar el método de cálculo que muestre el menor margen de error comparado con valores ya establecidos por la empresa Best Energy Services S.A. (obtenidos a través de la Simulación Numérica de Yacimientos) y que además emplee menor tiempo en obtención de resultados.
- ✓ Establecer parámetros que puedan ser asumidos o relacionados en caso de que se tenga acceso limitado a la información o incertidumbre de los mismos, teniendo en cuenta que estos no generen grandes impactos en los cálculos.
- ✓ Analizar la rentabilidad de explotación del campo.

1.7. Hipótesis

- ✓ El método que logra una mayor eficiencia, emplea mayor tiempo en la obtención de resultados, mientras el que emplea menor tiempo tiene mayor porcentaje de incertidumbre.
- ✓ Existen variables que no impactan en gran medida los resultados por lo cual dichas variables pueden ser asumidas o correlacionadas.

1.8. Variables

1.8.1. Variable Independiente

- ✓ Geoestadística y Método Montecarlo utilizado para estimar volumen de Petróleo Original En Sitio.

1.8.2. Variable Dependiente

- ✓ Valores obtenidos o resultados.
- ✓ Tiempo empleado para obtención de resultados.

1.9. Metodología

1.9.1. Diseño de la Investigación

Dentro del diseño de la investigación se tiene:

Investigación documental: Manual del lenguaje de programación, revisión bibliográfica de: libros, tesis de grado, papers técnicos y artículos acerca de cálculos de volumen de petróleo original en sitio e ingeniería de yacimientos.

Investigación experimental: Empleo de lenguaje de programación para el desarrollo de fórmulas y/o ecuaciones empleadas por los diferentes métodos, aplicación y análisis de estadística.

1.9.2. Metodología de Investigación

El proyecto se llevará a cabo determinando la disponibilidad de información (Registros de pozos, Pruebas PVT, Análisis de núcleo e Información sísmica del campo) para definir los parámetros empleados en los cálculos de POES mediante los diferentes métodos.

El cálculo de POES mediante el método Montecarlo se realiza en una Macro de Microsoft Excel para Evaluación de Prospectos, definiendo el método de distribución de probabilidad para los parámetros necesarios de acuerdo a la ecuación volumétrica especificando los valores mínimos, máximos y la media de cada uno de ellos como datos de entrada.

El cálculo de POES mediante el método Geoestadístico se desarrolla en el software DecisionSpace, en el cual se determina el variograma y el análisis de anisotropía, principales características del método, para poder modelar las propiedades necesarias de acuerdo a la ecuación volumétrica para los cálculos POES.

Los resultados obtenidos mediante los métodos empleados se comparan con los valores emitidos por la empresa Best Energy Services S.A., para determinar un aproximado del error de los resultados.

La determinación de los parámetros de menor y mayor relevancia se realiza mediante el cálculo del POES considerando 3 escenarios (Mínimo, máximo, y medio) de los parámetros, para luego observar el porcentaje de variación de los resultados entre los escenarios.

Con los resultados del método que presente menor error en la comparación con los valores de POES emitidos por la empresa Best Energy Services S.A., realizará el análisis económico para establecer la rentabilidad de la explotación del campo.

Esta investigación de acuerdo a causas expresadas es considerada inductiva.

Método Inductivo: Es un método que obtiene conclusiones generales a partir de premisas particulares. Para lograr aquello es fundamental realizar una recopilación intensa de casos concretos del fenómeno estudiado para una inducción posterior, vigilando las características o propiedades comunes entre ellos.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

En la actualidad se registran varios trabajos e investigaciones de cálculos de volumen de petróleo original en sitio, todo esto debido a la explotación, producción de petróleo y registros de campos, lo cual puede resultar en una reducción o elevación de reservas hidrocarburíferas en un determinado país.

El trabajo de investigación de tesis de postgrado “Evaluación de los Métodos Existentes para Cálculo de las Reservas de Petróleo y Gas en la División Occidente” elaborado por (Plaza, 2009) para la Universidad de Zulia, indica que las reservas dependientes del petróleo original en sitio, son aspectos importante en los planes de desarrollo del Estado Venezolano, por lo cual el cálculo de reservas de petróleo permiten tener una asunción de seguridad de ingresos al arca debido a la renta petrolera. Estos valores de POES y reservas son importantes ya que en base a dichos estimados las empresas interesadas por un bloque o campos presentaran sus propuestas en licitaciones para la eventual explotación de hidrocarburo, lo cual dará buenos réditos al estado dueño de dichos recursos naturales y a la empresa de exploración y explotación.

Como se manifestaba, el valor objeto de este estudio es importante para incentivar el interés de empresas en los bloques o campos para su explotación, lo cual es corroborado en la tesis de postgrado “Estimación de Potencial de Producción de Petróleo del Campo Singue, Cuenca Oriente, Ecuador” elaborada por (Guerra, 2014) para la Universidad de SalFord pues en el evalúa el potencial del campo analizando información geológica, estudios sísmicos, registro de pozos del campo, y demás con el objeto de determinar el volumen del petróleo en el yacimiento y a su vez el petróleo disponible que pueda ser recuperado de forma comercial empleando un método determinístico para realizar los cálculos. Los resultados de su estimación determinaron a la formación Napo U Inferior como mejor prospecto pues en ella se encontró un volumen de petróleo aproximado a 15 MMSTB, y para el cálculo de reserva asumió un factor de recobro del 25% pues es un valor promedio en la arena alrededor del área, donde como resultado para la arena con mejor prospecto una reserva remanente aproximada a 3,2 MMSTB la cual representa un 41% de la cantidad total de petróleo recuperable, con lo cual manifiesta como un campo u oportunidad atractiva para las compañías de producción.

No obstante, también existen demás métodos que hacen uso de perspectivas probabilísticas, como por ejemplo el Método de Montecarlo el cual es analizado y aplicado en la tesis de pregrado “Aplicación del Método de Monte Carlo en Exploración y Explotación de Petróleo y Gas Natural” desarrollada por (Filippo, 2003) para la Universidad Central de Venezuela, donde manifiesta que dicho método es aplicable cuando se tiene limitaciones a acceso de información de

entrada o falta de precisión en las mismas, hay que tener en cuenta que para obtener una mejor aproximación de resultados se deben realizar simulaciones con diferentes rangos de valores lo cual hará necesario mayor número y tiempo de simulación, no obstante se recalca que no es bueno abusar o confiarse de dicho método pues como se manifiesta tiene un punto de vista probabilístico, dentro de los resultados obtenidos por el autor muestra un valor de POES que está entre los rangos de 0,92 y 3,80 MMBbbls (Millones de barriles) y soportado en su análisis indica que tiende a 2,14 MMBbbls. Dentro del punto de vista económico se determina que debe existir al menos un 1,8 MMBbbls para poder explotar el yacimiento, dicho valor condicional cuenta con una probabilidad del 77% según el método empleado.

Dicho método es muy aplicado tal como se lo aplicó en la tesis “Calculo de Petróleo Original En Sitio y evaluación de Reservas para el Área de Estudio Maracuy ubicado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena”, elaborada por (Castro y Gómez, 2016) para la fundación Universidad de América, en el cual hacen uso de dicho método que utiliza funciones de distribución y determina valor máximos y mínimos de las variables de las cuales se tienen incertidumbre en el cálculo del POES tales como porosidad, saturación, espesor, factor volumétrico. Con el uso de Petrel se verificaron los datos estadísticos, una vez obtenido los datos estadísticos y el tipo de distribución para cada propiedad se implementa la simulación de Montecarlo para el cálculo del POES para el Área 1P, dando como resultados: P10: 52,7; P50: 89; P90: 130,6; en el Área 2P: P10: 119,2; P50: 202,2; P90: 293,4 y en el Área 3P: P10: 214,2; P50: 366,1; P90: 531,5 millones de STB (Stock Tank Barrel). en el cual concluye que el Área 3P tuvo resultados similares en comparación con los resultados obtenidos del método volumétrico dando una diferencia del 9%.

Otro método que está siendo considerado es la geoestadística, la cual fue introducida a partir de la década de los 50's en la industria minera y a mediados de la década de los 70's en la industria petrolera pero no fue hasta una década después cuando fueron utilizadas en un amplio rango de áreas. (Mangenaud, 2014).

Tal es el auge de dicha temática que cada día hay más profesionales interesados en esta técnica tal como (Mera, 2011) quien realizó un trabajo de investigación denominado “Aplicación geoestadística a: Modelamiento de yacimientos petroleros” para la Universidad Tecnológica Metropolitana en la cual realiza un estudio a la porosidad, permeabilidad, teniendo en cuenta la realización de variograma tanto 2D como 3D, dentro del mismo se debe tener en cuenta del Kriging el cual trabaja con funciones lineales por lo que el tiempo computacional no es excesivo, dando así la opción a que el programa GSLIB realice mallas más finas como se desee, mientras que si se piensa alimentar a un simulador de yacimientos se tendría que analizar las dimensiones de las mallas. Dentro de los resultados se analiza que el mapa de variograma facilita la observación de dirección de anisotropía, en los variograma se divisaba formas de dispersión

circular por lo que se ajustaron modelos esféricos con efecto “nugget”, dando como disposiciones finales porosidad como un área circular definida por un radio de 9140 ft (pies) y la permeabilidad con un radio de 18000 ft.

Como se manifestaba la geoestadística también es aplicada en el área minera por lo cual se hace importante referenciar el trabajo “Estudio de Estimación y Simulación Geoestadística para la Caracterización de Parámetros Geólogo – Industriales en el Yacimiento Laterítico Punta Gorda” elaborado por (Quintín, 2005) en el cual se persigue el objeto de la determinación de la masa volumétrica en yacimiento laterítico, en el cual los valores de hierro (Fe), níquel (Ni) y Cobalto (Co) obtenido a través de muestra de 1m de longitud sirven como variable primaria para obtener las secundarias. Teniendo en cuenta la relación entre el contenido de los elementos nombrados y la masa volumétrica para determinar así en estudios posteriores el cálculo de reservas, el procedimiento Co-Krigeage es empleado para la estimación de masa volumétrica, cabe recalcar que dicho método toma en consideración la variabilidad espacial y su relación con el contenido de los metales medidos.

Como se observa hay diversas tesis de pre o post grado en las cuales aplican diferentes métodos para los cálculos de hidrocarburo en sitio, pero en dichos estudios no realizan comparación de los dos métodos propuestos, además de ser limitada la información sobre investigaciones de acuerdo al cálculo de POES mediante geoestadística, con quien se busca realizar una comparación que tiene como objetivo corroborar resultados de los métodos empleados y con valores determinados por la empresa Best Energy Services S.A, para así conocer el porcentaje de incertidumbre de los mismos y además de tener que analizar el tiempo empleado buscando establecer el método que sea más factible para la aplicación en la industria.

2.2. Petróleo Original En Sitio (POES) o “Stock Tank Original Oil Initially In Place” (STOOIP)

La estimación del POES, es el factor clave para estimar la cantidad de las reservas de petróleo de un yacimiento, campo y/o bloque, estos dos valores son importantes para toda empresa dedicada a la Exploración & Explotación, pues en aquello está la toma de decisiones de emprender o no la producción del hidrocarburo de las reservas recuperables, teniendo en cuenta la viabilidad económica de la misma.

2.2.1. Métodos de cálculo de POES

- ✓ Balance de Materiales
- ✓ Volumétrico
- ✓ Montecarlo
- ✓ Geoestadística
- ✓ Simulación de Yacimientos

2.2.1.1. Balance de Materiales

La Ecuación de Balance de Materiales (EBM) permite estimar el volumen inicial de los hidrocarburos en sitio del yacimiento teniendo en cuenta los diferentes mecanismos de empuje que se desarrollan, y determina el máximo factor de recobro, además de predecir el comportamiento futuro del yacimiento. Las bases de datos que se utiliza son:

- ✓ Historial de presiones
- ✓ Propiedades de la roca y de los fluidos en el yacimiento
- ✓ Historial de producción actual y acumulada
- ✓ Análisis de las pruebas PVT.

La ecuación intérprete de este método presentado por Schilthuis en 1941, se puede resumir o traducir en la siguiente expresión.

$$\text{Volumen inicial} = \text{Volumen remanente} + \text{Volumen removido}$$

Entendiéndose que el volumen del hidrocarburo original en sitio es la suma del hidrocarburo remanente (no producido) y el hidrocarburo producido. (Tarek, 2001).

2.2.1.2. Volumétrico

El Método Volumétrico permite determinar el volumen del POES a partir de modelos geológicos que caracterizan el yacimiento y las propiedades de la roca y fluidos de los cuales está saturado, la base del cálculo son tres fuentes:

- ✓ Mapas estructurales (determinación del área del yacimiento)
- ✓ Análisis de registros eléctricos y núcleos (estimación del espesor del yacimiento, porosidad y saturación de fluido)
- ✓ Análisis de los fluidos o pruebas PVT (obtención del factor volumétrico del petróleo)

Los datos a determinar son el valor de la media o promedio de cada parámetro por lo cual es considerado un método determinístico, la ecuación utilizada en este método, llamada ecuación volumétrica, es descrita a continuación.

$$POES = \frac{7758(GRV)(NTG)(\Phi)(1-S_w)}{B_o} \quad \text{Ec. 1}$$

Dónde:

7758: Constante de conversión para el cambio de unidades de volumen (Acre - ft → Barriles).

GRV: Gross Rock Volume, Acre – ft.

NTG: Net To Gross, adimensional.

Ø: Porosidad, fracción.

$1 - S_w$: Saturación de petróleo (S_o), fracción.

B_o : Factor Volumétrico del petróleo, RB/STB.

2.2.1.3. Montecarlo

El Método Montecarlo según (Villalba, 2011) se puede describir como un método probabilístico que hace uso de la ecuación volumétrica con valores de parámetros que no se conocen con exactitud (pero sí en un rango aproximado), teniendo en cuenta dicho aspecto, el método genera valores al azar, los cuales tendrán tendencias de probabilidad en dependencia del método de distribución que se emplee, los métodos más conocidos son los siguientes:

- ✓ Normal.
- ✓ Triangular.
- ✓ Uniforme.
- ✓ Log Normal.
- ✓ Exponencial.
- ✓ Poisson.

Con los valores generados de cada parámetro, se desarrolla “ n ” realizaciones (cálculos) brindando así varios valores de cálculo que mediante la construcción de un histograma y teniendo en cuenta percentiles de probabilidades se obtendrá resultados los cuales permiten un mejor análisis de estimación de volumen de petróleo.

2.2.1.4. Simulación Numérica de Yacimientos

La Simulación Numérica de Yacimientos permite determinar el volumen del POES, su factor de recobro (reservas), comprender el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso del yacimiento y realizar aproximaciones de producción de hidrocarburo considerando las estrategias de producción a emplear y diferentes actividades de explotación.

Dentro de los modelos que se realizan para la simulación se tienen el modelamiento: estático y dinámico.

Para el cálculo de POES, es necesario la realización de un modelo estático mas no dinámico, pero es fundamental tener en cuenta que un buen modelo dinámico será reflejo del modelo estático. Para la generación de un modelo estático es necesaria la integración de la información geológica, sísmica, sedimentológica, estratigráfica, petrofísica y de ingeniería, (Gómez, 2016).

2.2.1.5. Geoestadística

La geoestadística es una herramienta que permite agrupar características geológicas, y además predecir o determinar el valor de un parámetro en locaciones

donde no se conoce dicho valor gracias a la información disponible de muestras “cercanas”, teniendo en cuenta la incertidumbre de los valores generados.

Para la estimación del POES este método también tiene en cuenta la construcción de un modelo estático de yacimiento, en el cual cada celda del modelo es alimentado con valores obtenidos debido a interpolaciones realizadas, dichas interpolaciones se generan en base a datos obtenidos en referencia a análisis de registros o muestras de núcleos, por lo cual un aspecto clave es la mayor disposición de datos confiables para generar un modelo con un menor grado de error en las interpolaciones y distribución de los valores del mismo. Al tratarse de modelamiento estático este proceso al igual que el de la simulación de yacimientos requiere de modelos estructurales, estratigráficos y petrofísico, (Chambers y Yarus, 2002).

Dentro de los argumentos que se tiene en cuenta en los procedimientos en esta herramienta es el análisis de anisotropía y la determinación del variograma que se ajusta a las características espaciales de correlación, un punto clave de este método es el reconocimiento de fenómenos naturales, lo cual sirve como premisa para el análisis de resultados.

2.3. Definición de términos básicos de estadística

- ✓ Población: Conjunto completo de datos que cumplen determinada característica que se desea mediar, estudiar y analizar.
- ✓ Muestra: Subconjunto de población que representa a la misma, a través de un número reducido de individuos del conjunto total.
- ✓ Individuo: Cada uno de los elementos que componen la población o muestra de estudio estadístico.

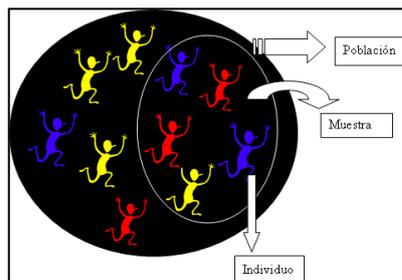


Ilustración 1: Población, Muestra e Individuo

- ✓ Media aritmética, “ μ ”: Es el valor promedio de una población o muestra, por lo cual se determina mediante la división entre la suma de todos los elementos y el número total de elementos (n), **Ec .2**.

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad \text{Ec. 2}$$

- ✓ Mediana, “ Me ”: Valor que ocupa el lugar central de la población o muestra con su conjunto de datos ordenados.

- ✓ Si la cantidad de datos es impar el valor de la media ocupa el lugar definido por **Ec. 3**.

$$Me = x_{\frac{n+1}{2}} \quad \text{Ec. 3}$$

- ✓ En caso de un número par de los datos el valor de la Me, se determina a través de **Ec. 4**.

$$Me = \frac{x_{\frac{n}{2}} + x_{\frac{n}{2}+1}}{2} \quad \text{Ec. 4}$$

- ✓ Moda, “*Mo*”: Valor que se repite o aparece con mayor frecuencia entre los datos de su población o muestra.
- ✓ Desviación estándar, “ σ ”: Parámetro también conocido como desviación típica, **Ec. 5**, determina la dispersión de los datos con respecto a la media aritmética, es decir, permite estimar la variación general de un proceso.

$$\sigma = \sqrt{\frac{(x_1 - \mu)^2 + (x_2 - \mu)^2 + \dots + (x_n - \mu)^2}{n}} \quad \text{Ec. 5}$$

- ✓ Varianza, “ σ^2 ”: Define la variación del valor de las muestras con respecto a su media, **Ec. 6**, este parámetro no tiene en cuenta orientación y distancia de las mismas.

$$\sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2 \quad \text{Ec. 6}$$

- ✓ Covarianza, “*Cov(X, Y)*”: Permite determinar la dependencia entre dos variables a través de la variación de las variables respecto a sus medias respectivas, **Ec. 7,1**.

$$Cov(X, Y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu_X)(x_i - \mu_Y) \quad \text{Ec. 7,1}$$

- ✓ Cabe recalcar que, dentro de las propiedades de la Covarianza, se indica lo definido en la **Ec. 7,2**.

$$Cov(X, X) = \text{Varianza de } X \quad \text{Ec. 7,2}$$

- ✓ Función de Distribución de Probabilidad o “*Probability Distribution Function*” (PDF): Estima la posibilidad del valor “*x*” en ser representante de la variable aleatoria “*X*”.
- ✓ Función de Distribución Acumulada o “*Cumulative Distribution Function*” (CDF): Describe la probabilidad de que la variable aleatoria “*X*” determine un valor menor o igual a “*x*”.
- ✓ Valor esperado, “*E(x)*”: Este parámetro también llamado esperanza es el valor promedio/esperado de la variable aleatoria en dependencia del método de distribución definido.
- ✓ Rango: Describe los valores a tomar en cuenta por un parámetro de estudio.

- ✓ Variable aleatoria: Variable que toma ciertos valores en dependencia de la distribución de probabilidad empleada considerando su rango respectivo.
- ✓ Variable regionalizada: Variable que presenta cierta continuidad en el espacio.
- ✓ Valor umbral: Valor mínimo de una variable aleatoria, mismo que puede ser estimado a través de los datos o en base a la experiencia o conocimiento histórico.

2.4. Descripción específica de métodos probabilísticos para estimación de POES, a utilizar en actual caso estudio

2.4.1. Método Montecarlo

Este método probabilístico permite la generación de valores aleatorios, mismos que están regidos en base a métodos de distribución, cabe recalcar que estos valores en base a su dependencia de la probabilidad no siempre conducen a una misma salida o “*output*”.

En base a la incertidumbre que se genera empleando métodos deterministas; ingenieros, geo-científicos y especialista han optado por la aplicación de Montecarlo como un método probabilístico en casos como:

- ✓ Análisis económico de proyectos petroleros.
- ✓ Determinación de Volumen de POES.
- ✓ Estimación de reservas de hidrocarburos; y demás

Con el objeto de disminuir analíticamente el grado de incertidumbre, gracias a la generación de “*n*” resultados que se grafican en un histograma para así determinar los percentiles de probabilidad de resultados a esperar para sus respectivos análisis y toma de decisiones, (Velázquez, 2017).

Sin embargo, no solo en la industria hidrocarburiífera es aplicado sino en diversos proyectos en los cuales se realizan estudios de riesgos, por ejemplo:

- ✓ Definir cronograma de actividades en diversos tipos de proyectos.
- ✓ Estimación de presupuestos en efectivos y cubrimientos con futuro, (Finanzas).
- ✓ Predicción y mitigación de ocurrencia de ruido e impacto del mismo en la construcción, (Ing. Civil)
- ✓ Determinación de probabilidad de desbordamiento, (Ingeniería y Arquitectura).
- ✓ Estimación de dosis de radioterapia, (Medicina).
- ✓ Determinación de estados de mar tri-variados condicionada a la circulación atmosférica. (Ing. De caminos, canales y puertos)
- ✓ Control de calidad, criterio de aceptación. (Ing. De producción).

El concepto de aplicación del método Montecarlo en el cálculo de POES se sintetiza en la Ilustración 2, donde se muestra algunos de los diferentes métodos

de distribución existentes que podrían aplicarse a las variables/parámetros de los cuales depende la ecuación volumétrica.

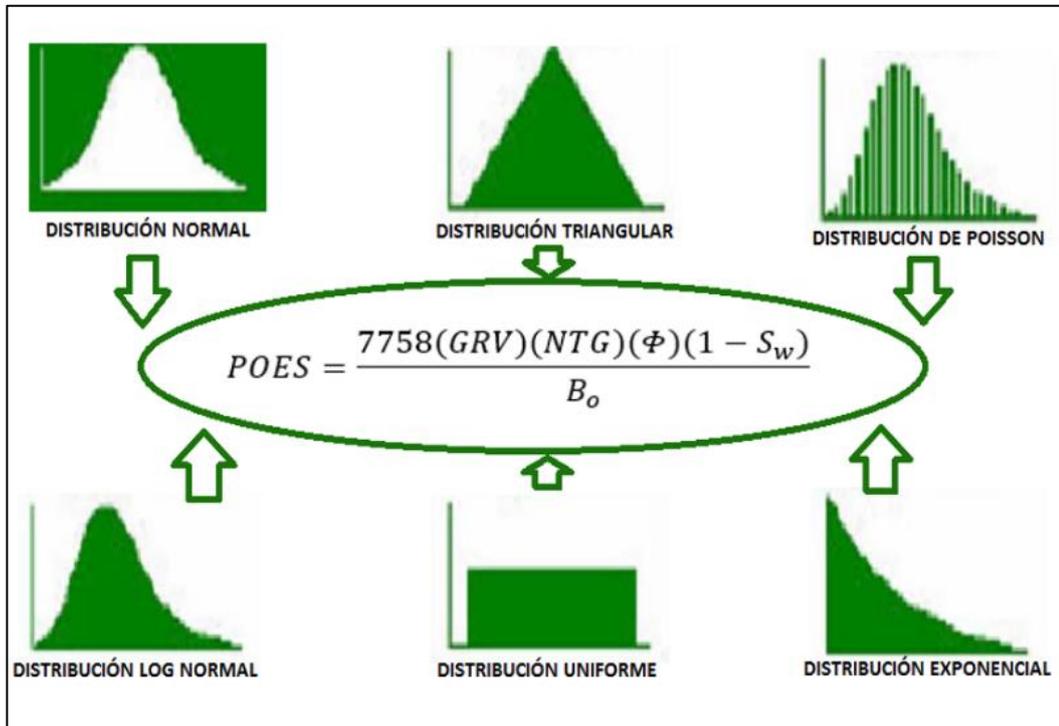


Ilustración 2: Método Montecarlo aplicado en estimación de POES

Elaborada por: Segarra. (2019).

Los métodos de distribución son utilizados en dependencia del tipo de variable aleatoria de estudio, la misma que puede ser continua o discreta, dicha particularidad será descrita a continuación.

2.4.1.1. Variable Aleatoria

2.4.1.1.1. Variable Aleatoria Discreta

- ✓ En la descripción de una variable aleatoria discreta, también llamada variable categórica, se especifican los posibles valores de la variable con sus respectivas probabilidades, (De las Peñas, SF), dichas variables son asociadas a experimentos en los cuales se cuenta el número de veces que ha ocurrido un suceso o donde el resultado es una puntuación concreta.
- ✓ El recorrido de valores a tener en cuenta por la variable es finito o infinito numerable.
- ✓ Los puntos del recorrido se corresponden con saltos en la gráfica de la función de distribución, como se muestra en la siguiente ilustración.

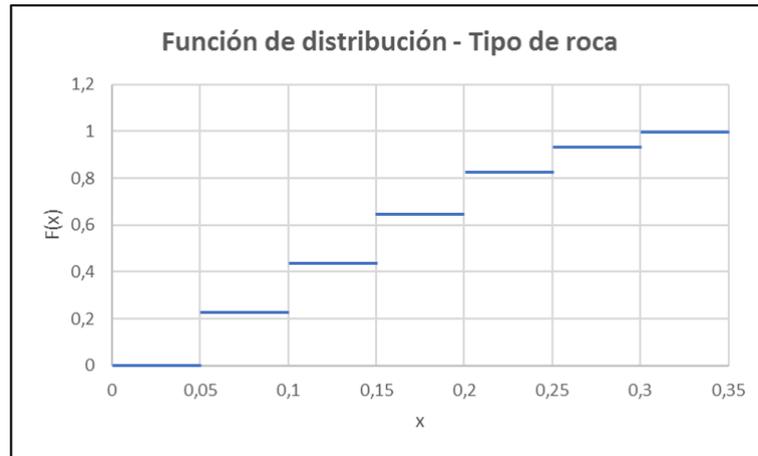


Ilustración 3: Función de Distribución, Variable Aleatoria Discreta

Elaborada por: Segarra. (2019).

Ejemplo: Dominios definidos por tipos de roca

2.4.1.1.2. Variable Aleatoria Continua

- ✓ En este tipo de variables la probabilidad que tome un valor particular se considera 0 (cero), pues se supone que no es posible considerar un valor exacto de una variable continua, (De las Peñas, SF), misma variable que es asociada a experimentos en los cuales la variable medida puede tomar cualquier valor de un intervalo.
- ✓ La gráfica de la función de distribución de esta variable se refleja en la siguiente ilustración.

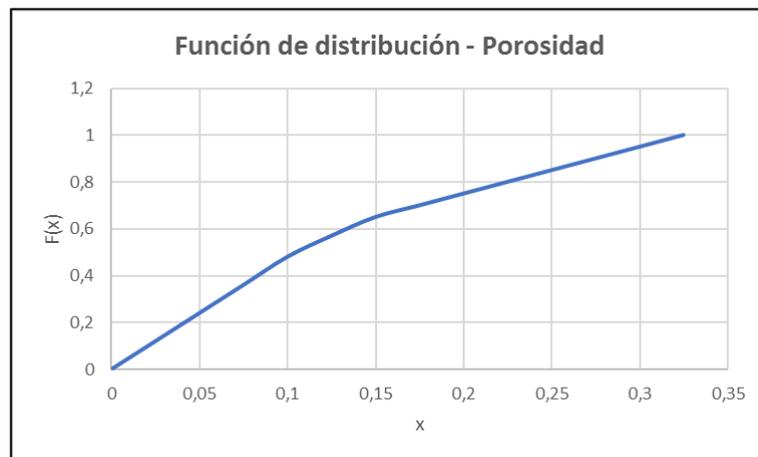


Ilustración 4: Función de Distribución, Variable Aleatoria Continúa

Elaborada por: Segarra. (2019).

Ejemplo: Concentraciones de elementos contaminantes, leyes de mineral, pH, conductividad eléctrica, porosidad, permeabilidad de una roca, carga hidráulica, etc.

2.4.1.2. Métodos de Distribución Probabilística

2.4.1.2.1. Distribución Normal

Esta distribución se define por medio de un parámetro de localización, llamado media “ μ ”, y un parámetro de escala llamado desviación estándar “ σ ”. Su PDF es simétrica respecto a la media, y la desviación estándar indica el mayor o menor grado de apertura de la curva, tal como se observa en la gráfica izquierda de la **Ilustración 5**, debido al perfil de la misma también se le concede el nombre de campana de Gauss, (Epidat, 2014).

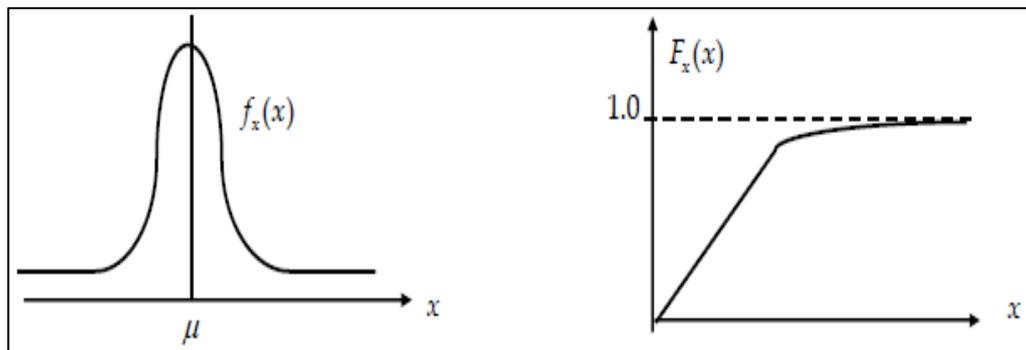


Ilustración 5: Distribución Normal o Gaussiana, Izquierda: PDF; Derecha: CDF

Fuente: Zapata, C. (2010).

Cabe recalcar que en este método tanto la media como la mediana y la moda coinciden.

Parámetros:

$$\mu: -\infty < \mu < +\infty$$

$$\sigma: \sigma > 0$$

La función “ $f_X(x)$ ” graficada en la **Ilustración 5** refleja la densidad de probabilidad la cual es representada por la **Ec. 8**, además, se puede observar que en las colas extremas las densidades de probabilidad disminuyen (el área bajo la curva comprendida en cualquier intervalo es la probabilidad de que la variable aleatoria “ X ” esté comprendida en dicho intervalo), (Frontana, 2009), la CDF, para este método de distribución no tiene forma analítica. Además, es importante tener en cuenta los demás parámetros con sus ecuaciones características del método como lo son: Valor esperado “ $E(x)$ ”, Varianza “ $VAR(x)$ ” y el “Rango”, mismas que son expuestas en la tabla siguiente.

Tabla 1: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución Normal

Parámetro	Función/rango	Descripción
PDF	$f_X(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} * \sigma} e^{(-\frac{1}{2})(\frac{x-\mu}{\sigma})^2}$	Ec. 8
CDF	$F_X(x) = \text{No tiene forma analítica}$	Ec. 9
Valor esperado	$E(x) = \mu$	Ec. 10
Varianza	$VAR(X) = \sigma^2$	Ec. 11
Rango	$x \in (-\infty, +\infty)$	Ec. 12

Fuente: Zapata, C. (2010).

2.4.1.2.2. Distribución Triangular

El nombre de este método es reflejado en base al perfil que genera la gráfica de su PDF, como se observa en la gráfica izquierda de la **Ilustración 6**. Esta PDF sólo requiere conocer el valor mínimo “a”, máximo “b” y la moda o también llamada como parámetro de forma “c”, (Zapata, 2010), mientras que la gráfica derecha refleja la CDF.

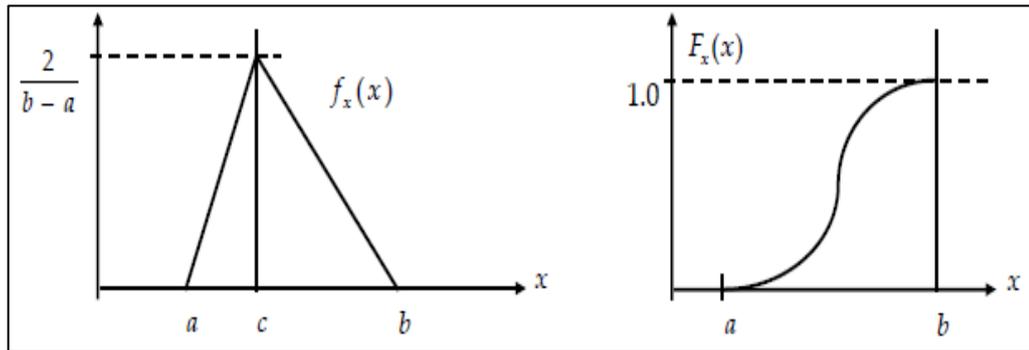


Ilustración 6: Distribución Triangular, Izquierda: PDF; Derecha: CDF

Fuente: Zapata, C. (2010).

Parámetros:

$$a: -\infty < a < +\infty$$

$$c: -\infty < c < +\infty \text{ con } a \leq c \leq b$$

$$b: -\infty < b < +\infty \text{ con } a < b$$

La función “ $f_X(x)$ ” observada en la **Ilustración 6** refleja la densidad de probabilidad que tiene forma de triángulo, la cual es representada por la **Ec. 13,1** y **Ec. 13,2**, debido a las condiciones o rango de uso, teniendo en cuenta las mismas condiciones que la PDF se analiza la CDF para determinar el respectivo uso de la ecuación, que son denominadas como **Ec. 14,1** y **Ec. 14,2**. Los demás parámetros tales como el valor esperado, varianza y rango del valor aleatorio al igual que la PDF y CDF son mostrados en la **Tabla 2**.

Tabla 2: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución Triangular

Parámetro	Función/rango	Descripción
PDF	$f_X(x) = \frac{2(x-a)}{(b-a)(c-a)}$; si $a \leq x \leq c$	Ec. 13,1
	$f_X(x) = \frac{2(b-x)}{(b-a)(b-c)}$; si $c \leq x \leq b$	Ec. 13,2
CDF	$F_X(x) = \frac{(x-a)^2}{(b-a)(c-a)}$; si $a \leq x \leq c$	Ec. 14,1
	$F_X(x) = 1 - \frac{(b-x)^2}{(b-a)(b-c)}$; si $c \leq x \leq b$	Ec. 14,2
Valor esperado	$E(x) = \frac{a + b + c}{3}$	Ec. 15
Varianza	$VAR(X) = \frac{a^2 + b^2 + c^2 - ab - ac - bc}{18}$	Ec. 16
Rango	$x \in [a, b]$	Ec. 17

Fuente: Zapata, C. (2010).

2.4.1.2.3. Distribución Uniforme

Este método también llamado rectangular debido al perfil generado por su PDF, tal como se aprecia en la gráfica izquierda de la **Ilustración 7**, es utilizado cuando todos los valores tienen la misma probabilidad entre sí, (Zapata, 2010), la gráfica derecha representa la CDF, la cual proyecta una línea recta.

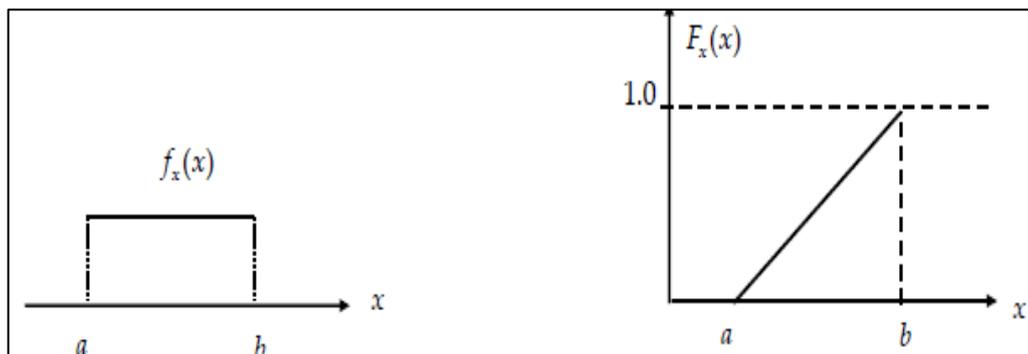


Ilustración 7: Distribución Uniforme, Izquierda: PDF; Derecha: CDF

Fuente: Zapata, C. (2010).

Este método se define por medio de dos valores: máximo “a” y mínimo “b”, siendo “ $a < b$ ”. El parámetro de localización es “a” y el parámetro de escala es la diferencia entre el valor máximo y mínimo. La PDF de esta distribución es una constante, la cual depende del valor mínimo y máximo como se observa en la **Ec. 18**, al igual que su similar PDF, la CDF está en dependencia de los valores mínimo y máximo, y por “x”, el cual es el valor aleatorio que está en el rango $[a, b]$.

A continuación, se muestran las ecuaciones enunciadas, además las del valor esperado, varianza y el rango.

Tabla 3: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución Uniforme

Parámetro	Función/rango	Descripción
PDF	$f_X(x) = \frac{1}{b-a}$	Ec. 18
CDF	$F_X(x) = \frac{x-a}{b-a}$	Ec. 19
Valor esperado	$E(x) = \frac{a+b}{2}$	Ec. 20
Varianza	$VAR(X) = \frac{(b-a)^2}{12}$	Ec. 21
Rango	$x \in [a, b]$	Ec. 22

Fuente: Zapata, C. (2010).

2.4.1.2.4. Distribución Log Normal

Casos donde se desee la caracterización de fenómenos que manifiesten valores únicamente positivos, tales como: volumen de mapas en base a sus estructuras, tiempo de duración de un proyecto, intensidad de la lluvia, cantidad de sólidos en suspensión y demás, se vuelve oportuno la implementación de este método, (Frontana, 2009), lo expresado tiene relación a las propiedades de los logaritmos por lo cual define la distribución para valores positivos, teniendo en cuenta que por lo general no es una distribución simétrica sino sesgada positiva.

La **Ilustración 8** describe una muestra a la cual se aplica el logaritmo natural y su histograma define un perfil en forma de campana por lo cual dichos datos tienen una distribución log normal.

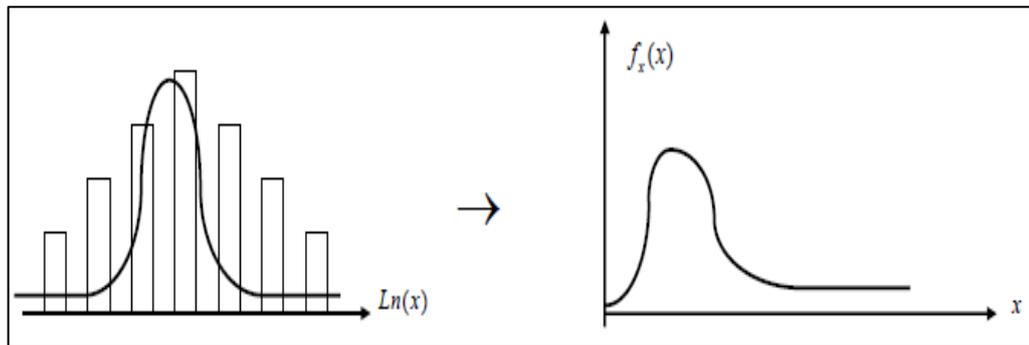


Ilustración 8: Transformación de datos a distribución Log Normal

Fuente: Zapata, C. (2010).

Parámetros:

$$\mu: -\infty < \mu < +\infty$$

$$\sigma: \sigma > 0$$

Siendo la media el parámetro de escala y la desviación estándar el parámetro de forma.

La gráfica derecha de la **Ilustración 8** muestra un perfil de campana que es generada debido a la PDF, **Ec. 23**, dicha función utilizada en esta distribución es similar al de la normal con la diferencia de la aplicación del logaritmo natural al valor “x”. Este método de distribución al igual que el normal, no tiene una forma analítica de su CDF, el valor esperado por esta distribución tiene en cuenta el exponencial como se observa en la **Ec. 25**, al igual que la **Ec. 26** que representa la varianza que se desarrolla en este método de distribución, un punto importante a observar es el rango de la variable aleatoria, el cual va desde 0 hasta el infinito positivo.

Tabla 4: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución Log Normal

Parámetro	Función/rango	Descripción
PDF	$f_X(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(x)-\mu}{\sigma}\right)^2\right)}$	Ec. 23
CDF	$F_X(x) = \text{No tiene forma analítica}$	Ec. 24
Valor esperado	$E(x) = e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}}$	Ec. 25
Varianza	$VAR(X) = e^{2\mu + \sigma^2} [e^{\sigma^2} - 1]$	Ec. 26
Rango	$x \in [0, +\infty)$	Ec. 27

Fuente: Zapata, C. (2010).

2.4.1.2.5. Distribución Exponencial

Una característica importante de esta distribución es la propiedad conocida como “falta de memoria”, esto significa, que cualquier valor anterior al analizar es desechado, tomando en cuenta sólo el diferencial, esta propiedad característica que se detalló es un factor en contra en aplicaciones de bioestadística, por ejemplo, la probabilidad de que un individuo de edad “t” sobreviva “x” años más, hasta la edad “x + t”, es la misma que tiene un recién nacido de sobrevivir hasta la edad “x”, (Epidat, 2014).

La gráfica izquierda de la **Ilustración 9** muestra el perfil generado por la PDF, la cual tiene forma decreciente y su dominio corresponde a “R⁺”.

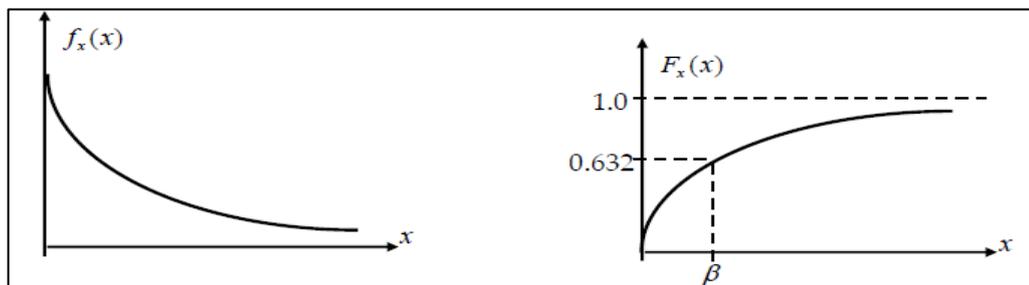


Ilustración 9: Distribución Exponencial, Izquierda: PDF; Derecha: CDF

Fuente: Zapata, C. (2010).

La curva observada en la gráfica izquierda de la **Ilustración 9** es reflejo de la PDF reflejada en **Ec. 28,1** o **Ec. 28,2**; la cual depende del parámetro de escala

(*unidades de x*) “*B*” o de la tasa de eventos ($\frac{\text{eventos}}{\text{unidad de } x}$) “*z*”, según la aplicación de la ecuación respectiva, caso similar a la gráfica derecha que representa la curva de la CDF que está desarrollada en la **Ec. 29,1** o **Ec. 29,2**.

Para el uso de las ecuaciones se debe cumplir que “ $B > 0$ ”, caso contrario la respuesta será igual a 0, (Rodríguez, 2007), El valor esperado y varianza en este método están en dependencia de los valores de escala y evento, tal como las ecuaciones anteriores, el rango de aplicación para valores aleatorios es de 0 a infinito positivo, recalcando que el valor de 0 será a quien se adjudica la moda.

Tabla 5: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución Exponencial

Parámetro	Función/rango	Descripción
PDF	$f_X(x) = \frac{1}{B} e^{-\frac{1}{B}x}$	Ec. 28,1
	$f_X(x) = z * e^{-zx}$	Ec. 28,2
CDF	$F_X(x) = 1 - e^{-\frac{1}{B}x}$	Ec. 29,1
	$F_X(x) = 1 - e^{-zx}$	Ec. 29,2
Valor esperado	$E(x) = B$	Ec. 30,1
	$E(x) = 1/z$	Ec. 30,2
Varianza	$VAR(X) = B^2$	Ec. 31,1
	$VAR(X) = (1/z)^2$	Ec. 31,2
Rango	$x \in [0, +\infty)$	Ec. 32

Fuente: Zapata, C. (2010).

2.4.1.2.6. Distribución de Poisson

Esta distribución de variable discreta, también denominada de sucesos raros, permite la caracterización de situaciones en las que se requiere determinar el número de hechos de cierto tipo que se pueden producir en un intervalo de tiempo o espacio, (GestioPolis.com, Experto, 2002). Un aspecto a tener en cuenta son las variables aleatorias, las cuales tienen la propiedad de ser infinitamente divisibles.

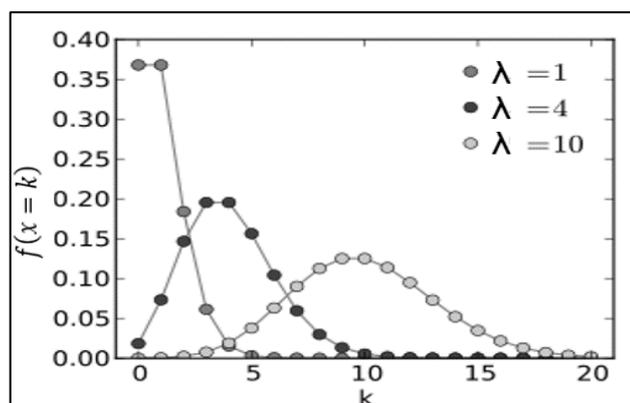


Ilustración 10: Distribución de Poisson, para diferentes valores de μ

Como se observa en la **Ilustración 10** a un número mayor de la distribución de Poisson “ λ ” la gráfica del PDF tiende a ser similar a la campana de Gauss o de la

distribución normal, misma que está definida en la **Ec. 33**, mientras que la CDF está definida por la **Ec. 34** que expresa una sumatoria donde se tiene en cuenta las mismas variables que la PDF, algo importante a enfatizar es que el valor de la varianza en esta distribución corresponde a su valor de la media.

Tabla 6: Funciones, rango empleados por los parámetros de la Distribución de Poisson

Parámetro	Función/rango	Descripción
PDF	$f(x = k) = \frac{e^{-\lambda} \lambda^k}{k!}$	Ec. 33
CDF	$F(x = k) = \sum_{i=0}^k \frac{e^{-\lambda} \lambda^i}{i!}$	Ec. 34
Valor esperado	$E(x) = \mu$	Ec. 35
Varianza	$VAR(X) = \mu$	Ec. 36
Rango	$x \in [0, +\infty)$	Ec. 37

Elaborada por: Segarra. (2019).

En las diversas ecuaciones de esta distribución se utilizó las siguientes variables, las cuales serán descritas a continuación.

k : número de ocurrencias del evento o fenómeno.

λ : Número de veces que se espera que ocurra el fenómeno durante un intervalo dado. Por ejemplo, si el suceso estudiado tiene lugar en promedio 4 veces por minuto y estamos interesados en la probabilidad de que ocurra “ k ” veces dentro de un intervalo de 10 minutos, usaremos un modelo de distribución de Poisson con $\lambda = 10 * 4 = 40$, (Wikipedia, 2018).

i = valor variante de “ x ” que empieza desde la localización 0 hasta k .

2.4.1.2.7. Resumen de Métodos de Distribución

La siguiente tabla muestra un resumen de las 6 distribuciones descritas, donde se sintetiza la forma y utilidad de cada una de ellas.

Tabla 7: Resumen sobre la forma y utilidad de las distribuciones más comunes

Distribución	Forma	Utilidad
Normal	Distribución simétrica en que coinciden la media, moda y mediana en el mismo punto. Colas infinitas en ambos sentidos.	Usada como base de mediciones no sesgadas. El 99% de los valores caen dentro de las medias más/menos tres desviaciones estándares. Usada en variables aleatorias continuas.
Triangular	Cuenta con un valor mínimo y máximo para definir sus bases, indicando una moda para generar un perfil de distribución semejante a un triángulo.	Útil cuando el experto conoce el rango y el valor más probable, puede ser simétrica o no. Usada en variables aleatorias continuas.
Uniforme	Similar a la triangular, sin tener en cuenta algún valor como moda	Aplicable cuando no se tiene conocimiento amplio sobre el parámetro. Usada en variables aleatorias discretas.
Log Normal	Distribución con una tendencia positiva, con una larga cola a la derecha, entendiéndose como valores de la derecha con menor probabilidad.	Útil para reflejar acciones o fenómenos que expresen cantidades físicas no negativas. Usada en variables aleatorias continuas.
Exponencial	Distribución con la moda en 0 y probabilidad decreciente.	Útil para describir el tiempo ente eventos sucesivos, gracias a su característica de "falta de memoria". Usada en variables aleatorias continuas.
Poisson	Perfil de grafica de densidad de probabilidad discreta similar a la normal cuando se tiene un valor mayor de la media.	Útil para describir el número de eventos aleatorios que ocurren en un determinado tiempo, longitud o área. Usada en variables aleatorias discretas.

Fuente: Villalba, Y. (2011).

Editada por: Segarra. (2019).

2.4.1.3. Histograma

Es la representación gráfica de variables continuas o discretas, que han sido agrupada en clases, dicha representación típicamente se realiza en forma de barras. Esta gráfica en su eje de las abscisas o “ x ” constan los datos que han sido agrupado en clases, mientras que en el eje de las ordenadas o “ y ” constan la

frecuencia absoluta, frecuencia absoluta acumulada, frecuencia relativa y/o frecuencia relativa acumulada, según como se requiera, **Ilustración 11**.

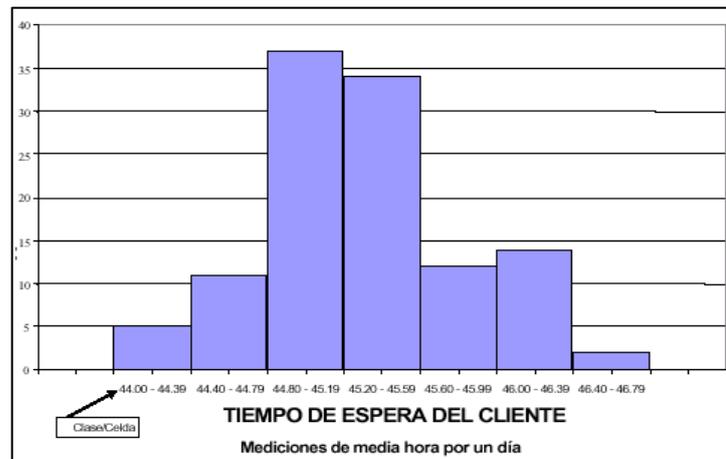


Ilustración 11: Histograma

2.4.1.3.1. ¿Qué permite el histograma?

Un histograma permite, (Taheri y Vilorio, SF):

- ✓ Caracterizar un grupo de observaciones.
- ✓ Ver como se distribuyen las observaciones entre el valor mínimo y máximo de los datos.
- ✓ Identificar que fracción de datos está por debajo o encima de un valor “ x ”.
- ✓ Analizar si las muestras están distribuidas entre el valor mínimo y máximo o si está más cerca de alguno de los dos.

Los histogramas en la estimación de POES permite determinar el valor del mismo a diferentes percentiles, entre los cuales se describe los siguientes.

- ✓ El percentil diez, “ P_{10} ”: Escenario pesimista, muy probable o “ P_{90} ” (Probabilidad 90).
- ✓ El percentil cincuenta, “ P_{50} ”: Escenario conservador, probable o “ P_{50} ” (Probabilidad 50).
- ✓ El percentil noventa, “ P_{90} ”: Escenario muy optimista, poco probable o “ P_{10} ” (Probabilidad 10).

2.4.2. Método Geoestadístico

Este método probabilístico predice el valor de variables tales como las propiedades de roca en lugares donde no se tiene información alguna, esto se logra en base a valores de muestras cercanas que sirven de información base para caracterizar la continuidad y variabilidad espacial de las mismas.

Dentro de los procedimientos a desarrollar para la determinación del POES, se tienen los siguientes:

1. Interpretar información.
2. Organizar Pre – Modelado.
3. Preparar y formatear los datos.
4. Analizar exploratoriamente los datos.
5. Construir Modelo Estructural.
6. Construir Modelo Estratigráfico (incluye estudio sedimentológico).
7. Construir Modelo Petrofísico.
8. Simular.

Procedimiento 1, es muy importante pues en él, el experto de cada disciplina interpreta los datos primarios, recordando que el geólogo y geofísico colaborarán en el modelo estructural y en la definición de las secuencias, mientras que el petrofísico, geólogo, y el ingeniero de yacimientos deciden como determinar las propiedades petrofísicas, hay que recordar que en base a la buena interpretación de los datos se obtendrán buenos resultados, tal como lo enfatiza la frase “Garbage in, garbage out”.

Procedimiento 2 – 8, la generación de un modelo de yacimiento requiere la integración de información dando efecto al requerimiento de un equipo multidisciplinario, por lo cual como en todo proyecto se debe construir un flujo de trabajo con el objeto de que dicha organización ayude a tener las diferentes tareas a un tiempo oportuno, a fin de realizar evaluaciones en conjunto con todas las disciplinas asegurando un correcto análisis y trabajo final, (Chambers, y Yarus, 2002).

De una forma más detallada, los procedimientos para un modelaje geoestadístico, descritos por (Taheri, y Viloría, 2003), son los siguientes:

1. Determinar la extensión vertical y superficial del modelo, además del tamaño de las celdas.
2. Establecer un modelo geológico conceptual y definir las zonas objetos de caracterizar.
3. Para cada zona:
 - ✓ Definir el marco estructural de los yacimientos.
 - ✓ Definir una correlación espacial estratigráfica.
 - ✓ Definir el número y tipos de rocas, los datos de cada tipo de roca y la correlación espacial de los tipos de roca.
 - ✓ Generar un modelo 3D de los tipos de roca.
 - ✓ Establecer los valores de las propiedades de la roca/yacimiento (porosidad, permeabilidad, saturaciones, presión, etc) a partir de los datos de núcleos/registros y de correlaciones espaciales.

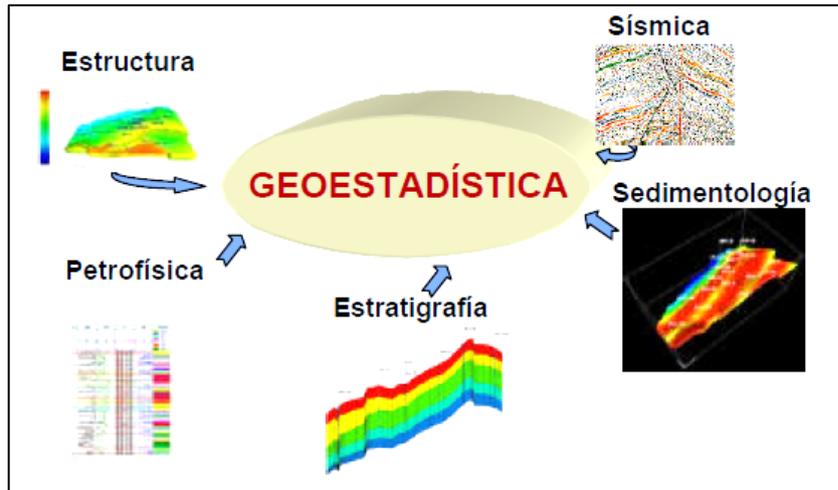


Ilustración 12: Información necesaria en Geoestadística para cálculo de POES

Fuente: Taheri, M., y Viloria, R. (2003)

A continuación, se describe la variografía, aspecto importante y primordial en el análisis geoestadístico.

2.4.2.1. Variografía

2.4.2.1.1. Variograma Experimental

El variograma también conocido como semivariograma, es la varianza entre pares separados por una distancia “ h ”, semivarianza, por lo cual permite describir la variabilidad espacial entre los diferentes valores de una variable regionalizada, teniendo en cuenta la distancia, separación y dirección de las muestras, Wackernagel en 1995 define la **Ec. 38** que determina la semivarianza.

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i) - Z(x_i + h)]^2 \quad \text{Ec. 38}$$

Donde podemos notar la sumatoria de la diferencia al cuadrado de la función “ $Z(x)$ ” donde “ x_i ” y “ x_{i+h} ” representan la distancia de los valores experimentales de la variable de estudio, mientras que “ $N(h)$ ” representa el número de pares de muestra separados por la distancia “ h ”, dicha información se puede observar en la **Ilustración 13**. El aumento de distancia “ h ” disminuirá el número de pares a analizar brindando así respectivos valores de semivarianza, con dichos datos se obtendrá una tabla de resultados que se reflejará en un variograma experimental, como lo representa la **Ilustración 14**.

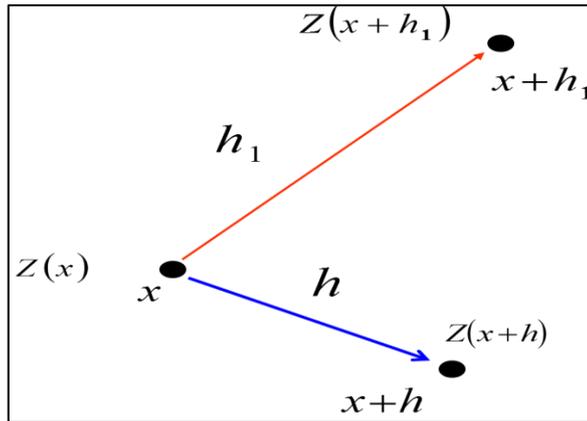


Ilustración 13: Información para determinar Variograma Experimental

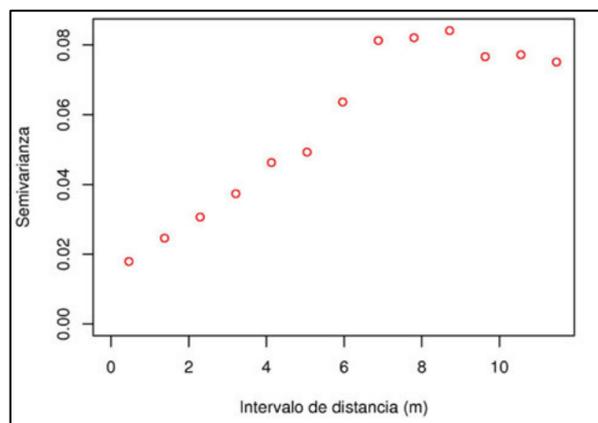


Ilustración 14: Variograma Experimental

Fuente: Gallardo, A. (2006).

La **Ilustración 14** refleja buena información sobre el comportamiento espacial de la variable, más sin embargo a dichos valores graficados (puntos) se les debe ajustar a una función de variograma teórico, con el objeto de determinar el grado y escala de variación espacial.

Hay que tener en cuenta que no siempre los datos están espaciados u orientados como se desea, casos ideales, sino que se encuentran de una forma irregular tal como se muestra a continuación.

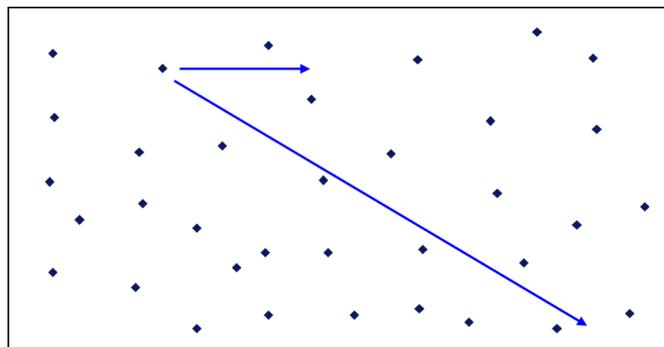


Ilustración 15: Datos irregularmente espaciados

Para dichos casos es cuando se tiene en cuenta una tolerancia de distancia conocida como “ Δh ” y una tolerancia de orientación denominada “ $\Delta\theta$ ”.

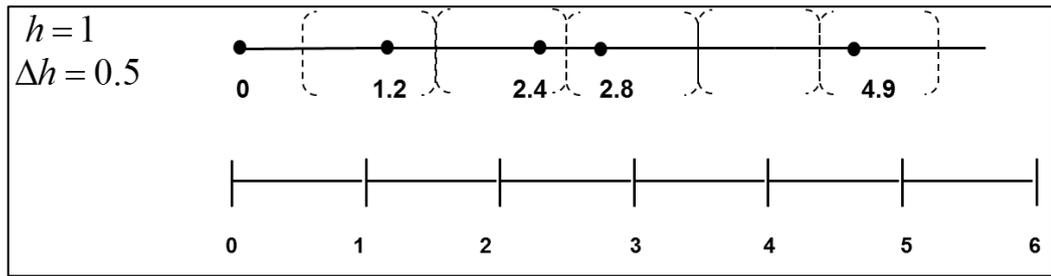


Ilustración 16: Tolerancia de distancia

Como se puede analizar en dicha la **Ilustración 16**, para el h se tendrá una toleración “ Δh ” para que dicho parámetro pueda utilizar la mayor cantidad de información posible, los puntos a leer serán los que se encuentren a una distancia mayor o igual a “ $h - \Delta h$ ” y menor que “ $h + \Delta h$ ”.

Cabe recalcar que no se debe escoger una tolerancia mayor al 50% de la distancia con el objetivo que las clases no se superpongan.

En base a la **Ilustración 17**, se puede observar una tolerancia para la orientación “ $\Delta\theta$ ”, la cual persigue el mismo objetivo que la toleración de distancia.

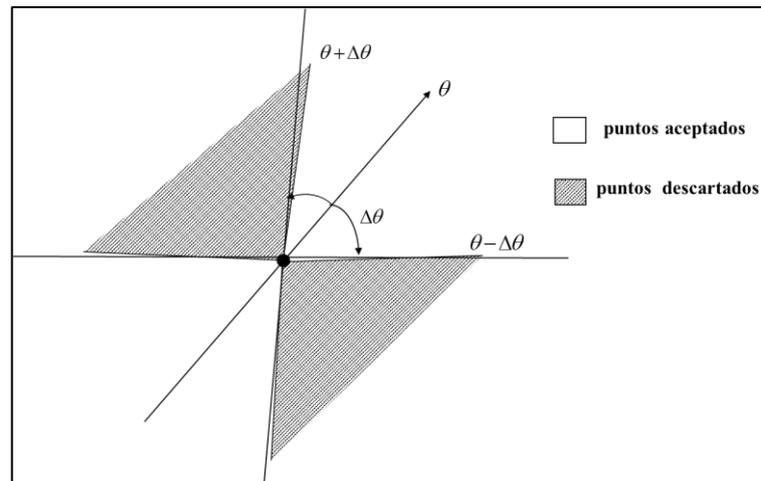


Ilustración 17: Tolerancia de orientación

El estudio direccional de la variable persigue el objeto de identificar comportamientos anisotrópicos.

2.4.2.1.2. Variograma Teórico

Para una mejor comprensión de los modelos teóricos se detallarán las partes que conforman un modelo.

2.4.2.1.2.1. Partes del Variograma

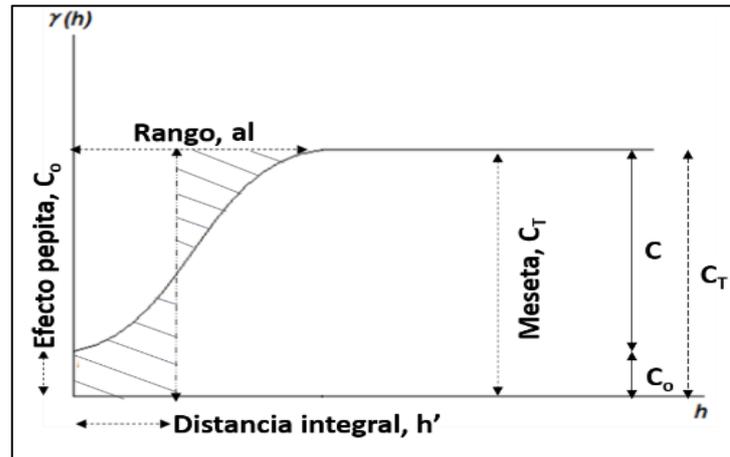


Ilustración 18: Partes que conforman el Variograma Teórico

Fuente: Castaño, A., y Vergara, F. (2004).

Editada por: Segarra. (2019).

Cabe recalcar que “ C_T ” es igual a “ C ” en caso de no determinarse un efecto pepitico en el análisis variográfico.

2.4.2.1.2.1.1. Efecto Pepita o “Nugget Effect”

Teniendo en cuenta que $\gamma(0) = 0$, el efecto pepita (C_0) refleja un salto en la variación, las posibles causas de esta discontinuidad son:

- ✓ Errores de observación
- ✓ Presencia de estructuras a una distancia más pequeña que la utilizada
- ✓ Variaciones considerables a pequeñas distancias

El efecto pepita se estima uniendo los primeros puntos del variograma y trazando una recta hasta interceptar el eje de las ordenadas o “ y ” en caso que el efecto ocurra por debajo de 0, el valor asumido será el mínimo, 0, debido a que valores negativos de “ $\gamma(0)$ ” no tienen significado, (Cuador, Quinteros, Estévez, y Ramirez, 1997).

2.4.2.1.2.1.2. Rango o Alcance

Este parámetro definido como “ al ” refleja la zona límite de influencia de correlación de datos (más allá del rango los valores no tienen correlación), esto se puede determinar como el punto del eje de las abscisas o “ X ” en donde el valor del variograma tiende a ser constante alcanzando así la meseta, es decir, el “ $\gamma(h)$ ” a distintos valores de h es constante, (Castaño y Vergara, 2004).

2.4.2.1.2.1.3. Meseta o “Sill”

El valor de “ $\gamma(h)$ ” en el cual se hace constante se representa como “ $C_T = C + C_0$ ”, donde “ C ” es el valor desde el inicio del efecto pepita hasta el valor constante de “ $\gamma(h)$ ”, mientras que “ C_0 ” es el valor del origen hasta el inicio del efecto pepita, el inicio de la meseta en el eje de las abscisas o “ x ” indica la falta de correlación de la variable, (Cuador, Quinteros, Estévez, y Ramirez, 1997).

2.4.2.1.2.1.4. Distancia Integral

Es el valor “ h' ” en el que las áreas rayadas, como se observa en la **Ilustración 18**, son iguales, este valor de “ h' ” suele emplearse para medir el grado de correlación espacial de la variable, (Taheri y Vilorio, 2003).

2.4.2.1.2.2. Modelos del Variograma

Dentro de los diferentes modelos teóricos elementales, se tiene:

- ✓ Modelo “Nugget Effect”.
- ✓ Modelo Esférico.
- ✓ Modelo Exponencial.
- ✓ Modelo Gaussiano.
- ✓ Modelo Potencia.
- ✓ Modelo Seno Cardinal.
- ✓ Modelo Lineal.

2.4.2.1.2.2.1. Modelo “Nugget Effect”

Este variograma de meseta “ C_0 ” se define como:

$$\gamma(h) = \begin{cases} 0; & h = 0 \\ C_0; & h > 0 \end{cases} \quad \begin{array}{l} \text{Ec. 39, 1} \\ \text{Ec. 39, 2} \end{array}$$

Este variograma particularmente alcanza rápidamente su meseta lo cual se debe a la ausencia de correlación total, errores de medición muy grandes o distancia entre datos mayores al alcance real, lo que a su vez genera como efecto que la geoestadística sea tratada como estadística clásica, (Emery, 2013).

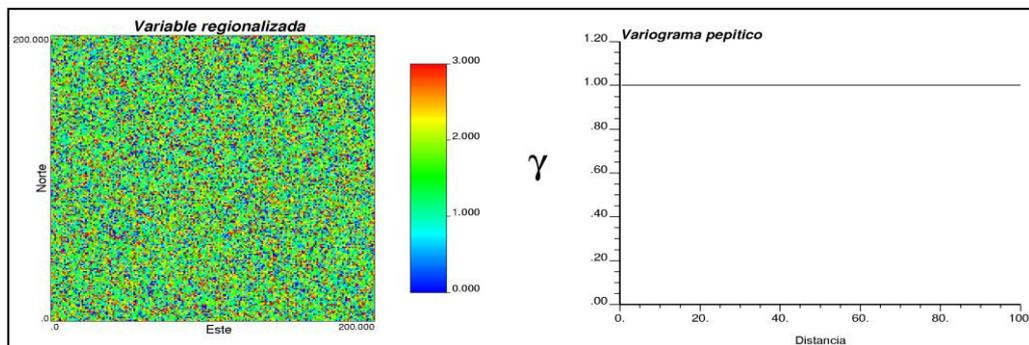


Ilustración 19: Modelo “Nugget Effect”

En la **Ilustración 19** en la gráfica izquierda se puede observar como una variable regionalizada no es correlacionada por lo que se considera una variable regionalizada discontinua, mientras que en la gráfica derecha se presenta un ejemplo de variograma que refleja un efecto pepitico.

2.4.2.1.2.2. Modelo Esférico

Este modelo tiene un comportamiento lineal cerca al origen, y en la generación de un tangente trazado desde el origen al variograma, esta interceptará la meseta a “2/3 del Alcance o Rango de influencia” de correlación de los datos, (Castaño y Vergara, 2004).

Las ecuaciones para este modelo según condiciones, son las siguientes:

$$\gamma(h) = \begin{cases} C \left[\left(\frac{3h}{2al} \right) - \left(\frac{h^3}{2al^3} \right) \right]; & \text{para } h \leq al & \text{Ec. 40, 1} \\ C; & \text{para } h > al & \text{Ec. 40, 2} \end{cases}$$

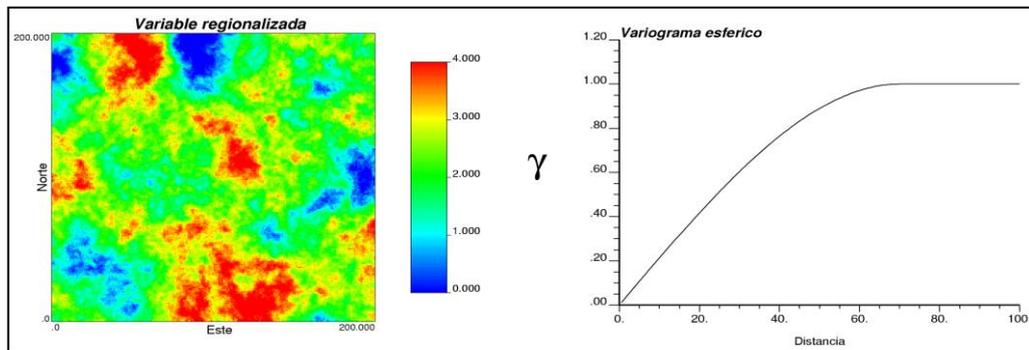


Ilustración 20: Modelo Esférico

La gráfica izquierda de la **Ilustración 19** representa la variabilidad espacial de una variable regionalizada teniendo en cuenta el uso de un variograma esférico, en la gráfica derecha de la misma ilustración se presenta un ejemplo de variograma esférico.

La **Ilustración 21** refleja el trazado de una tangente y su intercepción con la meseta, lo cual indicara el valor de 2/3 del rango.

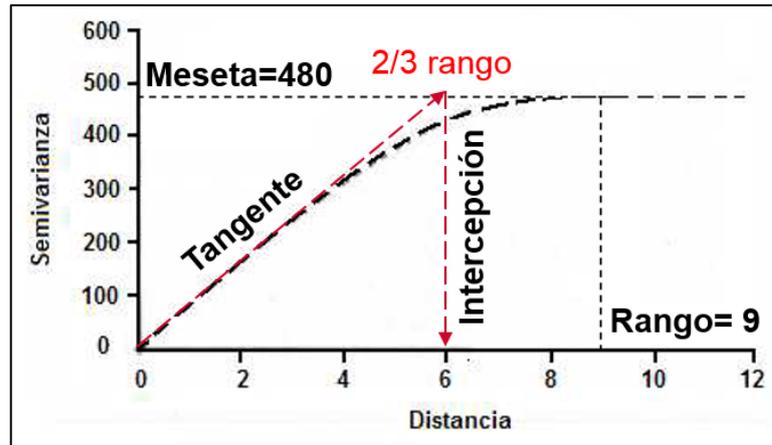


Ilustración 21: Trazado de tangente en Variograma de Modelo Esférico

Fuente: Castaño, A., y Vergara, F. (2004).

Editada por: Segarra. (2019).

2.4.2.1.2.2.3. Modelo Exponencial

Este modelo alcanza su meseta de una forma asintótica, caso contrario al modelo esférico donde alcanza de manera exacta su meseta, para el modelo exponencial se puede determinar de forma práctica a través del eje “x” donde se establece un alcance práctico “*al*” interceptando dicho valor con la gráfica se determina la meseta práctica que alcanza aproximadamente el 95% del valor definitivo de la meseta, (Cuador, Quinteros, Estévez y Ramirez, 1997).

La ecuación característica de este modelo es:

$$\gamma(h) = C \left[1 - e^{\left(-\frac{3h}{al}\right)} \right] \quad \text{Ec. 41}$$

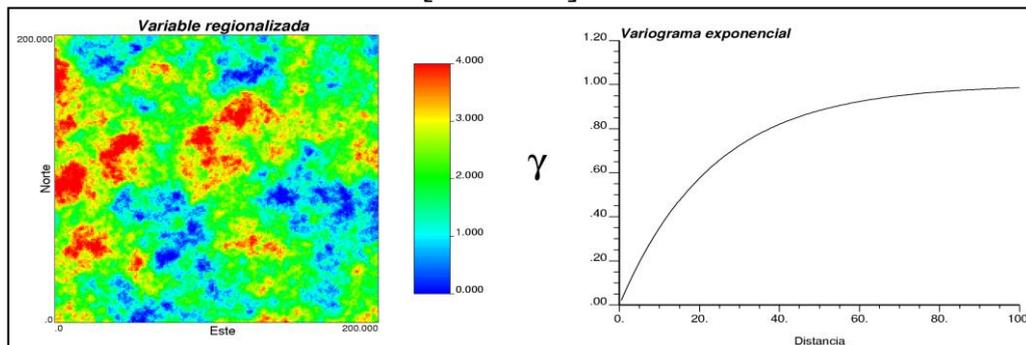


Ilustración 22: Modelo Exponencial

La **Ilustración 22** muestra en su gráfico derecho un ejemplo de variograma exponencial, en tanto que la gráfica izquierda presenta una variable regionalizada continua asociada al modelo de variograma detallado.

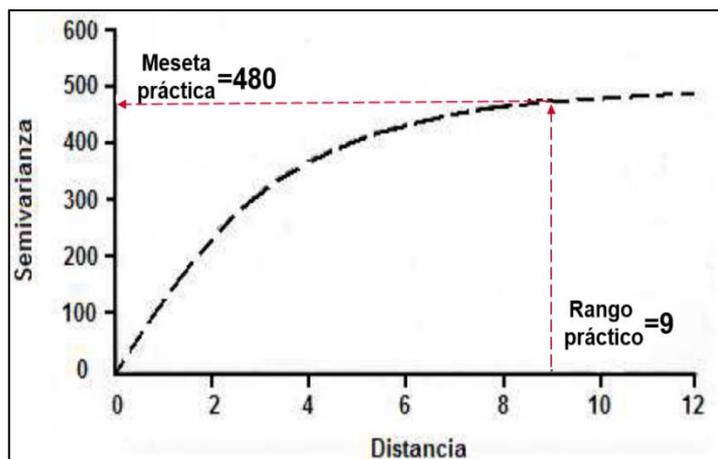


Ilustración 23: Determinación práctica de parámetros, Modelo Exponencial

Fuente: Castaño, A., y Vergara, F. (2004).

Editada por: Segarra. (2019).

La **Ilustración 23** presenta la determinación de los parámetros denominados meseta práctica y rango práctico, como manifestó (Cuador, Quinteros, Estévez y Ramirez, 1997), recalcando que el rango práctico es 1/3 del rango real, **Ec. 42**.

$$al' = \frac{1}{3}al \quad \text{Ec. 42}$$

2.4.2.1.2.2.4. Modelo Gaussiano

Este modelo al igual que el modelo exponencial alcanza asintóticamente la meseta, mientras que su rango o alcance práctico puede ser determinado mediante la **Ec. 43**.

$$al' = \sqrt{3}al \quad \text{Ec. 43}$$

La particularidad de este modelo es que posee una meseta que se comporta parabólicamente cerca al origen, (Castaño, A., y Vergara, F., 2004).

La Ecuación del Modelo Gaussiano se define como:

$$\gamma(h) = C \left\{ 1 - e^{\left(-\frac{h^2}{al^2}\right)} \right\} \quad \text{Ec. 44}$$

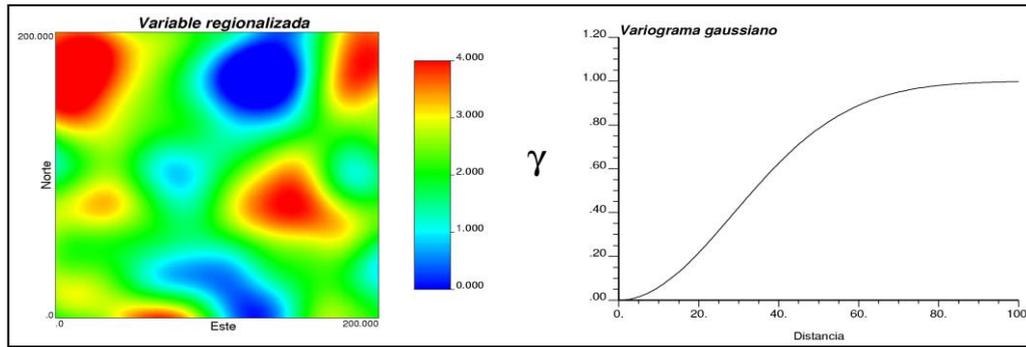


Ilustración 24: Modelo Gaussiano.

La **Ilustración 24** permite observar en la gráfica izquierda una variable regionalizada asociada a un variograma de Modelo Gaussiano que es representado en la gráfica derecha.

Cabe recalcar que este modelo es usado en Ingeniería en Petróleo para analizar datos sísmicos debido a que los estudios son a distancias muy pequeñas, además de existir un alto grado de continuidad, (Castaño y Vergara, 2004).

2.4.2.1.2.2.5. Modelo Potencia

Este modelo de variograma no posee ni meseta ni rango, pues su característica es la representación de un crecimiento de forma indefinida. La ecuación que define este variograma, **Ec. 45**, presenta una pendiente “ ω ” y un exponente “ ϑ ” tal como se muestra a continuación.

$$\gamma(h) = \omega * h^\vartheta \quad \text{Ec. 45}$$

En referencia a (Emery, X., 2013)., se tiene en cuenta la variación entre 0 y 2 del exponente dando como observaciones que:

- ✓ Exponente es igual a 0, refleja Variograma “Nugget Effect”
- ✓ Exponente es igual a 1, refleja Variograma Lineal.
- ✓ Exponente es igual a 2, refleja Variograma Parabólico.

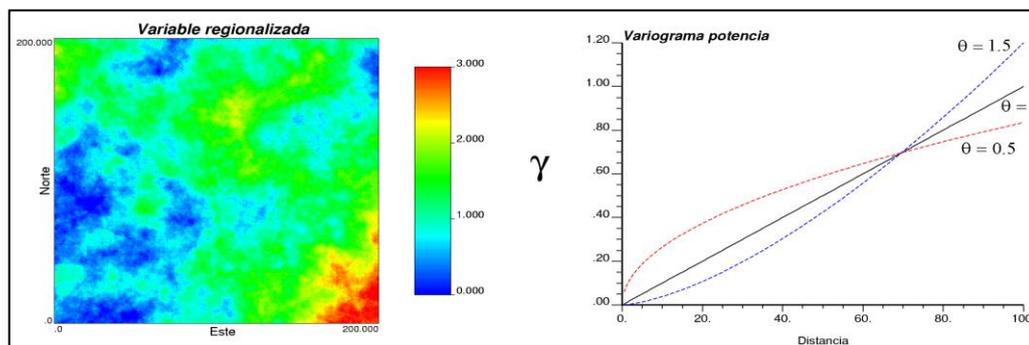


Ilustración 25: Modelo Potencia.

La gráfica derecha de la **Ilustración 25** representa la variación del modelo potencia teniendo en cuenta la variación del exponente, mientras que la gráfica

izquierda refleja una variable regionalizada asociada a un variograma con modelo Potencia.

2.4.2.1.2.2.6. Modelo Seno Cardinal

Este modelo que refleja un comportamiento cuadrático en el origen, cumple la misma característica que los modelos: exponencial y Gaussiano; en cuanto al alcance de la meseta (forma asintótica).

La ecuación del modelo seno cardinal hace aplicación de la función trigonométrica mencionada, definiéndose así:

$$\gamma(h) = C \left(1 - \frac{\sin\left(\frac{|h|}{al}\right)}{\frac{|h|}{al}} \right) \quad \text{Ec. 46}$$

Este modelo es aplicado para representar fenómenos continuos con periodicidades.

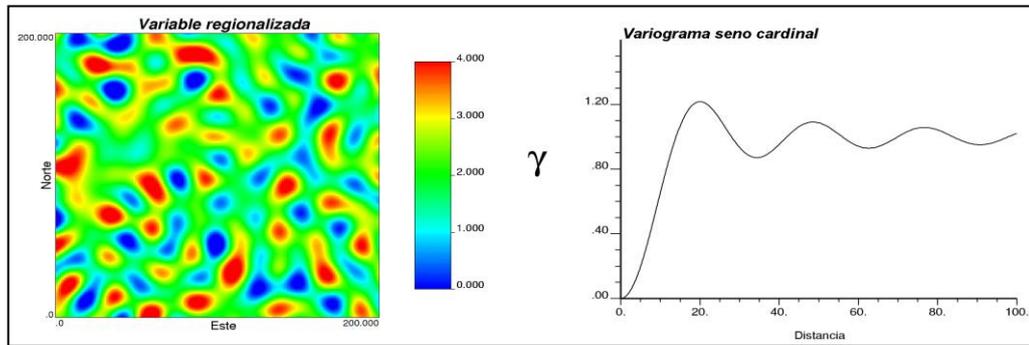


Ilustración 26: Modelo Seno Cardinal

La **Ilustración 26** al igual que sus similares de los anteriores modelos representa en la gráfica derecha un Modelo Seno Cardinal ejemplo el cual es asociado a la variable regional de la gráfica izquierda.

2.4.2.1.3. Variograma Cruzado

Considerando dos variables regionalizadas tales como: “ $Z_A(x)$ ” y “ $Z_B(x)$ ”, muestreadas en los sitios de la misma región de estudio, implica que el variograma cruzado entre dichas variables para un vector “ h ”, (Emery, 2013), se define como:

$$\gamma_{Z_A Z_B}(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z_A(x_i) - Z_A(x_i + h)] \sum_{i=1}^{N(h)} [Z_B(x_i) - Z_B(x_i + h)]$$

Ec. 47

Cabe acotar que, siendo las variables muestreadas en la misma región, esto no involucra que sean en los mismos sitios, además, se debe tener en cuenta que “ Z_A ” y “ Z_B ” son variables correlacionadas.

Dentro de las características del variograma cruzado se debe contemplar los siguientes puntos:

- ✓ $\gamma_{Z_A Z_B}(0) = 0$
- ✓ $\gamma_{Z_A Z_B}(-h) = \gamma_{Z_A Z_B}(h)$
- ✓ $\gamma_{Z_A Z_B}(h) = \gamma_{Z_B Z_A}(h)$; el variograma Cruzado es una función simétrica.

2.4.2.2. Análisis de Isotropía y Anisotropía

El análisis variográfico de la variable regionalizada respectiva a diferentes direcciones permite determinar su variación en dependencia de la orientación, en casos inusuales donde los variogramas no varían, se trata de un comportamiento isotrópico, caso contrario se refiere a un comportamiento anisotrópico.

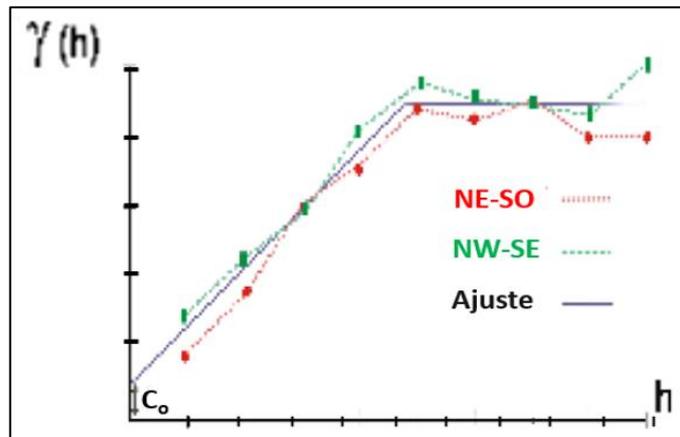


Ilustración 27: Variograma representando un comportamiento Isotrópico

Fuente: Canchaya, S. (2005).

Editada por: Segarra. (2019).

La **Ilustración 27** muestra un variograma de una variable regionalizada analizada en las direcciones NE-SO y NW-SE, como se observa dichos variogramas son similares y se los ajusta a un variograma denominado “Ajuste”, cabe recalcar que este comportamiento también es conocido como variograma Omnidireccional. Teniendo en cuenta la variabilidad que puede tener una variable regionalizada en distintas direcciones, se puede detectar la existencia de comportamiento anisotrópico, un caso de anisotropía se puede observar en la siguiente ilustración, **Ilustración 28**, la cual representa 4 variogramas a los ángulos: 0° (N-S), 45° (NE-SO), 90° (E-O) y 135° (NO-SE), teniendo en cuenta un ángulo (orientación) de tolerancia de $22,5^\circ$.

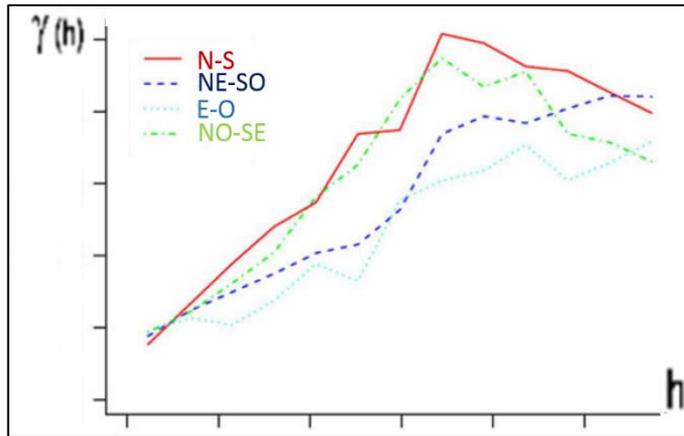


Ilustración 28: Variograma representando un comportamiento Anisotrópico

Fuente: Gallardo, A. (2006).

Editada por: Segarra. (2019).

Teniendo en cuenta el alcance “*al*” determinado en cada dirección u orientación de los distintos variogramas realizados se genera la elipse de anisotropía como se puede observar en la ilustración siguiente.

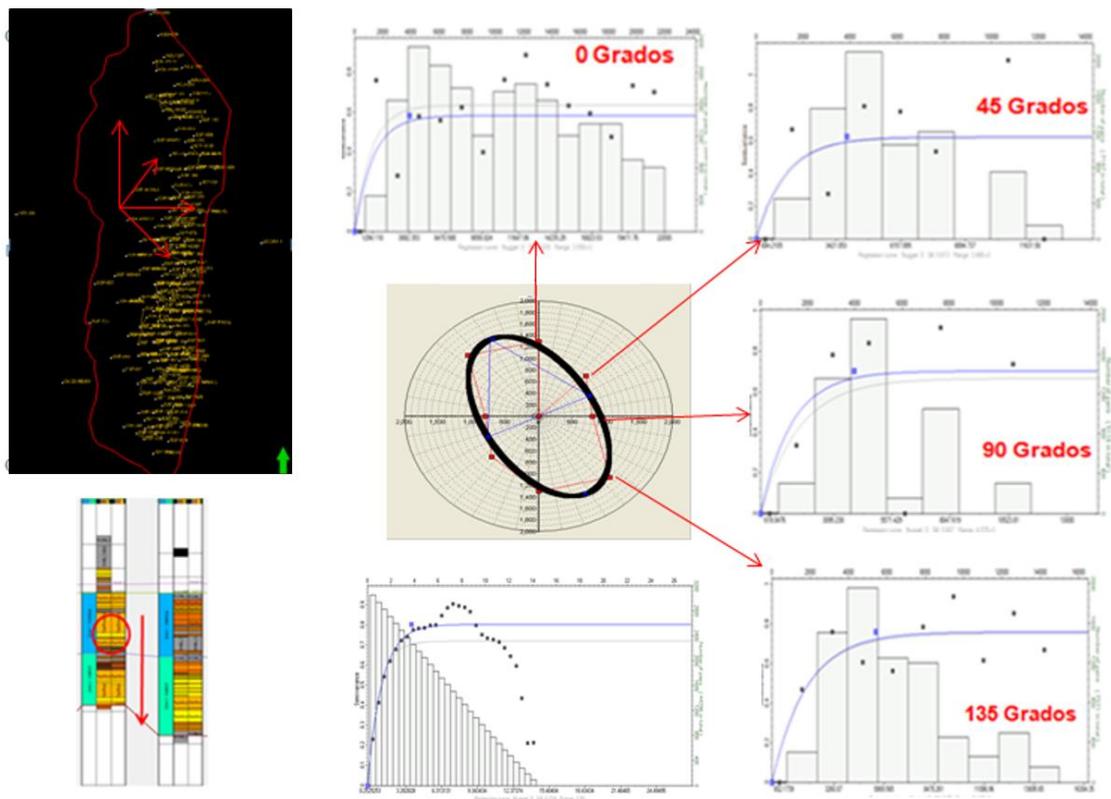


Ilustración 29: Generación de Elipse de Anisotropía

Editada por: Segarra. (2019).

Los tipos de anisotropías empleados en la práctica son: Geométrica, efecto proporcional y Zonal; mismos que serán detallados.

2.4.2.2.1. Anisotropía Geométrica

En este tipo de anisotropía también llamada elíptica se puede detectar cuando a diferentes direcciones de análisis se tiene la misma meseta, pero distinto rango o alcance.

Esta anisotropía se modela con el estiramiento de las coordenadas, por ejemplo, mapear un círculo mediante una elipse.

Teniendo en cuenta un caso bidimensional, la anisotropía genera una elipse que se define por:

- ✓ Coeficiente de anisotropía, “ ani ” que es igual a la razón entre el valor del rango del eje menor y el rango del eje mayor. Indica la intensidad de la anisotropía que aumenta cuan menor a 1 sea el coeficiente.
- ✓ Angulo de anisotropía, “ θ ”, formado por el eje mayor y el eje de las abscisas. Refleja la orientación de la misma.

En caso tridimensional se debe definir dos coeficientes de anisotropía y dos ángulos, (Emery, 2013).

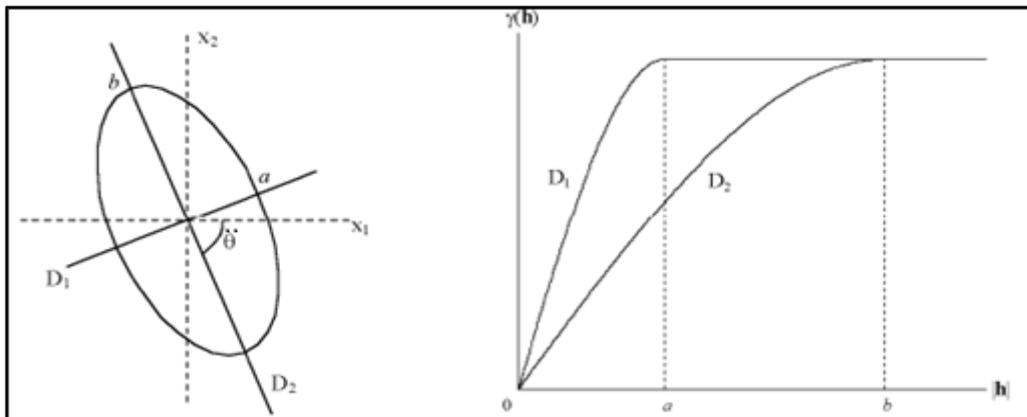


Ilustración 30: Anisotropía Geométrica, bidimensional

Fuente: Emery, X. (2013).

Editada por: Segarra. (2019).

Este tipo de anisotropía puede tratarse mediante una transformación lineal de coordenadas, **Ec. 48**, (Mateu y Morell, 2003), la transformación lineal entre las coordenadas originales “ (x, y) ” y las nuevas “ (h_x, h_y) ”, en las que el variograma es isótropo.

$$\begin{pmatrix} h_x \\ h_y \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} ani & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \quad \text{Ec. 48}$$

Dicha transformación es presentada en la siguiente ilustración.

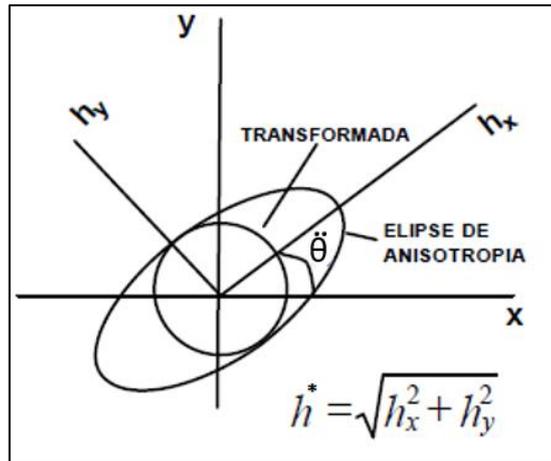


Ilustración 31: Transformación de Elipse de Anisotropía

Fuente: Taheri, M. y Viloría, R. (2003).

Editada por: Segarra. (2019).

Este tipo de anisotropía define su variograma, teniendo en cuenta los valores de coordenadas donde se comporta como isotrópico, **Ec. 49**.

$$\gamma(h) = C_0 + C_1\gamma(h^*) \quad \text{Ec. 49}$$

2.4.2.2.2. Anisotropía con Efecto Proporcional

Este efecto proporcional es presentado cuando los seminogramas presentan diferentes valores de meseta, pero similar valor de alcance para las direcciones analizadas, este tipo de efecto proporcional en la anisotropía en los variogramas es representado como se muestra en la **Ilustración 32**.

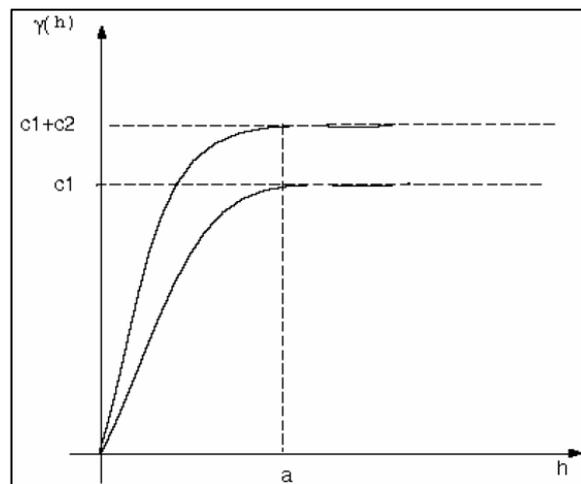


Ilustración 32: Efecto proporcional (Anisotropía), representado en Variograma

Fuente: Taheri, M. y Viloría, R. (2003).

En este tipo de anisotropía se puede utilizar un único variograma de base “ $\gamma_0(h)$ ”, a partir del cual se estiman los variogramas direccionales denominados “ $\gamma_i(h)$ ”, **Ec. 50**, teniendo en consideraron una corrección lineal, (Mateu y Morell, 2003).

$$\gamma_i(h) = f_i * \gamma_0(h) \quad \text{Ec. 50}$$

En dicho variograma se presenta un coeficiente de proporcionalidad “ f_i ”, que por lo general es función del cuadrado de la media experimental, la cual es propuesta por Journel y Huijbregts en 1978.

2.4.2.2.3. Anisotropía Zonal

Este tipo de anisotropía indica la variación del valor tanto de la meseta y alcance de los variogramas para las direcciones analizadas, este tipo de anisotropía no se puede reducir por una simple transformación lineal de coordenadas, (Taheri y Vilorio, 2003).

Las causas de este tipo de anisotropía puede ser la presencia de una derivación regional en la distribución espacial de la variable, esto puede ser demostrado a través de una gráfica en donde el variograma de una variable regionalizada crece más rápido que una parábola “ h^2 ”, lo relatado se demuestra en la siguiente ilustración.

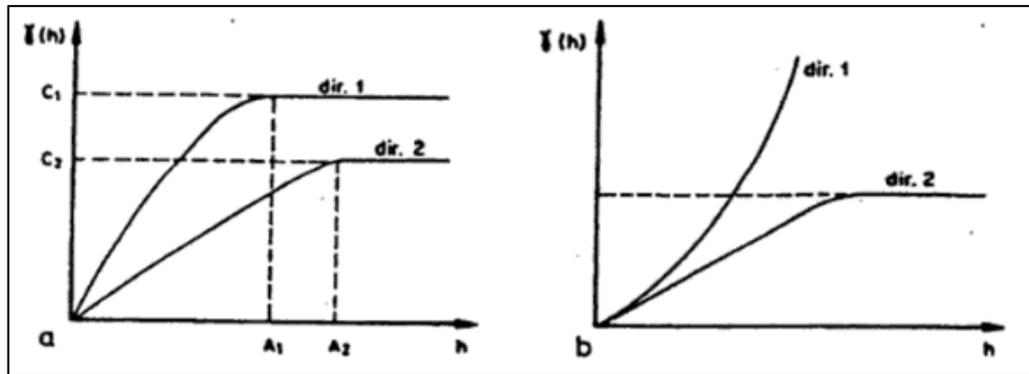


Ilustración 33: Anisotropía zonal, representando en Variograma

Fuente: Mateu, J. y Morell, I. (2003).

La variabilidad espacial de los fenómenos naturales tales como la existencia de estructuras imbricadas es la causa de la superposición de escalas de variabilidad, lo cual puede ser definido como la suma de variogramas elementales, **Ec. 51**.

$$\gamma(h) = \gamma_1(h) + \gamma_2(h) + \dots + \gamma_n(h) \quad \text{Ec. 51}$$

Esta superposición de variabilidad conlleva dos asunciones.

1. Variabilidad de cada heterogeneidad es independiente de las demás.
2. Considerar un fenómeno en la cual se presenten dos o más escalas de heterogeneidad y la consiguiente superposición de variogramas.

Una vez finalizada la descripción de la variabilidad de la meseta y del alcance del variograma para una dirección se analizará el variograma utilizado por este tipo de anisotropía.

En donde se tome en cuenta que la diferencia de rango puede ser “fijada” por una anisotropía geométrica, y para resolver este problema se consideran las siguientes ecuaciones:

$$h_1 = \sqrt{\left(\frac{h_x}{a_1}\right)^2 + \left(\frac{h_y}{a_2}\right)^2} \quad \text{Ec. 52}$$

$$h_2 = \frac{h_y}{a_2} \quad \text{Ec. 53}$$

Dando, así como ecuación final a la **Ec. 54**.

$$\gamma(h) = (C_1\gamma_1(h_1)) + (C_2\gamma_2(h_2)) \quad \text{Ec. 54}$$

En donde “ γ_1 ”, sólo influye cuando se calcula el variograma en la dirección de “x”.

2.4.2.2. Estimación y Simulación

Un elemento muy importante para el entendimiento del proceso de Estimación y Simulación, es la malla que comprende el área de estudio, mismas en la cual se dispone de información del parámetro para determinar su valor en lugares no muestreados.

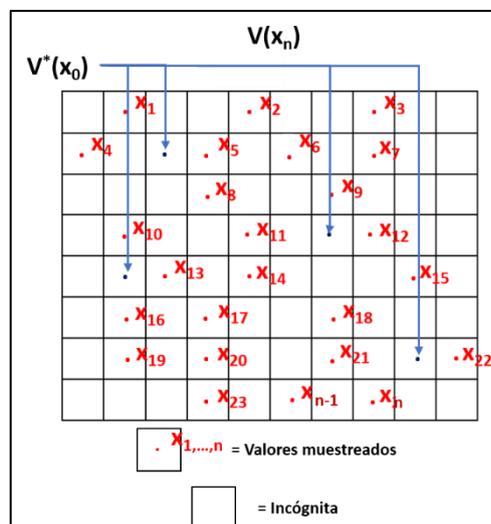


Ilustración 34: Malla definida por el área de estudio

Elaborada por: Segarra. (2019).

La **Ilustración 34** representa una malla “(10 * 8)” unidades, definida en referencia al área de estudio, a través de celdas. Esta malla permite la distribución de los valores muestreados en una celda respectiva de acuerdo a su lugar de

muestreo “ x_n ”, mientras que en cada localización no muestreada (por predecir) se tiene una celda vacía.

La predicción de los valores en las localizaciones vacías será causada a través de interpolación y/o extrapolación mediante una función determinada “ $V^*(x_0)$ ” basada en el análisis de los datos disponibles.

Teniendo en cuenta el desarrollo de predicción a través de interpolación y/o extrapolación, se presentan los métodos aplicados en Estimación y Simulación, para la determinación de las funciones que permitan predecir los resultados.

2.4.2.2.1. Estimación

El objetivo de la estadística es estimar valores en locaciones no muestreadas a través de datos conocidos, la idea básica de esta estimación es a través de una función lineal, (Deutsch, 2002), que se define de la siguiente manera:

$$Z^*(x) - \mu(x) = \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} [Z(x_{\alpha}) - \mu(x)] \quad \text{Ec. 55}$$

Donde:

$Z^*(x)$: Función “ Z ” para estimación de valor en el sitio “ x ”.

$\mu(x)$: Valor medio conocido teniendo en cuenta el valor de las observaciones.

w_{α} : Ponderación de pesos para cada valor.

α : Valor determinado para cada dato, desde 1 hasta “ n ” (número de observaciones).

Dentro de los diferentes métodos existentes de estimación se encuentran los métodos clásicos que hacen aplicación de configuración geométrica de los datos, mientras que los métodos geoestadísticos combinan la configuración geométrica de los datos con la cantidad de información que acarrean, a través de las herramientas de análisis espacial.

Principales métodos clásicos de estimación.

- ✓ Aproximación por Polígono.
- ✓ Ponderación por el Inverso de la Distancia o “*Inverse Distance Weighting (IDW)*”.
- ✓ Interpolación Triangular.

Métodos Geoestadísticos.

- ✓ Kriging
 - ✓ Kriging Simple.
 - ✓ Kriging Ordinario.
 - ✓ Kriging Universal.
 - ✓ Indicador de Kriging o “*Indicator Kriging*”.
 - ✓ Kriging Complejo.

- ✓ Kriging con Media Local; entre otros.
- ✓ CoKriging.
 - ✓ Cokriging Simple
 - ✓ Cokriging Ordinario; entre otros.

Cabe recalcar que dentro de los métodos geoestadísticos existen mayor número de clasificación del método Kriging, de los cuales daremos énfasis a los métodos Kriging Simple, Ordinario, Cokriging Simple y Cokriging Ordinario.

2.4.2.2.1.1. Kriging

2.4.2.2.1.1.1. Kriging Simple

El Kriging Simple es aquel método en el cual se toma como asunción el conocimiento de la media y de la covarianza del proceso, estimados a través de los datos de muestra.

Considerando inicialmente que la media es nula, la ecuación para la estimación es una combinación lineal que se define de la siguiente manera:

$$Z^*(x_0) = \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} * Z(x_{\alpha}) \quad \text{Ec. 56}$$

La ponderación de los valores de peso (w_{α}), se determinan a través de la varianza de estimación, **Ec. 57**, la cual tiene como referencia al valor estimado y al valor real desconocido del punto a estimar.

$$Var[Z^*(x_0) - Z(x_0)] = Var[(\sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} * Z(x_{\alpha}))] - Z(x_0) \quad \text{Ec. 57,1}$$

Teniendo en cuenta que el valor de “ $Z(x_0)$ ” es incierto, la varianza se puede descomponer en:

$$Var[Z^*(x_0) - Z(x_0)] = \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\beta=1}^n w_{\alpha} w_{\beta} Cov(x_{\alpha} - x_{\beta}) + \sigma^2 - 2 \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} Cov(x_{\alpha} - x_0)$$

$$\text{Ec. 57,2}$$

La **Ec. 57,2** está definida por la doble suma ponderada de las covarianzas de las distancias entre las muestras y la varianza de la población, menos el doble de la sumatoria de las covarianzas entre el punto a estimar y los puntos medidos, (Ortiz, 2004).

Para la obtención de los valores de ponderación de peso, se debe derivar respecto a “ w_{α} ” la **Ec. 57,2**, dando como resultado la **Ec. 58**.

$$\frac{\partial}{\partial w_{\alpha}} = 0; \sum_{\beta=1}^n w_{\beta} Cov(x_{\alpha} - x_{\beta}) = Cov(x_{\alpha} - x_0); \text{ donde } \alpha = 1, \dots, n$$

$$\text{Ec. 58}$$

La ecuación anterior persigue el objeto de generar “ n ” ecuaciones con el mismo número de incógnitas para a su vez generar un sistema que permita determinar los pesos respectivos, dicha obtención llamada Sistema de Kringing Simple se define como una matriz de la siguiente manera.

$$\begin{pmatrix} Cov(x_1 - x_1) & Cov(x_\alpha - x_2) & \cdots & Cov(x_1 - x_n) \\ Cov(x_2 - x_\beta) & Cov(x_2 - x_\beta) & \cdots & Cov(x_2 - x_n) \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ Cov(x_n - x_\beta) & Cov(x_n - x_\beta) & \cdots & Cov(x_n - x_n) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Cov(x_1 - x_0) \\ Cov(x_2 - x_0) \\ \vdots \\ Cov(x_n - x_0) \end{pmatrix}$$

Ec. 59,1

Teniendo en consideración la propiedad de la covarianza donde indica: “ $Cov(Z, Z) = Var(Z)$ ”, la varianza de la variable “ Z ” (determinada en este caso como semivarianza), la matriz presentada en **Ec. 59,1** se puede plantear en término del variograma como se presenta a continuación.

$$\begin{pmatrix} \gamma(x_1 - x_1) & \gamma(x_\alpha - x_2) & \cdots & \gamma(x_1 - x_n) \\ \gamma(x_2 - x_\beta) & \gamma(x_2 - x_\beta) & \cdots & \gamma(x_2 - x_n) \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \gamma(x_n - x_\beta) & \gamma(x_n - x_\beta) & \cdots & \gamma(x_n - x_n) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \gamma(x_1 - x_0) \\ \gamma(x_2 - x_0) \\ \vdots \\ \gamma(x_n - x_0) \end{pmatrix}$$

Ec. 59,2

En Base a la definición de la **Ec. 58**, los ponderadores serán determinados por:

$$w_\beta = \frac{Cov(x_\alpha - x_0)}{Cov(x - x_\beta)} \quad \mathbf{Ec. 60}$$

Reemplazando la **Ec. 60** en la **Ec. 57,2** se obtendrá la **Varianza de Kringing** que se rige en la siguiente ecuación.

$$\sigma_{KS}^2(x_0) = \sigma^2 - \sum_{\alpha=1}^n w_\alpha Cov(x_\alpha - x_0) \quad \mathbf{Ec. 61,1}$$

Y términos del variograma, **Ec. 61,2**.

$$\sigma_{KS}^2(x_0) = \sigma^2 - \sum_{\alpha=1}^n w_\alpha \gamma(x_\alpha - x_0) \quad \mathbf{Ec. 61,2}$$

La asunción de nulidad del valor de la media decisión que no parece muy práctica en el caso petrolero o minero. Sin embargo, lo que se hace es trabajar con la variable “ $Z - u$ ”, teniendo en cuenta que u , siendo una constante, no influye en los cálculos de la varianza por lo que se consideraría “nula”, se resuelve el sistema como se desarrolló anteriormente, y luego volver a “ Z ” una vez que se tengan los valores de los ponderadores y se haya resuelto el sistema, de la siguiente forma:

$$Z^*(x_0) - u = \sum_{\alpha=1}^n w_\alpha [Z(x_\alpha) - u] \quad \mathbf{Ec. 62,1}$$

O bien,

$$Z^*(x_0) = \sum_{\alpha=1}^n w_\alpha Z(x_\alpha) + (1 - \sum_{\alpha=1}^n w_\alpha)u \quad \mathbf{Ec. 62,2}$$

Dicha definición de **Ec. 62,2** representa la función de estimador final de Kriging Simple, donde se considera el valor de la media, que es multiplicada con la diferencia entre 1 y la suma de los pesos ponderados para los datos correspondientes.

2.4.2.2.1.1.2. Kriging Ordinario

Este método tiene la asunción de considerar a la media como desconocida, (Emery, 2013), de manera que se debe determinar los valores de pesos ponderados sin considerar valor ponderado para la media, por lo que teniendo en cuenta la asunción el estimador usado por este Kriging es una combinación lineal de los valores muestreados de la variable en una vecindad, **Ec. 63**.

$$Z^*(x_0) = \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} * Z(x_{\alpha}) \quad \text{Ec. 63}$$

En este método se debe cumplir que la esperanza del error de estimación sea igual a 0, como se puede observar a continuación.

$$E[Z^*(x_0) - Z(x_0)] = \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} E[Z(x_{\alpha})] - E[Z(x_0)] = 0 \quad \text{Ec. 64,1}$$

Teniendo en cuenta que la esperanza del estimado como de la variable muestreada es igual, entonces;

$$E[Z^*(x_0) - Z(x_0)] = \mu(\sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} - 1) = 0 \quad \text{Ec. 64,2}$$

Lo cual determina la restricción o condición de universalidad, **Ec. 65**.

$$\sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} = 1 \quad \text{Ec. 65}$$

Ahora, se debe minimizar la varianza de estimación, **Ec. 66**, al igual que en el Kriging Simple, pero sujeta a la restricción o condición de universalidad, **Ec. 65**.

$$\sigma_E^2 = Var[Z^*(x_0) - Z(x_0)] = \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\beta=1}^n w_{\alpha} w_{\beta} Cov(x_{\alpha} - x_{\beta}) + \sigma^2 - 2 \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} Cov(x_{\alpha} - x_0)$$

Ec. 66

Dicho problema se resuelve aplicando la técnica de multiplicadores de Lagrange “g”, para lo cual, se minimiza la siguiente función.

$$\sigma_E^2 - 2g \left(\sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} - 1 \right)$$

Ec. 67

Derivando la **Ec. 67** con respecto a cada uno de los pesos ponderados y al multiplicador de Lagrange, e igualando a 0, se genera el Sistema de Kriging Ordinario, **Ec. 68,1**.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial w_\alpha} = 0; \sum_{\beta=1}^n w_\beta Cov(x_\alpha - x_\beta) - g = Cov(x_\alpha - x_0); \text{ donde } \alpha = 1, \dots, n \\ \frac{\partial}{\partial x} = 0; \sum_{\alpha=1}^n w_\alpha = 1 \end{array} \right.$$

Ec. 68,1

O desde la perspectiva de una matriz,

$$\begin{pmatrix} Cov(x_1 - x_1) & Cov(x_\alpha - x_2) & \dots & Cov(x_1 - x_n) & 1 \\ Cov(x_2 - x_\beta) & Cov(x_2 - x_\beta) & \dots & Cov(x_2 - x_n) & 1 \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots \\ Cov(x_n - x_\beta) & Cov(x_n - x_\beta) & \dots & Cov(x_n - x_n) & 1 \\ 1 & 1 & \dots & 1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \\ -g \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Cov(x_1 - x_0) \\ Cov(x_2 - x_0) \\ \vdots \\ Cov(x_n - x_0) \\ 1 \end{pmatrix}$$

Ec. 68,2

Considerando la propiedad de la covarianza para una misma variable, al igual que en el sistema de Kriging Simple, se puede representar la matriz en términos del variograma, **Ec. 68,3**.

$$\begin{pmatrix} \gamma(x_1 - x_1) & \gamma(x_\alpha - x_2) & \dots & \gamma(x_1 - x_n) & 1 \\ \gamma(x_2 - x_\beta) & \gamma(x_2 - x_\beta) & \dots & \gamma(x_2 - x_n) & 1 \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots \\ \gamma(x_n - x_\beta) & \gamma(x_n - x_\beta) & \dots & \gamma(x_n - x_n) & 1 \\ 1 & 1 & \dots & 1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \\ -g \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \gamma(x_1 - x_0) \\ \gamma(x_2 - x_0) \\ \vdots \\ \gamma(x_n - x_0) \\ 1 \end{pmatrix}$$

Ec. 68,3

Teniendo así una Varianza de Kriging que se define por:

$$\sigma_{KS}^2(x_0) = \sigma^2 - \sum_{\alpha=1}^n w_\alpha Cov(x_\alpha - x_0) + g \quad \text{Ec. 69,1}$$

Y en términos del variograma como:

$$\sigma_{KS}^2(x_0) = \sigma^2 - \sum_{\alpha=1}^n w_\alpha \gamma(x_\alpha - x_0) + g \quad \text{Ec. 69,2}$$

Note que, aunque la suma de los pesos w_α es 1, no necesariamente estos tienen que ser positivos, y por tanto los valores estimados pueden ser negativos. (Cuador, Quinteros, Estévez y Ramirez, 1997).

2.4.2.2.1.3. Indicador de Kriging o “Indicator Kriging”

El “Indicator Kriging” cumple el rol de la estimación de la CDF de cualquier categoría “ Z_{ct} ” (valor límite o umbral), condicional a los datos “ n ”, que se obtiene mediante la siguiente definición:

$$I^*(x, Z_{ct}) = E^*\{I(x; Z_{ct})|(n)\} = Prob^*(Z(x) \in Z_{ct}|(n)) \quad \text{Ec. 70}$$

Donde el Indicador “ $I^*(x, Z_{ct})$ ” del espacio “ x ” es igual a la probabilidad de que la variable categórica “ $Z(x)$ ” pertenezca al valor umbral.

Este algoritmo tiene como asunción:

Probabilidad marginal “ $E^*(x_\alpha; Z_{ct})$ ”, constante y conocida para todo “ x_α ” y “ Z_{ct} ”.

Para una variable categórica, la variable indicadora para una categoría “ ct ”, se define como:

$$i(x, Z_{ct}) = \begin{cases} 1, & \text{sí } Z(x) \leq Z_{ct} \\ 0, & \text{en caso contrario} \end{cases} \quad \begin{matrix} \text{Ec. 71, 1} \\ \text{Ec. 71, 2} \end{matrix}$$

El análisis de la malla “ $7 * 7$ ” unidades, que presenta datos observados en los sitios “ x_1 ” hasta “ x_n ”, teniendo como valores de “ $Z(x)$ ” igual a:

$Z(x_1) = 0,67$	$Z(x_2) = 0,59$	$Z(x_3) = 0,73$	$Z(x_4) = 0,52$
$Z(x_5) = 0,49$	$Z(x_6) = 0,71$	$Z(x_7) = 0,70$	$Z(x_8) = 0,89$
$Z(x_9) = 0,72$	$Z(x_{10}) = 0,69$	$Z(x_{11}) = 0,90$	$Z(x_{12}) = 0,50$
$Z(x_{13}) = 0,66$	$Z(x_{14}) = 0,83$	$Z(x_{n-1}) = 0,51$	$Z(x_n) = 0,80$

Y el umbral, determinado como:

$$Z_{ct} = 0,7$$

Con los cuales se obtiene el resultado presentado en la gráfica derecha de la siguiente Ilustración, donde el valor igual a 1 es reflejado por una celda de color verde (Categoría 1), caso contrario la celda será de color celeste (Categoría 2).

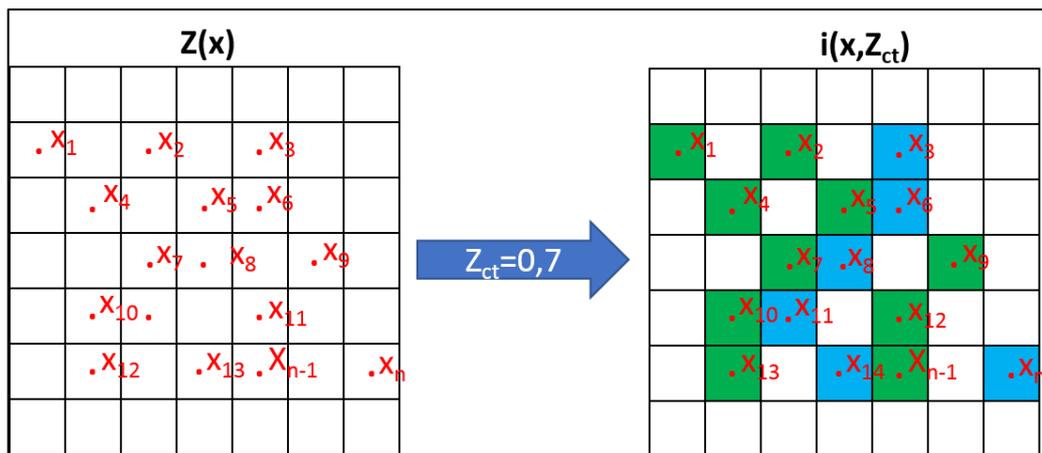


Ilustración 35: Resultados de aplicación del “Kriging Indicator”

Elaborada por: Segarra. (2019).

La probabilidad “ $I^*(x, Z_{ct})$ ” para “ $Z(x)$ ” para una categoría es estimada mediante el Kriging Simple:

$$I^*(x, Z_{ct}) - E\{I(x; Z_{ct})\} = \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} [I(x_{\alpha}; Z_{ct}) - E\{I(x_{\alpha}; Z_{ct})\}] \quad \text{Ec. 72}$$

Las probabilidades estimadas deben estar todas en “[0,1]” y verificar que “ $\sum_{ct=1}^n I^*(x; Z_{ct}) = 1$ ”, caso contrario, estos deben ser corregidos, mediante:

1. Sí “ $I^*(Z(x), Z_{ct}) \notin [0,1]$ ” establecerlos a los límites más cercanos. Sí todos los valores de probabilidades son “ ≤ 0 ” no se realiza corrección y se notifica un mensaje de advertencia.
2. Estandarizar los valores para que su sumatoria sea igual a 1.

$$I^*_{\text{corregido}}(Z(x); Z_{ct}) = \frac{I^*(Z(x), Z_{ct})}{\sum_{i=1}^{ct} I^*(Z(x); Z_i)} \quad \text{Ec. 73}$$

Los pesos “ w_{α} ” fueron calculados mediante el sistema de Kriging Simple, como se define a continuación.

$$\sum_{ct=1}^{n(x_0)} w_{ct}(x_0; Z_s) cov_I(x_{ct} - x_j; Z_s) = cov_I(x_j - x_0; Z_s); \text{ para } j = 1, \dots, n(x_0)$$

Ec. 74

Dónde:

Los pesos asociados de “ $n(x_0)$ ” con informaciones cercanas “ Z_s ” denota los indicadores respectivos.

$cov_I(x_{ct} - x_j)$: Covarianza entre los indicadores en “ x_{ct} ” y “ x_j ”.

$cov_I(x_j - x_0; Z_s)$: Covarianza entre los indicadores del punto muestreado “ x_j ” y los puntos a estimar.

Con “ $cov_I(h; Z_s) = E(Z_s)[1 - E(Z_s)] - w_I(h; Z_s)$ ” solo información cercana limitada a la localización “ x_0 ” puede ser eficientemente usada, por lo tanto, “ $n(x_0) \ll N$ ”. El valor estimado de los caracteres de la variable puede ser tronzado desde la distribución de probabilidad final de los resultados del “*Indicator Kriging*”.

2.4.2.2.1.2. Cokriging

El método Cokriging extiende el concepto del Kriging a través del anexo de una restricción, que cumple la función de atributo guía de muestreo, el cual es relacionado a uno primario, (Hirsche, Porter – Hirsche, Mewhort y Davis, 1997).

Para la aplicación de este método se requiere el conocimiento del variograma cruzado debido a que el Cokriging es utilizado en casos donde la variable primaria es muestreada de manera insuficiente, de la cual se tiene información de correlación con otra variable, (Cuador, Quinteros, Estévez y Ramirez, 1997).

2.4.2.2.1.2.1. Cokriging Simple

Este método tiene la asunción del conocimiento del valor de la media “ μ_i ” de todas las variables a analizar “ Z_i ”, donde “ $i = 1, \dots, N$ ”.

Considerando que se desea estimar la variable “ Z_1 ” en el sitio “ x_0 ”, “ $Z_1^*(x_0)$ ”, la ecuación del estimador es considerada como una combinación lineal de los datos disponibles en la vecindad de “ x_0 ”, **Ec. 75**.

$$Z_1^*(x_0) = Q + \sum_{i=1}^N \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha}^i Z_i(x_{\alpha}^i) \quad \text{Ec. 75}$$

Donde el coeficiente “ Q ” y los ponderadores “ λ_{α}^i ” son las incógnitas.

Teniendo en cuenta que el error de estimación debe tener una esperanza nula, se obtiene el valor condición del coeficiente.

Error de estimación igual a 0:

$$E[Z_1^*(x_0) - Z_1(x_0)] = Q + \sum_{i=1}^N \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha}^i E[Z_i(x_{\alpha}^i)] - E[Z_1(x_0)] \quad \text{Ec. 76,1}$$

Reemplazando “ $E(Z_i(x_{\alpha}^i)) = \mu_i$; $E(Z_1(x_0)) = \mu_1$ ” en **Ec. 76,1**.

Se tiene que:

$$[Z_1^*(x_0) - Z_1(x_0)] = Q + [\sum_{\alpha=1}^{n_1} w_{\alpha}^1 - 1] \mu_1 + \sum_{i=2}^N \sum_{\alpha=1}^{n_i} w_{\alpha}^i \mu_i \quad \text{Ec. 76,2}$$

Igualando la **Ec. 76,2** a 0, se puede definir el coeficiente “ Q ” como:

$$Q = [1 - \sum_{\alpha=1}^{n_1} w_{\alpha}^1] \mu_1 - \sum_{i=2}^N \sum_{\alpha=1}^{n_i} w_{\alpha}^i \mu_i \quad \text{Ec. 77}$$

Al igual que en el Kriging, la ponderación de los valores de peso, se determinan a través de la varianza de estimación, **Ec. 78**.

$$Var[Z^*(x_0) - Z(x_0)] = Var[(\sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} * Z(x_{\alpha}))] - Z(x_0) \quad \text{Ec. 78,1}$$

Teniendo en cuenta que el valor de “ $Z(x_0)$ ” es incierto, la varianza se puede descomponer en:

$$Var[Z_1^*(x_0) - Z_1(x_0)] = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{\alpha=1}^{n_i} \sum_{\beta=1}^{n_j} w_{\alpha}^i w_{\beta}^j Cov_{ij}(x_{\alpha}^i - x_{\beta}^j) + cov_{11}(0) - 2 \sum_{i=1}^N \sum_{\alpha=1}^{n_i} w_{\alpha}^i Cov_{i1}(x_{\alpha}^i - x_0)$$

$$\text{Ec. 78,2}$$

La minimización de dicha varianza se logra al derivar la **Ec. 78,2** con respecto a los pesos de ambas variables e igualando a 0, obteniendo así:

$$\sum_{j=1}^N \sum_{\beta=1}^{n_j} w_{\beta}^j Cov_{ij}(x_{\alpha}^i - x_{\beta}^j) = Cov_{i1}(x_{\alpha}^i - x_0); \text{ donde } i = 1 \dots N; \alpha = 1, \dots, n$$

$$\text{Ec. 79}$$

Cuya ecuación refleja el sistema de ecuaciones para obtener las ponderaciones de Cokriging, la misma que puede resolverse con pivote de Gauss o con inversa matricial, (Emery, 2013), lo cual no forma parte como objeto del presente estudio.

La varianza del error de estimación o también llamada varianza de Cokriging Simple se define como:

$$\sigma_{CKS-Z_1}^2(x_0) = C_{11}(0) - \sum_{i=1}^N \sum_{\alpha=1}^{n_i} w_{\alpha}^i C_{i1}(x_{\alpha}^i - x_0) \quad \text{Ec. 80}$$

2.4.2.2.1.2.2. Cokriging Ordinario

El Cokriging Ordinario al igual que Kriging Ordinario, asumen que el valor de la media de las variables es desconocido, (Ginzo, 2014), donde el estimador propuesto se define a través de la siguiente ecuación.

$$Z_1^*(x_0) = \sum_{i=1}^N \sum_{\alpha=1}^{n_i} w_{\alpha}^i Z_i(x_{\alpha}^i) \quad \text{Ec. 81}$$

Teniendo en cuenta los procesos desarrollados en el Cokriging Simple y sus similares del Kriging, se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones.

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{j=1}^N \sum_{\beta=1}^{n_j} w_{\beta}^j Cov_{ij}(x_{\alpha}^i - x_{\beta}^j) + g_i = Cov_{i1}(x_{\alpha}^i - x_0); \text{ donde } i = 1 \dots N; \alpha = 1, \dots, n_i \\ \sum_{\alpha=1}^{n_1} w_{\alpha}^1 = 1 \\ \sum_{\alpha=1}^{n_i} w_{\alpha}^i = 0; \text{ donde } i = 2 \dots N \end{array} \right.$$

Ec. 82

Teniendo en cuenta que “ g_i ” es el valor respectivo del multiplicador de Lagrange

Y la varianza del error de estimación, definida como:

$$\sigma_{CKS-Z_1}^2(x_0) = C_{11}(0) - \sum_{i=1}^N \sum_{\alpha=1}^{n_i} w_{\alpha}^i C_{i1}(x_{\alpha}^i - x_0) + g_1 \quad \text{Ec. 83}$$

Se propone a veces una variante del Cokriging Ordinario (llamada “Cokriging Ordinario Estandarizado”), donde cambia la condición sobre la suma de los ponderadores de la **Ec. 82** a:

$$\sum_{\alpha=1}^{n_1} w_{\alpha}^1 = 1 \quad \text{Ec. 84}$$

Teniendo en cuenta esta nueva condición, los autores afirman que se da más influencia a las variables secundarias, esto se debe a que la suma de los ponderadores de peso de las variables secundaria era 0, sin embargo, esta condición puede ser aplicada en el caso donde las variables posean una media de igual valor. Es el caso de mismo atributo medido sobre soportes distintos o con

aparatos distintos; de lo contrario, se tiene que re-escalar cada variable en torno a una misma media, (Emery, 2013).

2.4.2.2.2. Simulación

La idea de la simulación es el desarrollo de varias realizaciones equiprobables a través de un modelo de función aleatoria, (Deutsh, 2002), dentro de las simulaciones podemos considerar 2 tipos:

- ✓ Simulación No Condicional; y
- ✓ Simulación Condicional.

2.4.2.2.2.2. Simulación No Condicional

Esta simulación permite la generación de valores de la variable regionalizada a través de realizaciones que consideran la característica de variabilidad espacial de los datos del fenómeno de estudio, (Silverio, Cuador y Estévez, 2000), sin embargo, no toman en cuenta los valores muestreados o experimentales.

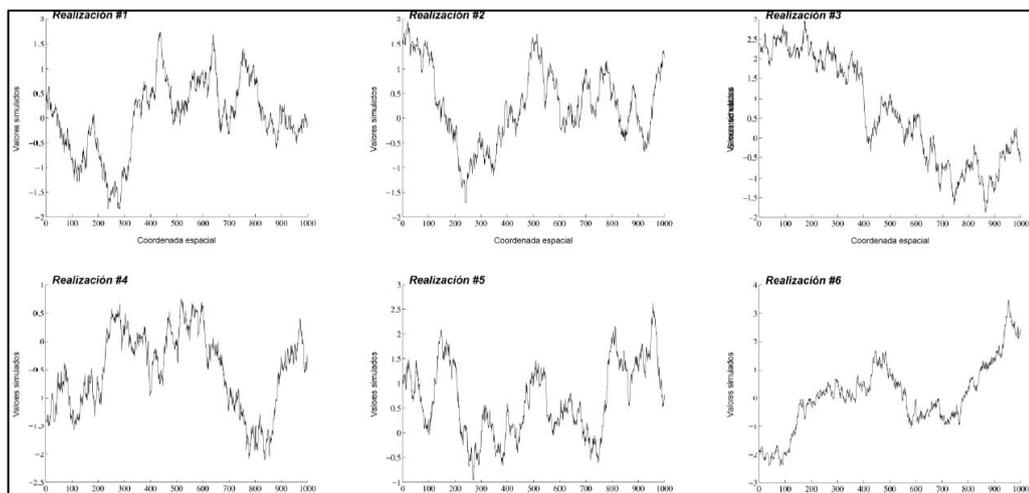


Ilustración 36: Resultados basados en una Simulación no Condicional

Fuente: Emery, X. (2013).

La **Ilustración 36.** representa los diferentes resultados obtenidos en una simulación de 6 realizaciones, en el cual el valor simulado pertenece al Eje “y”, mientras que la coordenada espacial al Eje “x”, en la cual se observa diferentes valores dispersos para cierta coordenada espacial, resultados obtenidos en base a la no vinculación de los valores muestreados de la variable regionalizada.

2.4.2.2.2.3. Simulación Condicional

Este método en su objetivo de desarrollo de realizaciones en base a una función aleatoria que represente la variable regionalizada toma en cuenta su variabilidad espacial además de considerar los valores que se tienen muestreados, por lo cual además de proveer nuevos valores estimados, reproduce los valores muestreados

en su sitio respectivo en el cual no tendrá incertidumbre, (Castaño y Vergara, 2004)

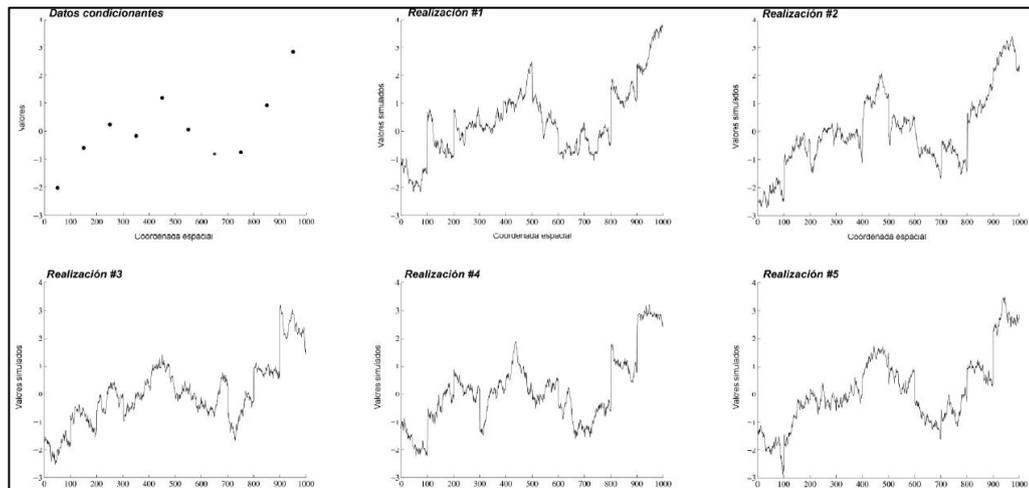


Ilustración 37: Resultados basados en una Simulación Condicionada

Fuente: Emery, X. (2013).

La **Ilustración 37**, presenta 5 realizaciones de una simulación condicionada en la cual se puede observar que los resultados de las mismas siguen la condición que el valor muestreado es el mismo valor generado por la simulación, además que dicho valor experimental que brinda información a la simulación permite que los demás valores generados presenten concordancia con respecto al perfil generado por los valores muestreados en sus respectivos sitios.

El desarrollo de la simulación permite disminuir la incertidumbre de la caracterización del yacimiento, debido a la generación múltiples realizaciones que permitirán la construcción de un gráfico de distribuciones de respuestas del yacimiento, **Ilustración 38**.

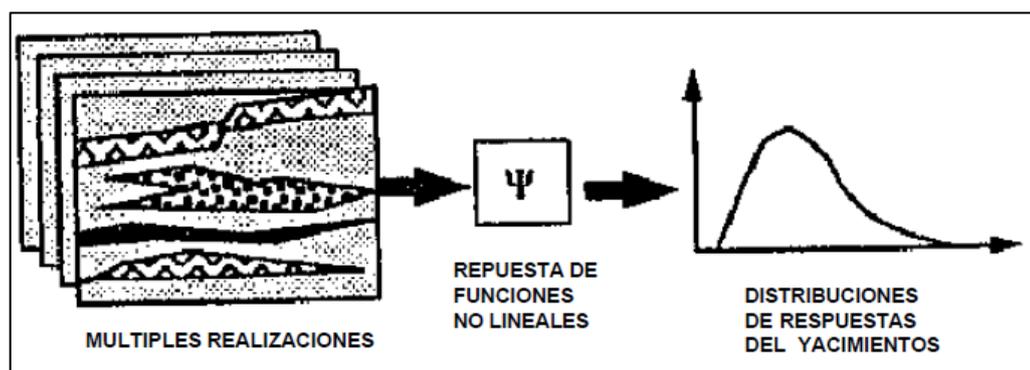


Ilustración 38: Distribución de Frecuencia, resultado de diferentes realizaciones

Fuente: Taheri, M. y Viloria, R. (2003).

De los varios métodos disponibles de simulación entre los más comúnmente usados se tiene:

Simulación no condicionada

- ✓ Método de bandas rotantes o “*turning bands*”.

Simulación condicionada

- ✓ Simulación Secuencia Gaussiana o Sequential Gaussian Simulation (SGS).
- ✓ Simulación de indicadores secuenciales o Sequential Indicator Simulation (SIS).

Los siguientes métodos a analizar serán los métodos correspondientes a la simulación condicionada, en base al objeto de generar valores teniendo como resultado en los sitios muestreados sus valores experimentales.

2.4.2.2.3.1. Simulación Secuencial Gaussiana o “Sequential Gaussian Simulation” (SGS)

Este método tiene como procedimiento la definición de una malla regularmente espaciada, establecida por celdas, espacios o nodos, considerando que cada celda es analizada una vez en cada secuencia, (Chen, Chen y Peng, 2013).

En el algoritmo “SGS” se aplica un modelo de función aleatoria, siendo el Modelo Gaussiano Multivariable el más usado, este modelo transforma la información original con el objeto de generar un histograma Gaussiano o normal, (Deutsh, 2002), entonces, todos los “*n*” puntos son asumidos para seguir una distribución Gaussiana.

Los pasos básicos desarrollados en este algoritmo, (Asghari, Soltani y Bakhshandeh, 2009), son los siguientes:

1. Calcular histograma de la información original, y sus parámetros estadísticos.
2. Transformar la información original a un espacio Gaussiano.
3. Calcular y modelar el variograma de la información transformada.
4. Definir la malla.
5. Establecer aleatoriedad de visita a las celdas.
6. Realizar Kriging Simple de un valor en cada celda a través de los demás valores (conocidos y estimados) y definirlo en la distribución Gaussiana.
7. Trazar el valor aleatorio de la distribución Gaussiana o Normal, los cuales son conocidos como valores simulados.
8. Simular secuencialmente otros nodos.
9. Transformar los valores simulados (de distribución Normal a distribución original), en este paso se desarrolla una realización.

Con el objeto de disminuir la incertidumbre de caracterización, se desarrollan diversas realizaciones a través de la repetición de los pasos del 5 al 9.

En base al requerimiento de la transformación de la información para asegurar la normalidad de su distribución se aplica la siguiente ecuación:

$$y(x_i) = G^{-1}[F^*(z(x_i))]; \text{ donde } i = 1, \dots, n \quad \text{Ec. 85}$$

Donde:

$G^{-1}(\cdot)$: Inversa de la CDF Gaussiana de la variable aleatoria $y(x_i)$

F^* : CDF de la muestra de la variable de estudio $z(x_i)$.

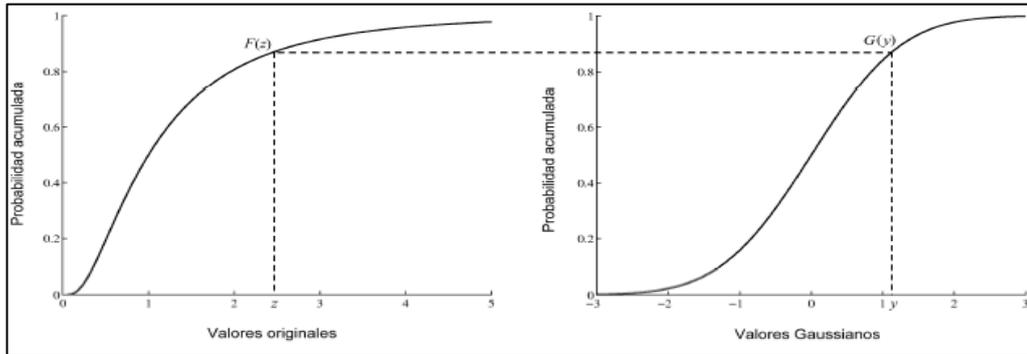


Ilustración 39: Transformación Gaussiana, con su respectiva CDF

Fuente: Emery, X. (2013).

La **Ilustración 39** representa la transformación de los valores originales a valores Gaussianos con su respectiva CDF, esta Gaussiana se refleja en base a su media igual a 0 y su varianza igual a 1.

La transformación de la distribución normal a su distribución original se logra mediante la aplicación inversa de la **Ec. 85**, (Chen, Chen y Peng, 2013). La generación de valores de propiedades petrofísicas son casos de estudios en el cual la aplicación de la “SGS” es una buena opción, (Chambers, Yarus y Hird, 2000), teniendo en consideración que en los mismos realizan un condicionamiento al modelo de la facies generado, utilizando los variogramas creados en el análisis de las facies, por lo cual el análisis estadístico del comportamiento de las propiedades petrofísicas se realiza en cada litotipo en cada zona.

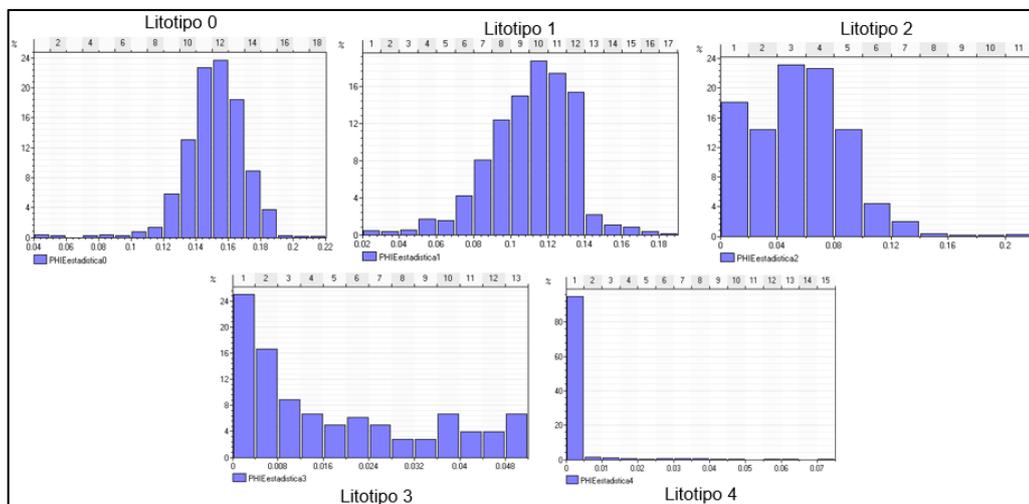


Ilustración 40: Porosidad Efectiva Vs Litotipo

La **Ilustración 40** muestra los resultados de la porosidad efectiva determinados a través del uso de herramientas geoestadísticas relacionada a 5 litotipos diferentes denominados: Litotipo 0, Litotipo 1, Litotipo 2, Litotipo 3 y Litotipo 4.

2.4.2.2.2.3.2. Simulación Secuencial de Indicador o “Sequential Indicator Simulation” (SIS).

Una de las características de este método es su aplicación estricta en casos de simulación de distribución de variables discretas o categóricas, tales como el tipo de roca, suelo o facies.

En este método se desarrolla una simulación secuencial en la cual la distribución en cada paso consiste de probabilidades estimadas para cada categoría, las mismas que son estimadas mediante la codificación de datos como indicador o valores de probabilidad. (Deutsh, 2002), teniendo en cuenta que la codificación de los indicadores se realiza a través umbrales, los cuales definen que valores de la variable corresponde a los valores 1 y 0 del indicador, (Frez, 2014).

Actualmente, los métodos dominantes para estimar variables categóricas son los algoritmos de la “SIS”, mismo que hace aplicación del “*Indicator Kriging*” para inferir en la PDF de una variable categórica, para la obtención del CDF es oportuno la aplicación del algoritmo “*Indicator Kriging*”, (He, et al, 2009).

A través de una simulación estocástica, una serie de alternativas, de realizaciones equiprobables de distribución de una variable indicador “ $Z(x)$ ” son producidas, por ejemplo, si “ $Z(x)$ ” perteneciente a la categoría “ ct ” es simulada en un sitio espacial “ x ”, la PDF es estimada mediante la **Ec. 86**.

$$Prob\{I(x) = 1|(n)\} = E\{I(x)|(n)\} \quad \text{Ec. 86}$$

Sea “ $i(x, z_{ct})$ ” categoría “ Z_{ct} ”, definir 1 si “ $x \in z_{ct}$ ”, de lo contrario 0. la exclusión mutua debe satisfacer:

$$i_{ct}(x)i_{ct'}(x) = 0, \forall ct \neq ct' \quad \text{Ec. 87}$$

Y;

$$\sum_{ct=1}^{ct} i(x; z_{ct}) = 1 \quad \text{Ec. 88}$$

Hoy en día, el cumplimiento de las condiciones expresadas en **Ec. 87** y **Ec. 88**, será mutuo, exclusivo y exhaustivo. Mediante la aplicación de Kriging Simple para estimar la probabilidad de las variables “ Z_{ct} ” sobre la ubicación “ x ”, define:

$$Prob^*\{I(x; Z_{ct}) = 1|(n)\} = p_{ct} + \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} [I(x; Z_{ct}) - p_{ct}] \quad \text{Ec. 89}$$

Teniendo en cuenta que “ p_{ct} ”, es definido como:

$$p_{ct} = E\{I(x; Z_{ct})\} \in [0,1] \quad \text{Ec. 90}$$

Donde:

p_{ct} : Frecuencia marginal de la categoría “ct”

Los pasos básicos desarrollados en la “SIS”, (Frez, 2014), son:

1. Codificar los datos con vectores indicadores.
2. Definir aleatoriedad de visita a todas las localizaciones a ser simuladas.
3. Para cada localización “x” (celda) de la malla se realiza:
 - ✓ Buscar e identificar los datos y celdas adyacentes previamente simulados.
 - ✓ Evaluar en cada categoría la probabilidad de ocurrencia de dicha categoría, mediante la aplicación de “*Kriging Indicator*”.
 - ✓ Construir la CDF, corrigiendo las probabilidades para evitar desviaciones de relación de orden.
 - ✓ Simular la categoría generando valor aleatorio en “[0,1]” y leyendo el cuartil al que corresponda.
 - ✓ Agregar el valor simulado al conjunto de datos condicionales.
4. Repetir el procedimiento del paso 2 y 3, con el objeto de desarrollar el número de realizaciones deseadas.

La siguiente ilustración presenta la simulación de una celda, a través de la “SIS”, en la cual de acuerdo a estimaciones de probabilidad la “**Categoría 3**” estaría presente en dicha celda debido al análisis considerando datos existentes.

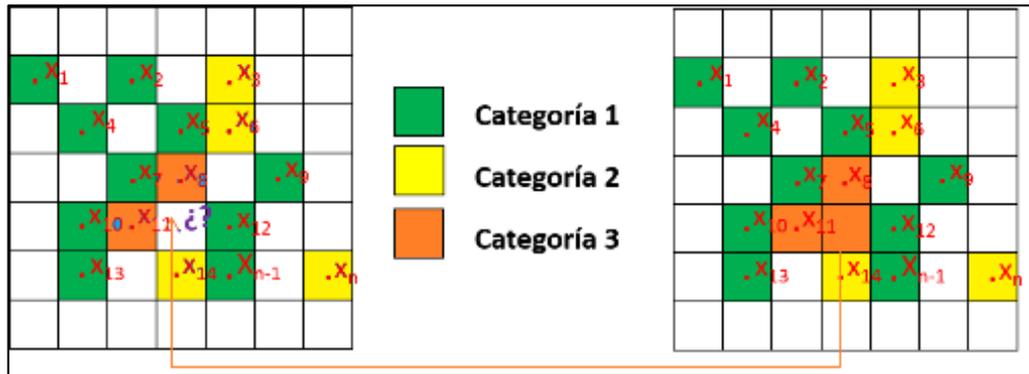


Ilustración 41: Simulación a través de “SIS”

Elaborada por: Segarra. (2019).

CAPÍTULO III

3. ANÁLISIS Y RESULTADOS

3.1. Determinación de información disponible de los Pozos del Campo UPSE

Las estimaciones respectivas serán desarrolladas para los siguientes yacimientos:

- ✓ U media
- ✓ U inferior
- ✓ T superior
- ✓ T inferior
- ✓ Hollín superior, de la formación Napo.

Para el cálculo del POES se debe considerar la disponibilidad de información para definir los valores de:

- ✓ GRV
- ✓ NTG
- ✓ Porosidad
- ✓ Saturación de Petróleo
- ✓ Factor Volumétrico del Petróleo

Mismos, que son determinados a través de registros de pozos, análisis de núcleos, pruebas PVT y sísmica, considerando dichos puntos se realiza la siguiente tabla donde se especifica la información disponible de los 33 pozos que pertenecen al campo UPSE, denominado así debido a la confidencialidad de información.

Tabla 8: Información disponible de pozos, para definir parámetros en el cálculo de POES

Región	Pozo	SP Log (FCI_SP)	GR Log (FCI_GR)	Density Porosity Log (FCI_RHO)	Neutron Porosity Log (FCI_NPH)	RCAL Core_Porosity	PVT	FCI RES	Res FCI_RM	Res FCI_RS	Res FCI_RXO
UPSE-BC	U-048		X	X	X			X	X	X	
UPSE-A	UPSE-A-002	X	X	X	X		U inferior	X	X	X	
UPSE-A	UPSE-A-004	x	X	X	X		T	X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-006		X	X	X	X		X	X	X	
UPSE-A	UPSE-A-008	X	X	X	X			X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-010	X	X	X	X			X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-014	X	X	X	X			X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-016	X	X	X	X			X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-020	X	X	X	X			X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-032	X	X	X	X			X	X	X	
UPSE-A	UPSE-A-034	X	X	X	X			X	X	X	
UPSE-A	UPSE-A-036	X	X	X	X			X	X	X	
UPSE-A	UPSE-A-038	X	X	X	X			X	X	X	
UPSE-A	UPSE-A-040	X	X	X	X			X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-048	X	X	X	X			X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-050	X	X	X	X			X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-052	X	X	X	X			X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-054	X	X	X	X			X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-056	X	X	X	X		U media	X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-058		X	X	X			X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-060		X		X	X	U inferior	X	X	X	X
UPSE-A	UPSE-A-012S1		X	X	X			X	X	X	

UPSE-BC	UPSE-B-022		X	X	X		U inferior - T - Hollín	X	X	X	X
UPSE-BC	UPSE-B-024	X	X	X	X	X		X	X	X	X
UPSE-BC	UPSE-B-026		X	X	X			X	X	X	X
UPSE-BC	UPSE-B-028	X	X	X	X			X		X	
UPSE-BC	UPSE-B-030		X	X	X					X	
UPSE-BC	UPSE-B-042	X	X	X	X			X	X	X	
UPSE-BC	UPSE-B-044	X	X	X	X			X	X	X	
UPSE-BC	UPSE-B-046	X	X	X	X			X	X	X	
UPSE-BC	UPSE-C-018S1		X	X	X			X	X	X	
SE	SE-A-002	X	X	X	X			X	X	X	
SE	SE-A-004	X	X	X	X			X	X	X	X

Elaborada por: Segarra. (2019).

Disponibilidad de datos sísmicos 3D del campo.

3.2. Determinación de Parámetros (datos de entrada) para aplicación del Método Montecarlo

3.2.1. GRV

Considerando que el campo es dividido en 3 regiones, el valor del GRV es definido para cada yacimiento para las diferentes regiones, **Tabla 9**.

Tabla 9: GRV de los respectivos yacimientos, para las diferentes regiones

Yacimiento	GRV (Acre - ft)			TOTAL
	Región			
	UPSE-A	UPSE-BC	SE	
U media	168846,43	100045,48	10491,28	279383,18
U inferior	106040,51	53865,78	4812,04	164718,32
T superior	258246,86	-	-	258246,86
T inferior	75274,69	34798,52	202,77	110275,98
H superior	49929,38	44842,93	13190,68	107962,99

Elaborada por: Segarra. (2019).

Los valores de GRV presentados en la anterior tabla tienen dependencia del WOC, parámetro que es mostrado en la **Tabla 10**.

Tabla 10: WOC de los respectivos yacimientos, para las diferentes regiones

Yacimiento	WOC (ft-ss)		
	Región		
	UPSE-A	UPSE-BC	SE
U media	8718	8683	8683
U inferior	8750	8715	8723
T superior	8940	8760	8760
T inferior	9004	8950	8950
H superior	9153	9126	9170

Elaborada por: Segarra. (2019).

Los contactos WOC de T superior para las regiones UPSE-BC y SE, determina el valor de 0 tanto GRV como para POES.

3.2.2. NTG

El valor NTG de las arenas son determinadas con respecto al análisis de las litofacies en la cual se considera los siguientes límites (Cut offs):

- ✓ Porosidad: 8%
- ✓ Permeabilidad: 20 mD
- ✓ Volumen (Índice) de Arcilla 40%

Tabla 11: NTG de los respectivos yacimientos, para las diferentes regiones

Yacimiento	NTG (Fracción)		
	Región		
	UPSE-A	UPSE-BC	SE
U media	0,1352	0,1188	0,1466
U inferior	0,8948	0,7891	0,9586
T superior	0,0616	0,1145	0,1102
T inferior	0,7645	0,6576	0,8002
H superior	0,6027	0,6651	0,6610

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.2.3. Porosidad

La porosidad empleada es la Porosidad Efectiva misma que es definida a través de los valores de la Porosidad Total y el Índice de Arcilla.

La Porosidad Total es determinada a través del registro de densidad, considerando que esta requiere menor corrección que la derivada del Registro Neutrón; mientras que el Índice de Arcilla es estimado a través del Registro de GR y SP.

Esta Porosidad Total calculada es ajustada con los valores obtenidos a través de los análisis de núcleos, motivado por el efecto en los registros causado por la presencia de materiales de alta densidad.

Tabla 12: Porosidad Efectiva de los respectivos yacimientos, para las diferentes regiones

Yacimiento	Porosidad (Fracción)		
	Región		
	UPSE-A	UPSE-BC	SE
U media	0,1334	0,1052	0,0996
U inferior	0,1815	0,161	0,1847
T superior	0,1131	0,0942	0,1319
T inferior	0,1687	0,1395	0,1638
H superior	0,1516	0,1659	0,1593

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.2.4. Saturación de Petróleo

De acuerdo a la **Ec. 1** para el cálculo de POES se requiere el valor de la Saturación de Petróleo que está en dependencia de la Saturación de Agua, la cual es determinada a través de la Ecuación de Indonesia considerando: Tortuosidad (relacionado a la litología), valores de resistividad (formación, agua de formación, arcilla) estimados a través de los Registros de Resistividad y el Índice de Arcilla mediante el Registro GR y SP, recalando que en caso que el contenido de arcilla sea despreciable se considera la aplicación de la Ecuación de Archie.

Tabla 13: Saturación de petróleo de los respectivos yacimientos, para las diferentes regiones

Yacimiento	So= 1-Sw (Fracción)		
	Región		
	UPSE-A	UPSE-BC	SE
U media	0,8100	0,8660	0,8560
U inferior	0,6740	0,7610	0,5400
T superior	0,7400	0,6600	0,7820
T inferior	0,7210	0,6170	0,5500
H superior	0,3600	0,4100	0,2600

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.2.5. Factor Volumétrico del Petróleo

El Factor Volumétrico del Petróleo “ B_o ”, es determinado a través de las Pruebas PVT, en la cual la Prueba de Separación Diferencial es desarrollada para simular el proceso de Separación en el fondo del pozo, mientras que la Prueba del Separador es aplicada para simular el Proceso Flash. La fórmula para la corrección del Factor Volumétrico del experimento de Separación Diferencial y los resultados experimentales del gas disuelto en las condiciones del separador es la siguiente.

$$B_o = B_{oE} \times B_{oSb} (@ P > P_b) \quad \text{Ec. 91,1}$$

$$B_o = B_{oD} \times \frac{B_{oSb}}{B_{oDb}} (@ P < P_b) \quad \text{Ec. 91,2}$$

Dónde:

B_o : Factor Volumétrico del Petróleo para cálculo de POES.

B_{oD} : Factor Volumétrico de la Prueba de Separación Diferencial.

B_{oSb} : Factor Volumétrico de la Prueba de Separador.

B_{oDb} : Factor Volumétrico de la Prueba de Separación Diferencial (por encima de la Presión de Burbuja).

B_{oE} : Factor Volumétrico de Prueba CCE (por encima de la Presión de Burbuja).

Tabla 14: Factor Volumétrico del Petróleo de los respectivos yacimientos

Yacimiento	Bo (RB/STB)
U media	1,088
U inferior	1,088
T superior	1,195
T inferior	1,195
H superior	1,101

Elaborada por: Segarra. (2019).

Como se puede evidenciar la **Tabla 14** no es detallada para las diferentes regiones tal como en las tablas de información de los demás parámetros, esto es debido a que la información de las Pruebas PVT determina valores iguales para el respectivo yacimiento en las demás regiones, además que la igualdad también se observa por unidades (U, T y Hollín).

3.3. Estimación de POES, Método Montecarlo

Considerando los valores mostrados de los parámetros en las **Tablas 9 – 14** (exceptuando **Tabla 10**), se tiene el valor de la media de cada uno de ellos (datos de entrada) para el cálculo del POES, mismos que son considerados variables aleatorias y se rigen de acuerdo a la Distribución Normal y en casos donde el valor del parámetro se considera constante se selecciona la Distribución Uniforme con igual valor mínimo y máximo (a pesar que la distribución requiera que dichos valores sean distintos, según teoría), sin embargo debido a los criterios del Macro de MSE para Evaluación de Prospectos, elaborada mediante códigos VBA (Visual Basic for Applications) por Firagiel (Desarrolladora independiente de Software) y editada por (Luis F. Segarra T., 2019), se puede realizar dicha acción.

Parámetros constantes: Los valores del GRV se mantienen constantes para cada yacimiento debido a que para considerar variaciones en dicho parámetro se requiere la alteración del WOC y/o cierres efectivos del campo (región), mismos que son definidos a través de la disponibilidad de información confiable. Los valores obtenidos del Factor Volumétrico del Petróleo a través de las pruebas PVT no detectan variaciones que permitan considerar a este parámetro dentro de una variable aleatoria.

3.3.1. U media

Tabla 15: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U media – Región UPSE-A.

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	168846	168846	168846	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,0852	0,1352	0,1852	0,0167	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0634	0,1334	0,2034	0,0233	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,6600	0,8100	0,9600	0,0500	Normal
B_o (RB/STB)	1,0880	1,0880	1,0880	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 16: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U media – Región UPSE-BC

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	100045	100045	100045	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,0688	0,1188	0,1788	0,0167	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0652	0,1052	0,1452	0,0133	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,7510	0,8660	0,9810	0,0383	Normal
B_o (RB/STB)	1,0880	1,0880	1,0880	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 17: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U media – Región SE

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	10491	10491	10491	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,0966	0,1466	0,1966	0,0167	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0646	0,0996	0,1346	0,0117	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,7260	0,8560	0,9860	0,0433	Normal
B_o (RB/STB)	1,0880	1,0880	1,0880	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 18: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U media – Región UPSE-A

Comentario	POES	Unidad
P10	22,89	MMSTB
P50	17,44	MMSTB
P90	12,73	MMSTB
P Swanson	17,66	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 19: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U media – Región UPSE-BC

Comentario	POES	Unidad
P10	9,75	MMSTB
P50	7,67	MMSTB
P90	5,85	MMSTB
P Swanson	7,75	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 20: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U media – Región SE

Comentario	POES	Unidad
P10	1,15	MMSTB
P50	0,93	MMSTB
P90	0,74	MMSTB
P Swanson	0,94	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

Los histogramas y las tablas de resultados en cada evaluación del POES para su respectivo yacimiento y región, se generan debido a las 10000 realizaciones desarrolladas en el Macro de MSE, donde el P10 (Percentil 10) en el ámbito de evaluación de yacimientos es reflejo de un escenario pesimista por lo que se denomina P90 (Probabilidad 90) y viceversa, además se calcula su promedio a través de la Ecuación de Swanson.

$$P \text{ Swanson} = (0,3 * P90) + (0,4 * P50) + (0,3 * P10) \quad \text{Ec. 92}$$

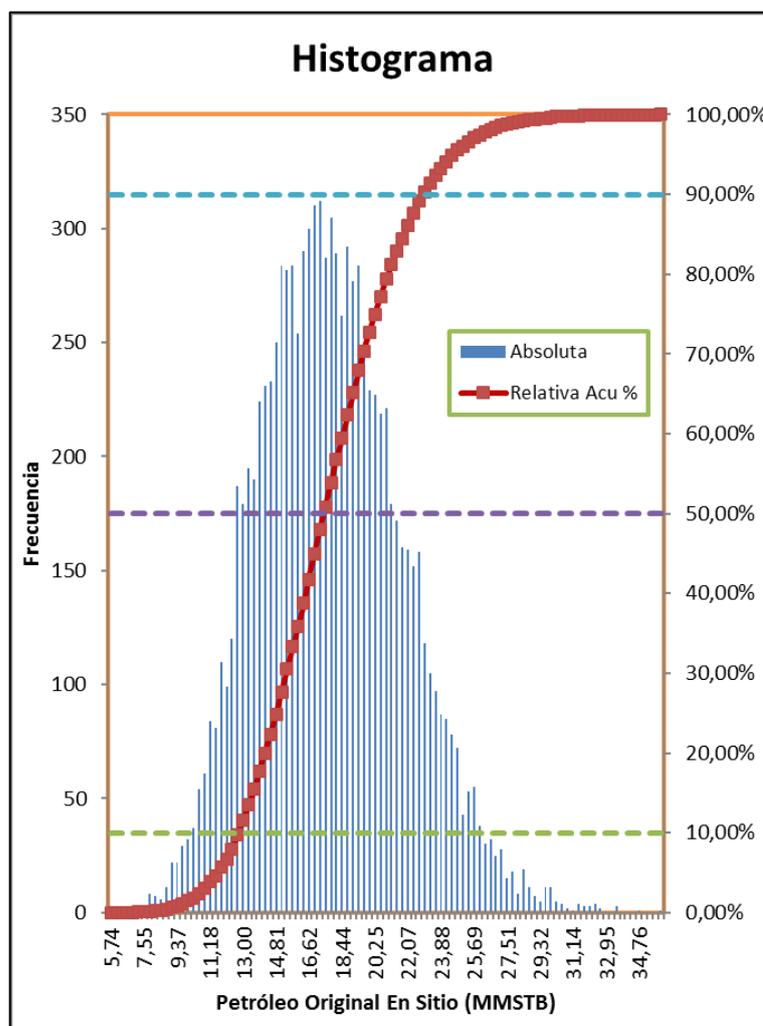


Ilustración 42: Histograma POES, U media – Región UPSE-A

Elaborada por: Segarra. (2019).

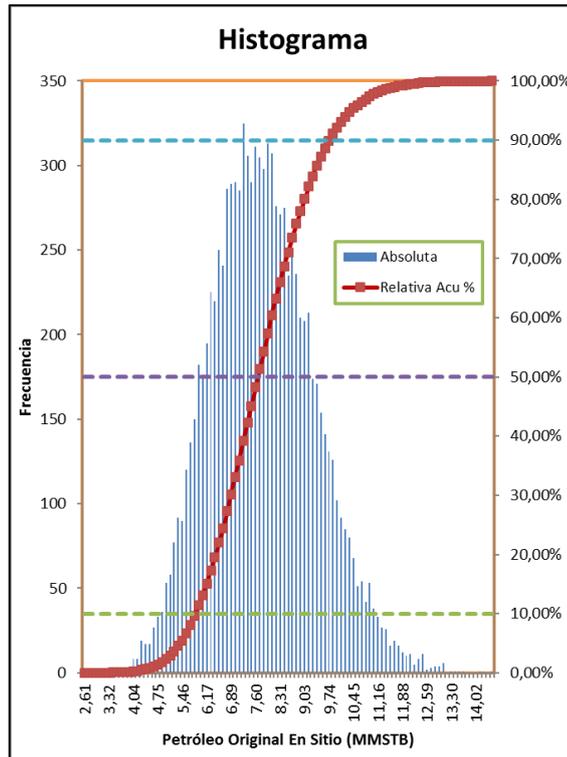


Ilustración 43: Histograma POES, U media – Región UPSE-BC

Elaborada por: Segarra. (2019).

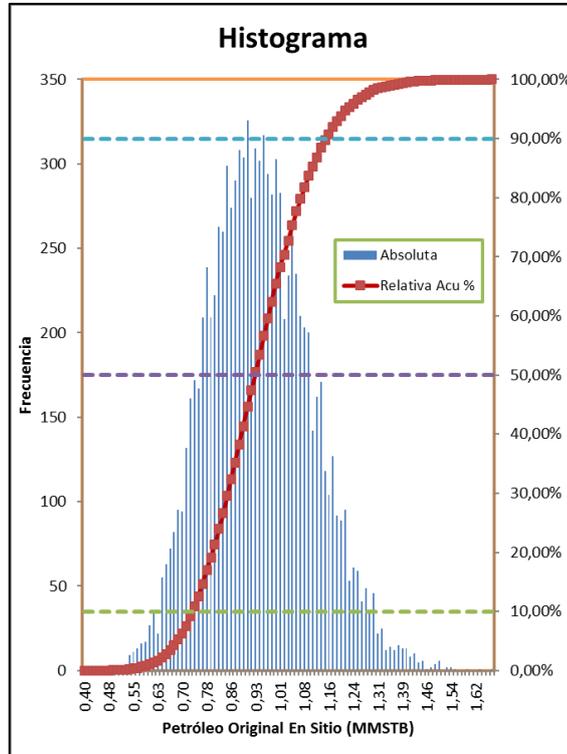


Ilustración 44: Histograma POES, U media – Región SE

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.3.2. U inferior

Tabla 21: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U inferior – Región UPSE-A

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	106041	106041	106041	106041	Uniforme
NTG (Fracción)	0,8448	0,8904	0,9448	0,0167	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0615	0,1815	0,3015	0,0400	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,5240	0,6740	0,8240	0,0500	Normal
B_o (RB/STB)	1,0880	1,0880	1,0880	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 22: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U inferior – Región UPSE-BC

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	53866	53866	53866	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,7391	0,7891	0,8391	0,0167	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0710	0,1610	0,2510	0,0300	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,6110	0,7610	0,9110	0,0500	Normal
B_o (RB/STB)	1,0880	1,0880	1,0880	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 23: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, U inferior – Región SE

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	4812	4812	4812	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,9286	0,9586	0,9886	0,0100	Normal
Porosidad (Fracción)	0,1147	0,1847	0,2547	0,0233	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,3900	0,5400	0,6900	0,0500	Normal
B_o (RB/STB)	1,0880	1,0880	1,0880	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 24: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U inferior – Región UPSE-A

Comentario	POES	Unidad
P10	107,68	MMSTB
P50	82,55	MMSTB
P90	58,15	MMSTB
P Swanson	82,77	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 25: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U inferior – Región UPSE-BC

Comentario	POES	Unidad
P10	46,85	MMSTB
P50	37,24	MMSTB
P90	27,87	MMSTB
P Swanson	37,31	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 26: Resultados de evaluación en cálculo de POES, U inferior – Región SE

Comentario	POES	Unidad
P10	3,96	MMSTB
P50	3,28	MMSTB
P90	2,64	MMSTB
P Swanson	3,29	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

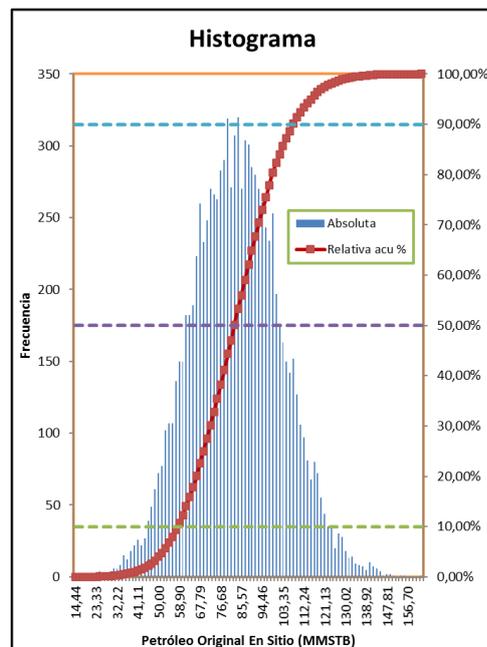


Ilustración 45: Histograma POES, U inferior – Región UPSE-A

Elaborada por: Segarra. (2019).

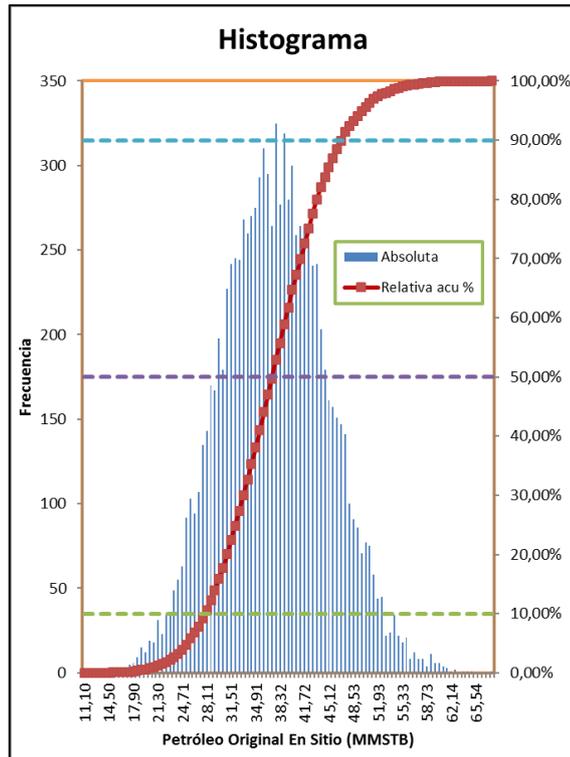


Ilustración 46: Histograma POES, U inferior – Región UPSE-BC

Elaborada por: Segarra. (2019).

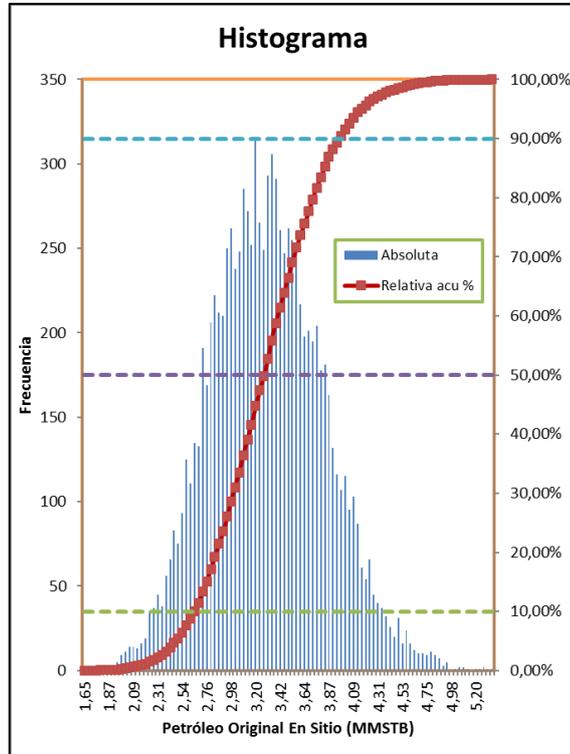


Ilustración 47: Histograma POES, U inferior – Región SE

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.3.3. T superior

Tabla 27: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, T superior – Región UPSE-A

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	258247	258247	258247	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,0216	0,0616	0,1016	0,0133	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0631	0,1131	0,1631	0,0167	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,5900	0,7400	0,8900	0,0500	Normal
B_o (RB/STB)	1,1950	1,1950	1,1950	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 28: Resultados de evaluación en cálculo de POES, T superior – Región UPSE-A

Comentario	POES	Unidad
P10	11,83	MMSTB
P50	8,53	MMSTB
P90	5,75	MMSTB
P Swanson	8,68	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

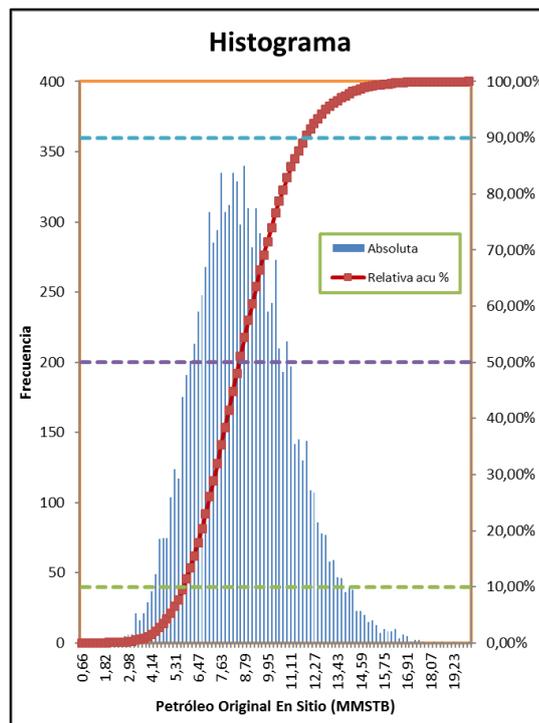


Ilustración 48: Histograma POES, T superior – Región UPSE-A

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.3.4. T inferior

Tabla 29: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, T inferior – Región UPSE-A

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	75275	75275	75275	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,7145	0,7645	0,8145	0,0167	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0687	0,1687	0,2687	0,0333	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,5710	0,7210	0,8710	0,0500	Normal
B_o (RB/STB)	1,1950	1,1950	1,1950	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 30: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, T inferior – Región UPSE-BC

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	34799	34799	34799	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,6076	0,6576	0,7076	0,0167	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0645	0,1395	0,2145	0,0250	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,4670	0,6170	0,7670	0,0500	Normal
B_o (RB/STB)	1,1950	1,1950	1,1950	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 31: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, T inferior – Región SE

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	203	203	203	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,7502	0,8002	0,8502	0,0167	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0938	0,1638	0,2338	0,0233	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,4000	0,5500	0,7000	0,0500	Normal
B_o (RB/STB)	1,1950	1,1950	1,1950	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 32: Resultados de evaluación en cálculo de POES, T inferior – Región UPSE-A

Comentario	POES	Unidad
P10	58,03	MMSTB
P50	45,54	MMSTB
P90	33,41	MMSTB
P Swanson	45,65	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 33: Resultados de evaluación en cálculo de POES, T inferior – Región UPSE-BC

Comentario	POES	Unidad
P10	16,12	MMSTB
P50	12,77	MMSTB
P90	9,62	MMSTB
P Swanson	12,83	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 34: Resultados de evaluación en cálculo de POES, T inferior – Región SE

Comentario	POES	Unidad
P10	0,12	MMSTB
P50	0,09	MMSTB
P90	0,07	MMSTB
P Swanson	0,10	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

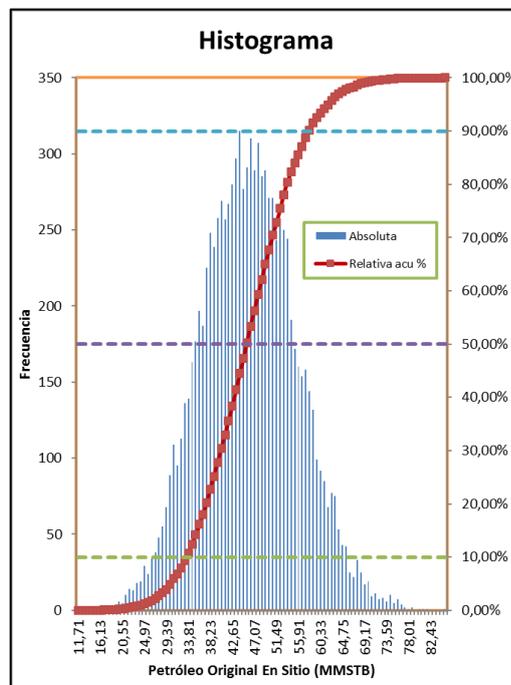


Ilustración 49: Histograma POES, T inferior – Región UPSE-A

Elaborada por: Segarra. (2019).

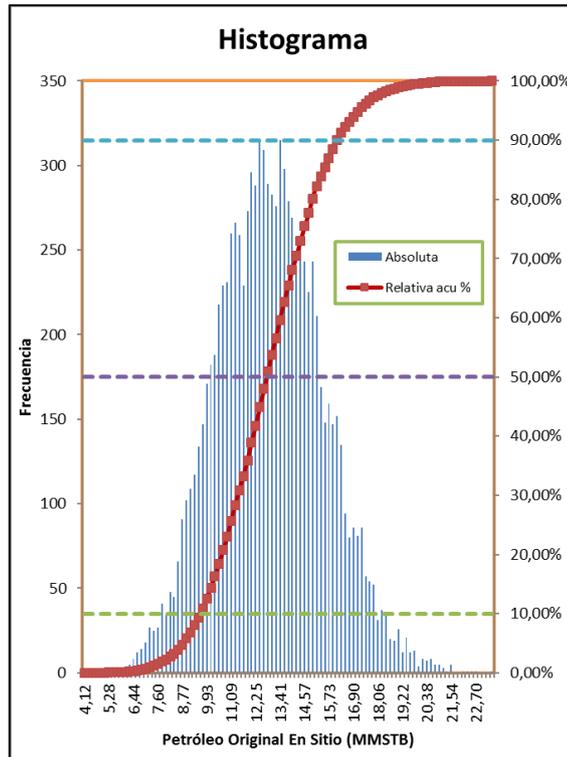


Ilustración 50: Histograma POES, T inferior – Región UPSE-BC

Elaborada por: Segarra. (2019).

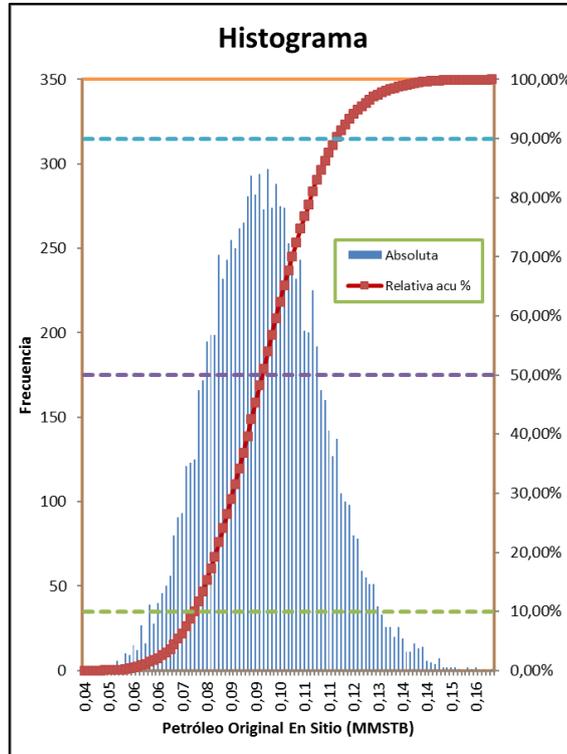


Ilustración 51: Histograma POES, T inferior – Región SE

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.3.5. Hollín superior

Tabla 35: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, Hollín superior – Región UPSE-A

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	49929	49929	49929	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,5527	0,6027	0,6527	0,0167	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0616	0,1516	0,2416	0,0300	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,2100	0,3600	0,5100	0,0500	Normal
B_o (RB/STB)	1,1010	1,1010	1,1010	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 36: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, Hollín superior – Región UPSE-BC

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	44843	44843	44843	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,6151	0,6651	0,7151	0,0167	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0859	0,1659	0,2459	0,0267	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,2600	0,4100	0,5600	0,0500	Normal
B_o (RB/STB)	1,1010	1,1010	1,1010	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 37: Datos de entrada de los diferentes parámetros para cálculo de POES, Hollín superior – Región SE

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
GRV (Acre-ft)	13191	13191	13191	0	Uniforme
NTG (Fracción)	0,6110	0,6610	0,7110	0,0167	Normal
Porosidad (Fracción)	0,0993	0,1593	0,2193	0,0200	Normal
S_o=1-S_w (Fracción)	0,1100	0,2600	0,4100	0,0500	Normal
B_o (RB/STB)	1,1010	1,1010	1,1010	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 38: Resultados de evaluación en cálculo de POES, Hollín superior – Región UPSE-A

Comentario	POES	Unidad
P10	15,34	MMSTB
P50	11,48	MMSTB
P90	8,12	MMSTB
P Swanson	11,63	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 39: Resultados de evaluación en cálculo de POES, Hollín superior – Región UPSE-BC

Comentario	POES	Unidad
P10	18,16	MMSTB
P50	14,21	MMSTB
P90	10,73	MMSTB
P Swanson	14,35	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 40: Resultados de evaluación en cálculo de POES, Hollín superior – Región SE

Comentario	POES	Unidad
P10	3,32	MMSTB
P50	2,52	MMSTB
P90	1,82	MMSTB
P Swanson	2,55	MMSTB

Elaborada por: Segarra. (2019).

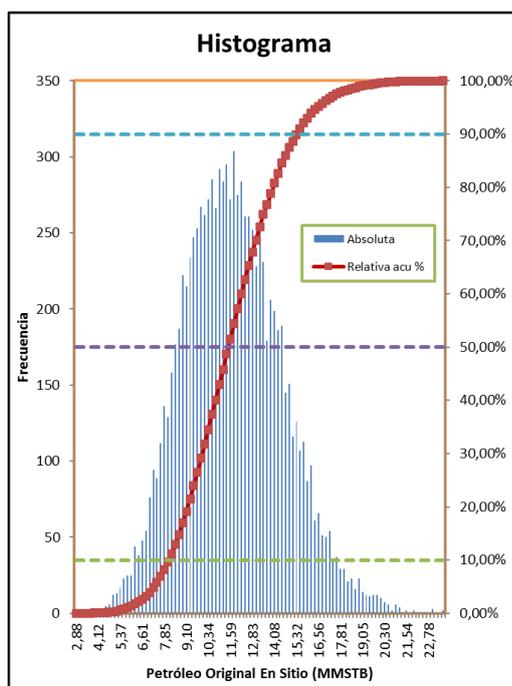


Ilustración 52: Histograma POES, Hollín superior – Región UPSE-A

Elaborada por: Segarra. (2019).

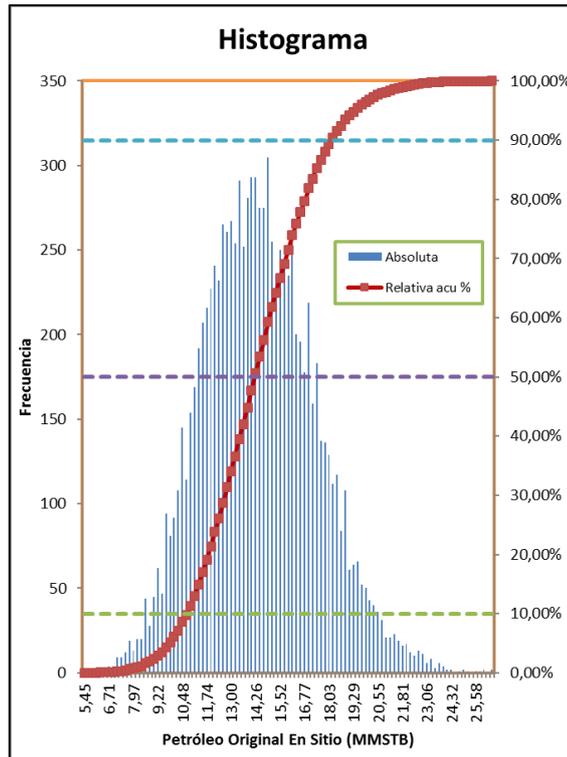


Ilustración 53: Histograma POES, Hollín superior – Región UPSE-BC

Elaborada por: Segarra. (2019).

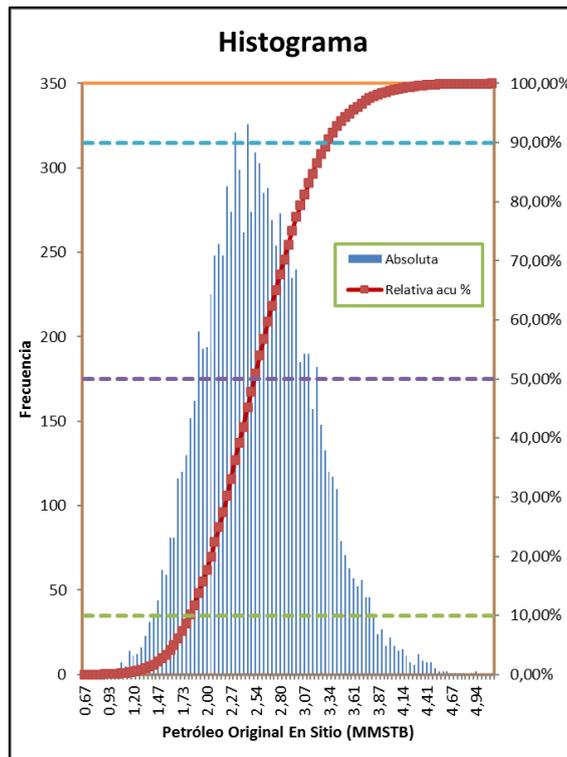


Ilustración 54: Histograma POES, Hollín superior – Región SE

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.4. Estimación de POES, Método Geoestadístico

Este método es desarrollado en el software DecisionSpace que brinda un módulo Geoestadístico para definir las Curvas de Proporción Vertical, ajuste de variogramas, análisis de anisotropía y ejecutar las realizaciones deseadas.

3.4.1. Curva de Proporción Vertical o “Vertical Proportional Curve (VPC)”

En este método se debe configurar la VPC, la cual indica la proporción de las Litofacies en el reservorio.

En los yacimientos del campo hay presencia de rocas no reservorio (Mudstone, Lutita, Caliza, y roca ígnea) la cuales son denominadas como: Shale; mientras que la Arenisca (roca reservorio) se subdivide en: R2, R3, y R4.

A continuación, se indican los parámetros de definición de cada una de las litofacies para su respectivo yacimiento.

Tabla 41: Definición de Litofacies, Yacimiento U

Litofacies	Parámetros	
Shale	<i>Porosidad < 8%</i>	<i>Permeabilidad < 20%</i>
R2	$8\% \leq \text{Porosidad} < 15,5\%$	$20\text{mD}\% \leq \text{Permeabilidad} < 250\text{mD}$
R3	$15,5\% \leq \text{Porosidad} < 18,8\%$	$250\text{mD}\% \leq \text{Permeabilidad} < 1200\text{mD}$
R4	<i>Porosidad $\geq 18,8\%$</i>	<i>Permeabilidad $\geq 1200\text{mD}$</i>

Tabla 42: Definición de Litofacies, Yacimiento T

Litofacies	Parámetros	
Shale	<i>Porosidad < 8%</i>	<i>Permeabilidad < 20mD</i>
R2	$8\% \leq \text{Porosidad} < 15,5\%$	$20\text{mD}\% \leq \text{Permeabilidad} < 200\text{mD}$
R3	$15,5\% \leq \text{Porosidad} < 18\%$	$200\text{mD}\% \leq \text{Permeabilidad} < 1000\text{mD}$
R4	<i>Porosidad $\geq 18\%$</i>	<i>Permeabilidad $\geq 1000\text{mD}$</i>

Tabla 43: Definición de Litofacies, Yacimiento Hollín

Litofacies	Parámetros	
Shale	<i>Porosidad < 8%</i>	<i>Permeabilidad < 20mD</i>
R2	$8\% \leq \text{Porosidad} < 15,3$	$20\text{mD}\% \leq \text{Permeabilidad} < 240\text{mD}$
R3	$15,3\% \leq \text{Porosidad} < 16,9$	$240\text{mD}\% \leq \text{Permeabilidad} < 950\text{mD}$
R4	<i>Porosidad $\geq 16,9$</i>	<i>Permeabilidad $\geq 950\text{mD}$</i>

Cabe recalcar que la permeabilidad no es un parámetro para el cálculo del POES, sin embargo, este parámetro se utiliza para definir las litofacies. En base a los valores definidos en las **Tabla 41 – 43**, se obtienen las siguientes proporciones de Litofacies, mismas que son representados en la VPC, **Ilustración 55**.

Tabla 44: Proporción de Litofacies para los diferentes Yacimientos

Litofacies	Proporción (%)				
	U media	U inferior	T superior	T inferior	Hollín superior
1: Shale 	87,58	12,88	91,89	26,28	35,73
2: R2 	6,39	8,07	4,04	14,82	10,8
3: R3 	5,4	27,38	3,1	26,74	20,53
4: R4 	0,63	51,67	0,97	32,17	32,94

Elaborada por: Segarra. (2019).

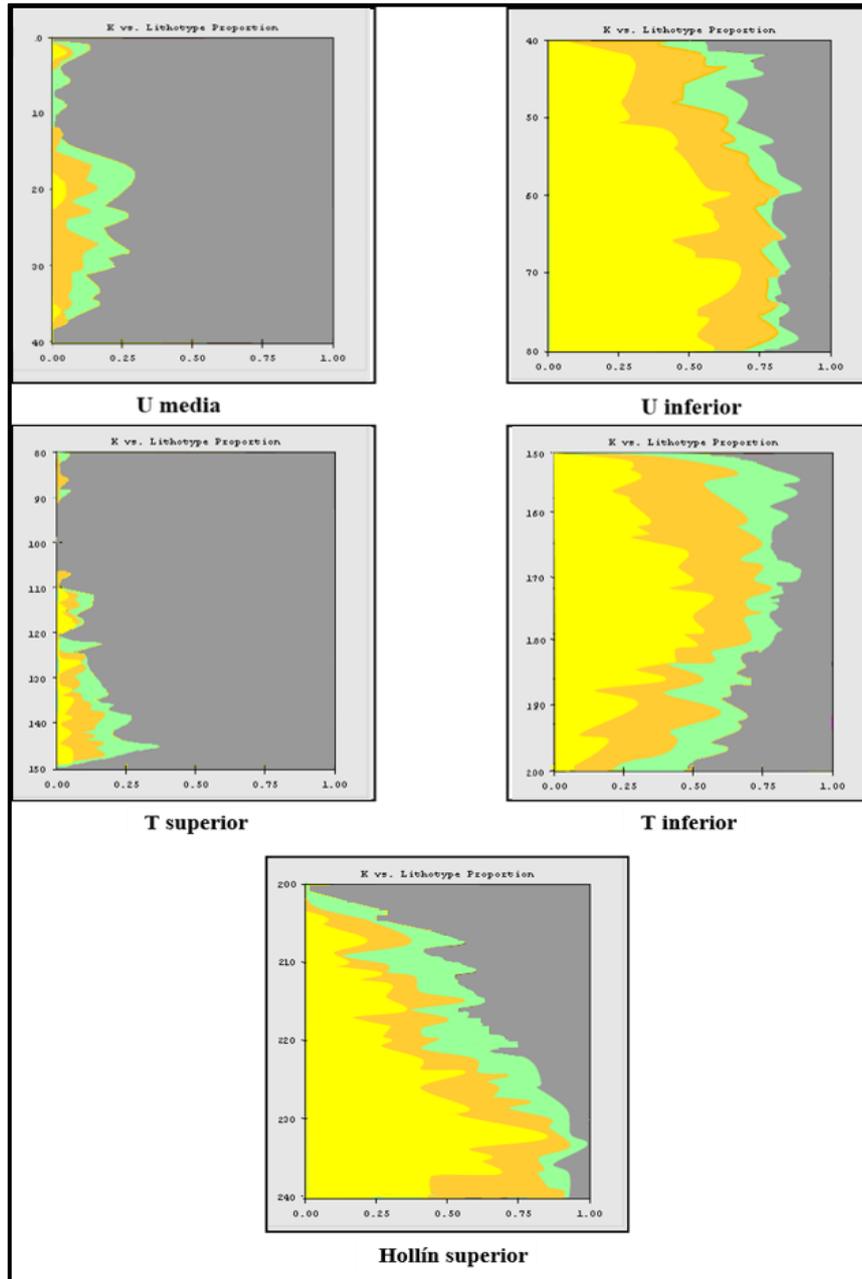


Ilustración 55: Curvas de Proporción Vertical para los diferentes Yacimientos

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.4.2. Ajuste de Variograma

Este procedimiento se realiza utilizando los modelos teóricos del variograma, considerando información de los 33 pozos del campo, con el objeto de determinar el valor del Alcance o Rango, Meseta y “Nugget Effect” que permiten definir el Elipse de Anisotropía.

Los ajustes del variograma se realizan en base al análisis de 3 direcciones: Vertical, Principal (mayor) y Secundaria (menor), para cada una de las litofacies de los diferentes yacimientos.

En el ajuste del variograma en la dirección vertical se define el Lag en base al tamaño de la celda y el número de Lags mediante el número de celdas requeridas para cubrir el espesor del respectivo yacimiento, mientras que para la dirección Principal se define el Lag en base a la separación que hay entre los pozos, en la cual su tolerancia es el 50%). El Azimut considerado para el análisis será desde 0° a 175° NE alternando 5° grados para su respectiva observación, tolerancia de ángulo entre 30° a 45°.

Una vez determinado el Azimut en el cual se encuentra la mayor correlación de datos, automáticamente se determina el Azimut de la Dirección Secundaria, pues esta es ortogonal a la Dirección Principal.

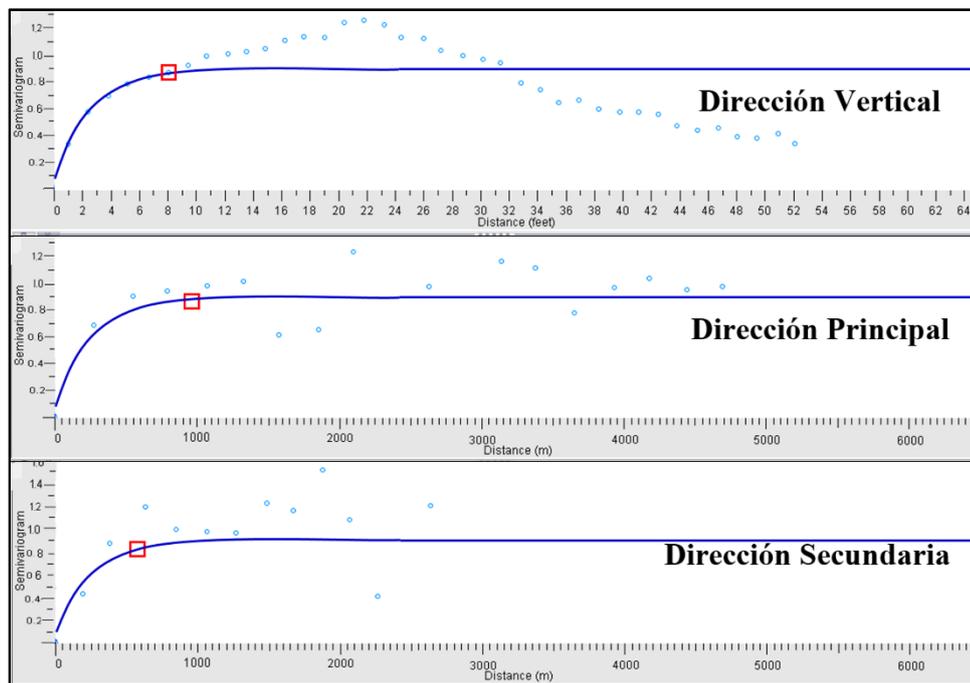


Ilustración 56: Ajuste de Variograma, U media - 1:Shale

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.4.3. Elipse de Anisotropía

Las siguientes Elipses de Anisotropía son elaboradas con los parámetros determinados a través del ajuste del variograma.

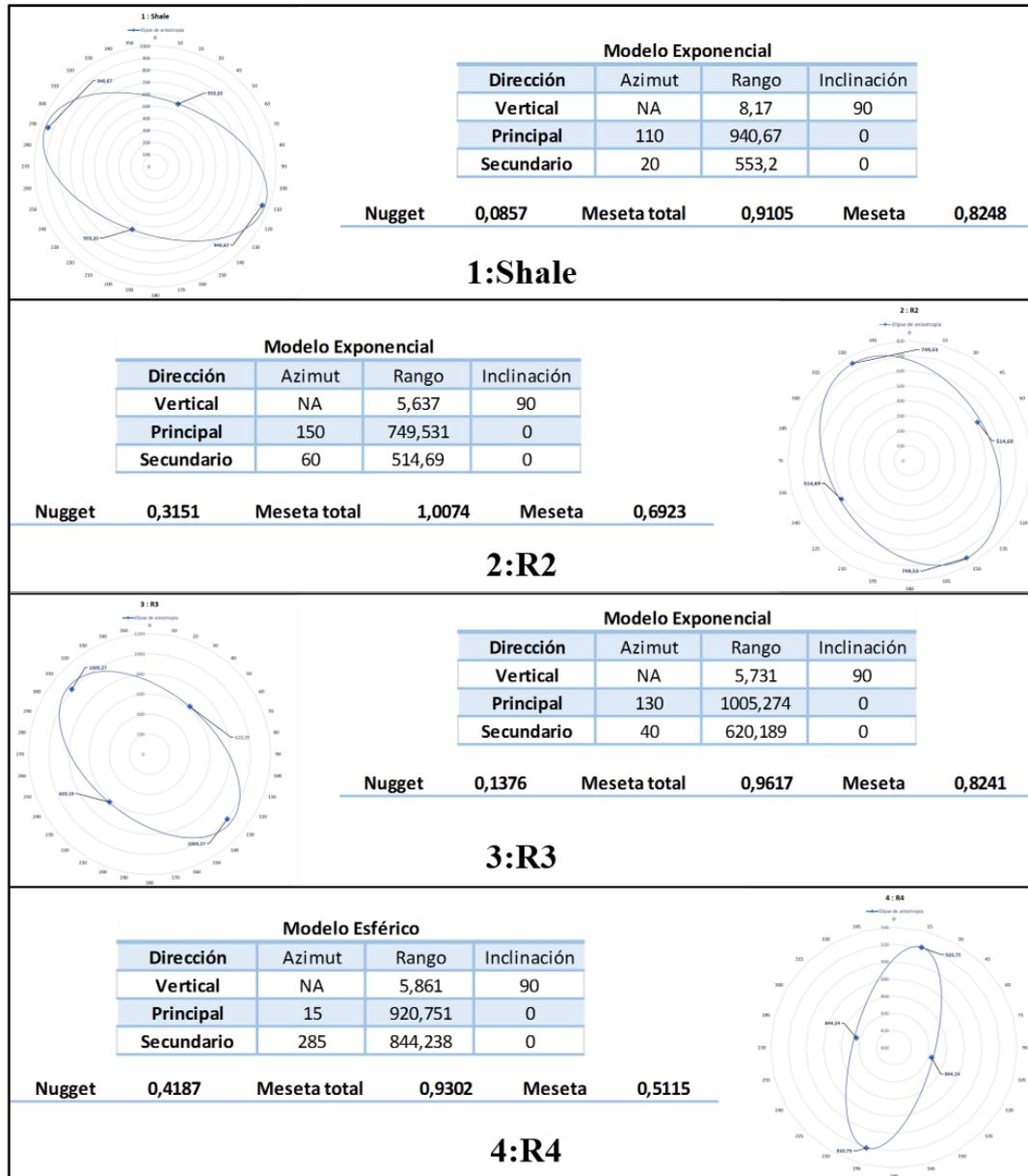


Ilustración 57: Elipse de Anisotropía, U media

Elaborada por: Segarra. (2019).

Cabe recalcar que en la Sección de 3.4.2. sólo se presenta un ejemplo de ajuste para una de las Litofacies y en la Sección 3.4.3. únicamente se muestran las Elipses de Anisotropía de un Yacimiento, sin embargo, tanto los ajustes del variograma como la elipse de anisotropía se realizan para cada una de las Litofacies de los yacimientos.

3.4.4. Simulación, elaboración de Modelos de Parámetros

Con los valores determinados en el ajuste del variograma se procede a modelar los parámetros denominados: Facies (FCI_RT_SL), Porosidad (FCI_PHI).

Se desarrolla primero los modelos de Facies pues estos serán condicionantes para los modelos de Porosidad y NTG.

3.4.4.1. Facies

Las Facies son modeladas, considerando que es una variable discreta, a través del método SIS junto con el Kriging Ordinario, 30 realizaciones.

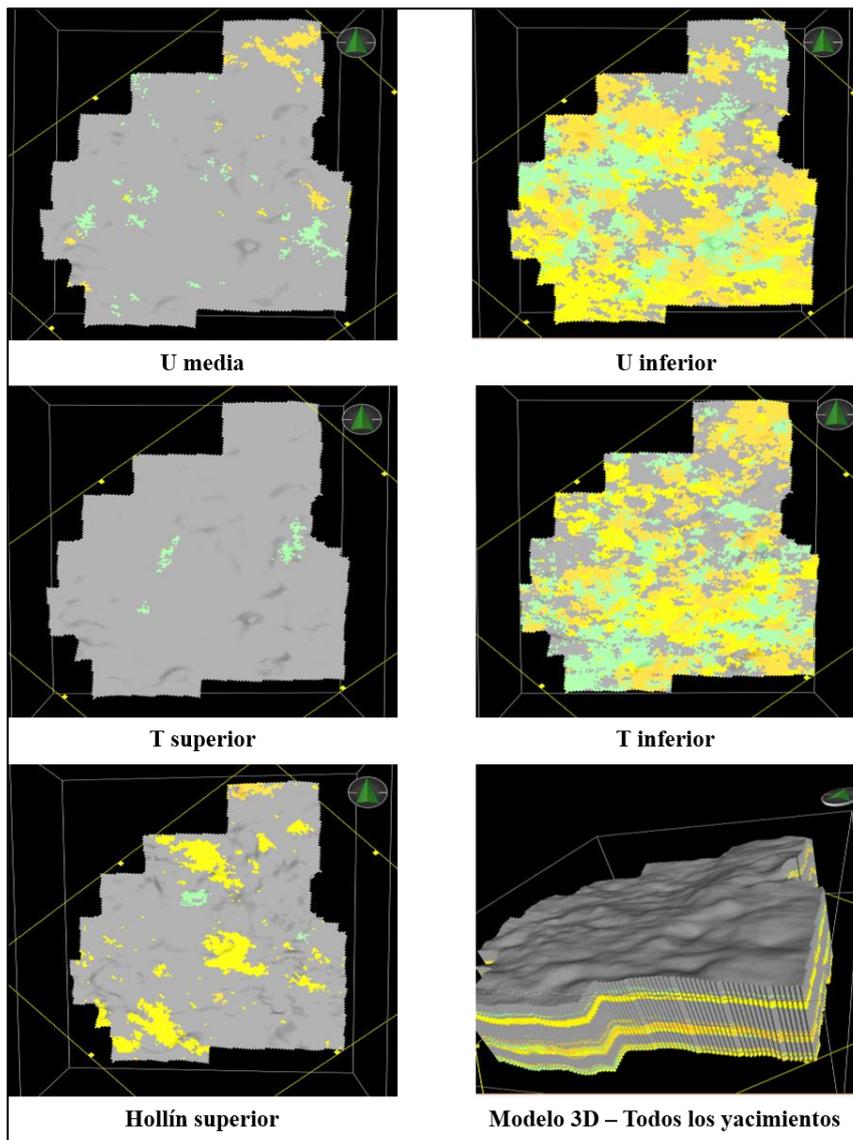


Ilustración 58: Modelo Geoestadístico, Facies, realización 15

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.4.4.2. Porosidad

Con los modelos de Facies ya desarrollados se modela la porosidad considerando igual número de realizaciones y condicionando el modelo de Porosidad “n” con respecto al modelo de Facies “n”.

Teniendo en cuenta que la Porosidad es una variable continua, se modela con el método SGS, junto con el Kriging Ordinario.

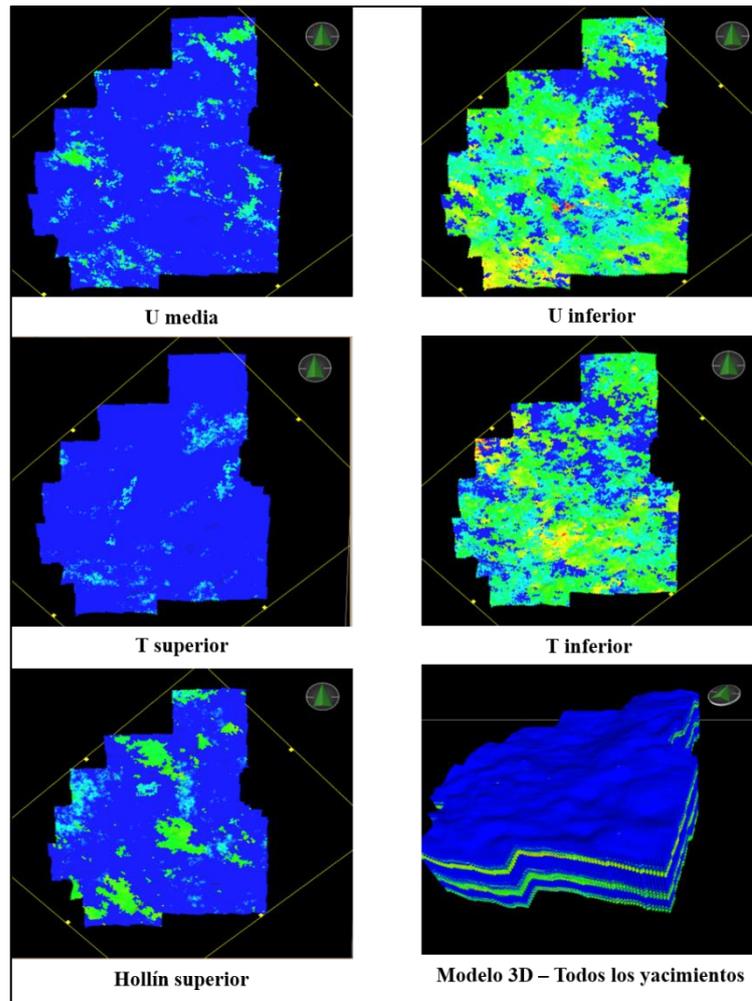


Ilustración 59: Modelo Geoestadístico, Porosidad, realización 15

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.4.4.3. NTG

Este parámetro se modela considerando la ecuación $FCI_NTG_R^n = If(Facies \setminus FCI_RT_SL["n"] = 1, 0, 1)$, en la cual en las celdas donde se observa presencia de la Litofacies Shale se asigna un valor de 0 y en las celdas con presencia de Arenisca se designa el valor de 1, obteniendo así un modelo NTG con valores de 0 y 1.

El valor de la media es el valor NTG para el respectivo yacimiento.

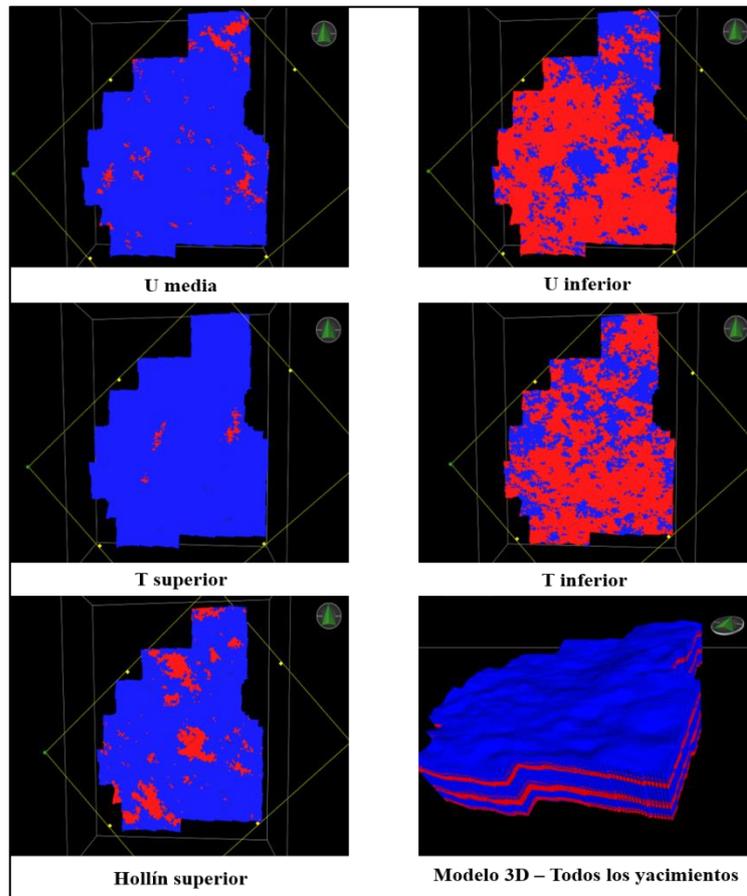


Ilustración 60: Modelo Geoestadístico, NTG, realización 15

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.4.4.4. Saturación de Agua y Factor Volumétrico del Petróleo

Los modelos de estos parámetros son realizados mediante la asignación directa y constante de los valores para cada una de las regiones y/o yacimientos.

Tabla 45: Saturación de Agua y Factor Volumétrico del Petróleo de las respectivas regiones y yacimientos

Yacimiento	UPSE-A		UPSE-BC		SE	
	S_w (Fracción)	B_o (RB/STB)	S_w (Fracción)	B_o (RB/STB)	S_w (Fracción)	B_o (RB/STB)
U media	0,190	1,088	0,134	1,088	0,144	1,088
U inferior	0,326	1,088	0,239	1,088	0,460	1,088
T superior	0,260	1,195	0,340	1,195	0,218	1,195
T inferior	0,279	1,195	0,383	1,195	0,450	1,195
H superior	0,640	1,101	0,590	1,101	0,740	1,101

Elaborada por: Segarra. (2019).

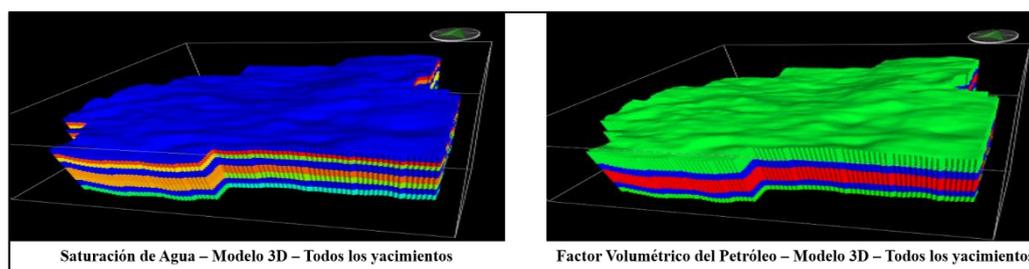


Ilustración 61: Modelo de Saturación de Agua y Factor Volumétrico del Petróleo

Elaborada por: Segarra. (2019).

*Los modelos tienen el siguiente número de celdas: (180 i; 151 j; 242 k) con las siguientes dimensiones promedio: (49,84 X; 49,94 Y; 0,77 Z) (m) o (163,52 X; 163,85 Y; 2,53 Z) (ft).

3.4.4.5. Determinación de valor de POES

Ya desarrollados los modelos de los parámetros (30 modelos tanto de Porosidad como NTG, además del modelo de Saturación de Agua y Volumen de Petróleo) se calcula el GRV y POES mediante la opción “Volume Calculation” de Petrel.

Los resultados obtenidos son 30 por cada región de cada yacimiento, por lo cual para determinar el valor de POES se generan histogramas con el objeto de observar el valor P50 de POES, mismo que son detallados en las tablas siguientes.

Tabla 46: Resultados de estimación de POES para las diferentes regiones de los yacimientos

Región	POES (MMSTB)				
	U media	U inferior	T superior	T inferior	Hollín superior
UPSE-A	15,85	80,38	8,01	49,23	8,18
UPSE-BC	7,84	30,49	-	14,24	12,49
SE	1,3	2,71	-	0,09	1,88

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.5. Cálculo de Error en Estimación de POES

La siguiente tabla detalla los valores determinados por la empresa Best Energy Services S.A., obtenidos a través de la Simulación Numérica de Yacimientos; mediante los cuales se calcula el error del valor del POES estimado por el Método Montecarlo y Geoestadístico (presente caso de estudio).

Tabla 47: Valores de POES determinados por la empresa Best Energy Services S.A

POES (MMSTB)			
Unidad U	Unidad T	Unidad Hollín	Total (Campo)
123,38	83,5	26,49	233,37

Elaborada por: Segarra. (2019).

Fuente: Best Energy Services S.A.

Considerando que los valores proporcionados en la tabla anterior se refieren a cada unidad y campo, se suma los resultados (P50) de cada región de los respectivos yacimientos para la obtención del POES por cada unidad y campo.

Tabla 48: Resumen de resultados obtenidos mediante la aplicación del Método Montecarlo

Método Montecarlo					
Región	POES (MMSTB)				
	U media	U inferior	T superior	T inferior	Hollín superior
UPSE-A	17,44	82,55	8,53	45,54	11,48
UPSE-BC	7,67	37,24	-	12,77	14,21
SE	0,93	3,28	-	0,09	2,52
Total (Yacimiento)	26,04	123,07	8,53	58,40	28,21
Total (Unidad)	149,11		66,93		28,21
Total (Campo)	244,25				

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 49: Resumen de resultados obtenidos mediante la aplicación del Método Geoestadístico

Método Geoestadístico					
Región	POES (MMSTB)				
	U media	U inferior	T superior	T inferior	Hollín superior
UPSE-A	15,85	80,38	8,01	49,23	8,18
UPSE-BC	7,84	30,49	-	14,24	12,50
SE	1,3	2,71	-	0,09	1,88
Total (Yacimiento)	24,99	113,58	8,00	63,56	22,56
Total (Unidad)	138,57		71,57		22,56
Total (Campo)	232,70				

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 50: Error de POES estimado a través del Método Montecarlo y Geoestadístico, con respecto a los valores determinados por Best Energy Services S.A.

Error (%) _ Método Montecarlo			
Unidad U	Unidad T	Unidad Hollín	Total (Campo)
20,85	19,84	6,49	4,66
Error (%) _ Método Geoestadístico			
Unidad U	Unidad T	Unidad Hollín	Total (Campo)
12,31	14,29	14,84	0,29

Elaborada por: Segarra. (2019).

Adicional al error presentado en la tabla anterior, se muestra el error entre los métodos aplicados.

Tabla 51: Error de POES estimado entre el método Montecarlo y Geoestadístico

Error (%) _ (Montecarlo Vs Geoestadística)			
Unidad U	Unidad T	Unidad Hollín	Total (Campo)
7,33	6,70	22,26	4,84

Elaborada por: Segarra. (2019).

Este error fue comparado con respecto a la media entre los resultados de ambos métodos.

3.6. Análisis de Influencia de Parámetros en cálculo de POES

Para la determinación del parámetro con mayor influencia en el cálculo de POES se considera el análisis de cada parámetro (considerado Variable Aleatoria) como constante en 3 escenarios (cada constante corresponde a su valor Mínimo, de la Media y Máximo), mientras que los demás varían según el Método de Distribución asignado en cálculos anteriores en la aplicación del Método Montecarlo. Dichos cálculos y parámetros corresponden al análisis sobre la Región UPSE-A y UPSE-BC del Campo UPSE.

3.6.1. NTG

La siguiente tabla muestra los valores constantes que tomará el NTG (parámetro respectivo a analizar) en el cálculo de POES para los diferentes yacimientos.

Tabla 52: Valores constantes de NTG de cada yacimiento, Región UPSE-A

Valor de cálculo	NTG (Fracción)
U media	
Mínimo	0,0852
Media	0,1352
Máximo	0,1852
U inferior	
Mínimo	0,8448
Media	0,8948
Máximo	0,9448
T superior	
Mínimo	0,0216
Media	0,0616
Máximo	0,1016
T inferior	
Mínimo	0,7145
Media	0,7645
Máximo	0,8145
H superior	
Mínimo	0,5527
Media	0,6027
Máximo	0,6527

Elaborada por: Segarra. (2019).

Los valores de la **Tabla 52** son considerados como constante para su análisis, caso contrario para los demás parámetros, sin embargo, el GRV y el Bo siguen siendo considerados constantes en los cálculos por motivos ya explicados, la siguiente tabla proporciona los valores de los demás parámetros necesarios de acuerdo a la Ecuación Volumétrica.

Tabla 53: Parámetros para cálculo de POES, exceptuando NTG

Parámetros	Mín.	Media	Máx.	Desv. Est.	Met. Distrib.
U media					
GRV (Acre-ft)	168846	168846	168846	0	Uniforme
Porosidad (Fracción)	0,0634	0,1334	0,2034	0,0233	Normal
S₀=1-S_w (Fracción)	0,6600	0,8100	0,9600	0,0500	Normal
B₀ (RB/STB)	1,0880	1,0880	1,0880	0	Uniforme
U inferior					
GRV (Acre-ft)	106041	106041	106041	0	Uniforme
Porosidad (Fracción)	0,0615	0,1815	0,3015	0,0400	Normal
S₀=1-S_w (Fracción)	0,5240	0,6740	0,8240	0,0500	Normal
B₀ (RB/STB)	1,0880	1,0880	1,0880	0	Uniforme
T superior					
GRV (Acre-ft)	258247	258247	258247	0	Uniforme
Porosidad (Fracción)	0,0631	0,1131	0,1631	0,0167	Normal
S₀=1-S_w (Fracción)	0,5900	0,7400	0,8900	0,0500	Normal
B₀ (RB/STB)	1,1950	1,1950	1,1950	0	Uniforme
T inferior					
GRV (Acre-ft)	75275	75275	75275	0	Uniforme
Porosidad (Fracción)	0,0687	0,1687	0,2687	0,0333	Normal
S₀=1-S_w (Fracción)	0,5710	0,7210	0,8710	0,0500	Normal
B₀ (RB/STB)	1,1950	1,1950	1,1950	0	Uniforme
Hollín superior					
GRV (Acre-ft)	49929	49929	49929	0	Uniforme
Porosidad (Fracción)	0,0616	0,1516	0,2416	0,0300	Normal
S₀=1-S_w (Fracción)	0,2100	0,3600	0,5100	0,0500	Normal
B₀ (RB/STB)	1,1010	1,1010	1,1010	0	Uniforme

Elaborada por: Segarra. (2019).

Considerando los valores de la **Tabla 52** y **Tabla 53** se calcula el POES desarrollando 10000 iteraciones por evaluación, dando como resultado los siguientes valores.

3.6.1.1. U media

Tabla 54: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia del NTG, U media – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	13,78	21,87	29,95	-8,09	8,09
P50	11,11	17,63	24,15	-6,52	6,52
P90	8,51	13,50	18,49	-4,99	4,99
P Swanson	11,13	17,66	24,19	-6,53	6,53

Elaborada por: Segarra. (2019).

Los resultados del POES para P10, P50, P90 y P Swanson, son obtenidos considerando al NTG en 3 escenarios designados como: 1), 2) y 3). Esta asignación es útil para entender la diferencia de resultados entre escenarios. Como se puede observar la diferencia absoluta de 2) – 1) y 2) – 3) es igual, debido a que los demás parámetros reflejan una **PDF** que graficamente es un perfil de campana (figura simétrica), **Ilustración 5**, correspondiente a la Distribución Normal.

Variación del valor de la Media de NTG con respecto al valor Mínimo y Máximo: $\pm 0,05$. (Esta variación es considerada en los demás yacimientos, menos en T superior).

La variación del promedio (P Swanson) entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 6,53$ MMSTB; dicha diferencia en términos de porcentaje en comparación al valor de la media corresponde al $\pm 36,98$ %.

Cabe acotar que la variación expresada en porcentaje ($\pm 36,98$ %) es el mismo resultado si la variación es calculada a través de los valores del P10, P50 o P90; por lo cual la variación (MMSTB y %) será comparando resultados del P Swanson.

3.6.1.2. U inferior

Tabla 55: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia del NTG, U inferior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	102,05	108,09	114,13	-6,04	6,04
P50	78,33	82,97	87,60	-4,64	4,64
P90	55,41	58,69	61,97	-3,28	3,28
P Swanson	78,57	83,22	87,87	-4,65	4,65

Elaborada por: Segarra. (2019).

La variación del promedio entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 4,65$ MMSTB ($\pm 5,59$ %).

3.6.1.3. T superior

Tabla 56: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia del NTG, T superior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	3,68	10,49	17,30	-6,81	6,81
P50	3,03	8,65	14,27	-5,62	5,62
P90	2,42	6,90	11,38	-4,48	4,48
P Swanson	3,04	8,68	14,31	-5,63	5,63

Elaborada por: Segarra. (2019).

Variación del valor de la Media de NTG con respecto al valor Mínimo y Máximo: $\pm 0,04$.

La variación del promedio entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 5,63$ MMSTB ($\pm 64,94$ %).

3.6.1.4. T inferior

Tabla 57: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia del NTG, T inferior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	54,16	57,95	61,74	-3,79	3,79
P50	42,56	45,54	48,51	-2,98	2,98
P90	31,33	33,52	35,71	-2,19	2,19
P Swanson	42,67	45,66	48,64	-2,99	2,99

Elaborada por: Segarra. (2019).

La variación del promedio entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 2,99$ MMSTB ($\pm 6,54$ %).

3.6.1.5. Hollín superior

Tabla 58: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia del NTG, Hollín superior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	14,02	15,28	16,55	-1,27	1,27
P50	10,55	11,50	12,46	-0,95	0,95
P90	7,48	8,15	8,83	-0,68	0,68
P Swanson	10,67	11,63	12,60	-0,97	0,97

Elaborada por: Segarra. (2019).

La variación del promedio entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 0,97$ MMSTB ($\pm 8,30$ %).

3.6.2. Porosidad

Al igual que en el análisis realizado al NTG, para la Porosidad se consideran 3 escenarios, los valores utilizados para el cálculo del POES se observan en las **Tablas 15, 21, 27, 29 y 35**; dando así los siguientes resultados.

3.6.2.1. U media

Tabla 59: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Porosidad, U media – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	9,86	20,75	31,64	-10,89	10,89
P50	8,34	17,56	26,77	-9,21	9,21
P90	6,88	14,48	22,08	-7,60	7,60
P Swanson	8,36	17,59	26,82	-9,23	9,23

Elaborada por: Segarra. (2019).

Variación del valor de la Media de la Porosidad con respecto al valor Mínimo y Máximo: 0,07.

La variación del promedio entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 9,23$ MMSTB ($\pm 52,47$ %).

3.6.2.2. U inferior

Tabla 60: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la porosidad, U inferior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	30,62	90,37	150,11	-59,75	59,75
P50	27,88	82,29	136,70	-54,41	54,41
P90	25,18	74,31	123,44	-49,13	49,13
P Swanson	27,89	82,32	136,75	-54,43	54,43

Elaborada por: Segarra. (2019).

Variación del valor de la Media de la Porosidad con respecto al valor Mínimo y Máximo: 0,12.

La variación del promedio entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 54,43$ MMSTB ($\pm 66,12$ %).

3.6.2.3. T superior

Tabla 61: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la porosidad, T superior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	6,24	11,19	16,13	-4,94	4,94
P50	4,82	8,63	12,45	-3,82	3,82
P90	3,42	6,13	8,85	-2,71	2,71
P Swanson	4,83	8,65	12,47	-3,82	3,82

Elaborada por: Segarra. (2019).

Variación del valor de la Media de la Porosidad con respecto al valor Mínimo y Máximo: 0,05. La variación del promedio entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 3,82$ MMSTB ($\pm 44,21$ %).

3.6.2.4. T inferior

Tabla 62: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la porosidad, T inferior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	20,22	49,65	79,08	-29,43	29,43
P50	18,49	45,40	72,31	-26,91	26,91
P90	16,79	41,22	65,66	-24,44	24,44
P Swanson	18,50	45,42	72,35	-26,92	26,92

Elaborada por: Segarra. (2019).

Variación del valor de la Media de la Porosidad con respecto al valor Mínimo y Máximo: 0,10. La variación del promedio entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 26,92$ MMSTB ($\pm 59,28$ %).

3.6.2.5. Hollín superior

Tabla 63: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la porosidad, Hollín superior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	5,55	13,65	21,75	-8,10	8,10
P50	4,69	11,55	18,41	-6,86	6,86
P90	3,85	9,48	15,10	-5,63	5,63
P Swanson	4,70	11,56	18,42	-6,86	6,86

Elaborada por: Segarra. (2019).

Variación del valor de la Media de la Porosidad con respecto al valor Mínimo y Máximo: 0,09.

La variación del promedio entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 6,86$ MMSTB ($\pm 59,37$ %).

3.6.3. Saturación de Petróleo

Al igual que en los anteriores parámetros, para la Saturación de Petróleo se consideran 3 escenarios, obteniendo los valores necesarios de las **Tablas 15, 21, 27, 29 y 35**; dando así los siguientes resultados.

3.6.3.1. U media

Tabla 64: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Saturación de Petróleo, U media – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	18,46	22,66	26,85	-4,20	4,20
P50	14,26	17,50	20,74	-3,24	3,24
P90	10,49	12,88	15,26	-2,38	2,38
P Swanson	14,39	17,66	20,93	-3,27	3,27

Elaborada por: Segarra. (2019).

Variación del valor de la Media de la Saturación de Petróleo con respecto al valor Mínimo y Máximo: 0,15. (Dicha variación es considerada en todos los siguientes yacimientos).

La variación promedio (P Swanson) entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 3,27$ MMSTB ($\pm 18,52$ %).

3.6.3.2. U inferior

Tabla 65: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Saturación de Petróleo, U inferior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	82,49	106,10	129,71	-23,61	23,61
P50	64,41	82,85	101,28	-18,44	18,44
P90	45,86	58,99	72,12	-13,13	13,13
P Swanson	64,27	82,67	101,06	-18,40	18,40

Elaborada por: Segarra. (2019).

La variación promedio (P Swanson) entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 18,40$ MMSTB ($\pm 22,26$ %).

3.6.3.3. T superior

Tabla 66: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Saturación de Petróleo, T superior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	9,37	11,75	14,13	-2,38	2,38
P50	6,83	8,56	10,30	-1,74	1,74
P90	4,63	5,81	6,99	-1,18	1,18
P Swanson	6,93	8,69	10,45	-1,76	1,76

Elaborada por: Segarra. (2019).

La variación promedio (P Swanson) entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 1,76$ MMSTB ($\pm 20,27\%$).

3.6.3.4. T inferior

Tabla 67: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Saturación de Petróleo, T inferior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	45,32	57,22	69,13	-11,91	11,91
P50	36,19	45,70	55,20	-9,51	9,51
P90	26,85	33,90	40,95	-7,05	7,05
P Swanson	36,13	45,62	55,11	-9,49	9,49

Elaborada por: Segarra. (2019).

La variación promedio (P Swanson) entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 9,49$ MMSTB ($\pm 20,80\%$).

3.6.3.5. Hollín superior

Tabla 68: Resultados de evaluación en cálculo de POES analizando influencia de la Saturación de Petróleo, Hollín superior – Región UPSE-A

Comentario	POES (MMSTB)			Diferencia (MMSTB)	
	Mínimo 1)	Media 2)	Máximo 3)	1) - 2)	3) - 2)
P10	8,51	14,59	20,67	-6,08	6,08
P50	6,79	11,63	16,48	-4,85	4,85
P90	5,03	8,62	12,21	-3,59	3,59
P Swanson	6,78	11,62	16,46	-4,84	4,84

Elaborada por: Segarra. (2019).

La variación promedio (P Swanson) entre el escenario correspondiente a la Media y el Mínimo y Máximo es de $\pm 4,84$ MMSTB ($\pm 41,67\%$).

3.6.4. Factor Volumétrico del Petróleo

Este parámetro no es considerado para el análisis de influencia debido a que para el presente caso de estudio este fue constante en las diferentes regiones y yacimientos (no presenta variación), además del conocimiento de la Cuenca Oriente Ecuatoriana en el cual este parámetro no impacta de manera considerable en el cálculo de POES del campo.

3.6.5. GRV

Como se puede observar en la sección 3.1. El campo (área de estudio) presenta sísmica 3D, y cuenta con pozos perforados lo cual disminuye la incertidumbre en la definición del modelo estructural y los cierres efectivos en cada mapa, adicionalmente se conoce WOC en el campo para las diferentes regiones, por lo cual no se estima variaciones del GRV para el respectivo análisis de influencia.

3.6.6. Resumen de resultados

Tabla 69: Resumen de resultados de variación de POES, Región UPSE-A

Variación de POES	Parámetro de evaluación		
	NTG	Porosidad	S _o
Variación Mayor (%)	±64,94	±66,12	±41,67
Variación Menor (%)	±5,59	±44,21	±18,52

Elaborada por: Segarra. (2019).

Los cálculos realizados para la región UPSE-A, también son realizados para la región UPSE-BC, dando el siguiente resumen de resultados.

Tabla 70: Resumen de resultados de variación de POES, Región UPSE-BC

Variación de POES	Parámetro de evaluación		
	NTG	Porosidad	S _o
Variación Mayor (%)	±42,09	±55,90	±36,59
Variación Menor (%)	±6,34	±38,02	±13,28

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.7. Evaluación Económica

3.7.1. Cálculo de Reservas

En los siguientes cálculos de reservas se considera el Factor de Recobro de Petróleo (F_R) igual a 30% (promedio de campos adyacentes) para cada uno de los yacimientos, aplicado a los valores de POES estimados mediante el Método Geoestadístico (debido al menor error presentado).

Tabla 71: Cálculos de reservas del Campo UPSE

Región	Yacimiento	POES (MMSTB)	Factor de Recobro	Reservas (MMSTB)
UPSE-A	U media	15,850	0,3	4,755
	U inferior	80,380	0,3	24,114
	T superior	8,007	0,3	2,402
	T inferior	49,230	0,3	14,769
	Hollín superior	8,180	0,3	2,454
Subtotal		161,647		48,494
UPSE-BC	U media	7,840	0,3	2,352
	U inferior	30,490	0,3	9,147
	T inferior	14,240	0,3	4,272
	Hollín superior	12,500	0,3	3,750
Subtotal		65,070		19,521
ST	Todos	5,982	0,3	1,795
Total		232,699		69,810

Elaborada por: Segarra. (2019).

3.7.2. Predicción de Producción, Caso Base – 2027

Conociendo el valor de las reservas se procede al análisis de la información disponible de la producción histórica del campo que data del año 2003 al 2018 (octubre), con la cual se predice la producción acumulada al año 2027 basada en la Declinación Exponencial de Producción, con el objetivo de conocer las reservas remanentes considerando un Caso Base (Campo con pozos existentes), **Tabla 72**.

La predicción de la producción se realiza con las siguientes restricciones o condiciones de operación:

- ✓ Q_o mínimo: 50 BPPD; o
- ✓ BSW máximo: 95%.

En la cual la producción del respectivo pozo cesará.

Tabla 72: Reservas remanentes @ 2027, Caso Base

Región	Yacimiento	Reservas (MMSTB)	Producción acumulada			Reservas Remanentes (MMSTB) Diciembre/2027
			Histórica (MMSTB) Julio/2003 a Octubre/2018	Predicción (MMSTB) Noviembre/2018 a Diciembre/2027	Total (MMSTB) Julio/2003 a Diciembre/2027	
UPSE-A	U media	4,755	1,172	0,151	1,323	3,432
	U inferior	24,114	8,283	1,439	9,721	14,393
	T superior	2,402	0,274	0,000	0,274	2,128
	T inferior	14,769	9,235	0,983	10,218	4,551
	Hollín superior	2,454	0,007	0,000	0,007	2,447
Subtotal		48,494	18,970	2,573	21,543	26,951
UPSE-BC	U media	2,352	1,072	0,000	1,072	1,280
	U inferior	9,147	1,700	0,023	1,723	7,424
	T inferior	4,272	1,399	0,069	1,468	2,804
	Hollín superior	3,750	1,373	0,000	1,373	2,377
Subtotal		19,521	5,544	0,092	5,636	13,885
SE	Todos	1,795	0,000	0,000	0,000	1,795
Total		69,810	24,513	2,665	27,178	42,632

Elaborada por: Segarra. (2019).

Como se logra observar en la **Tabla 72**, para los yacimientos T superior, H superior (Región UPSE-A), U media y H superior (Región UPSE-BC), y yacimientos de Región SE, no se predice producción debido a los siguientes motivos:

- ✓ Región UPSE-A
 - T superior: Producían 2 pozos de manera intermitente y de periodos cortos, los cuales cierran por bajo aporte de petróleo en enero/2015 y junio/2017.
 - H superior: Produjo un solo pozo por un periodo menor a 3 meses y es cerrado en el 2009 por bajo caudal de petróleo.
- ✓ Región UPSE-BC
 - U media: Este yacimiento produjo durante 10 años por un solo pozo con una tasa alta de petróleo, pero debido a la declinación de producción dicho pozo es cerrado en julio/2018.
 - H superior: Produjo a través de 3 pozos, de los cuales 1 empezó a producir en diciembre/2010 y cerró su producción en febrero/2018, debido a la declinación del caudal de petróleo. Mientras que los 2 restantes empiezan a producir en el 2008 y en octubre/2018 siguen abiertos, pero llegan con un BSW alto por lo que para la fecha de predicción (noviembre/2018) se cierran.
- ✓ Región SE: Historial de producción es nula, región no acta para producir, además representa POES menor al 3% del Total del Campo.

3.7.3. Determinación de Pozos Tipo “Type Wells” (TW), 2019 – 2027

Los TW son generados mediante el análisis de la producción histórica normalizada de los pozos de cada uno de los yacimientos de las distintas regiones, en los cuales se considera 3 escenarios: P90 (menor caudal), P50 (caudal conservador) y P10 (mayor caudal), además de las condiciones de operación nombradas anteriormente.

Tabla 73: Producción acumulada de los Type Wells estimados para los yacimientos de las diferentes regiones

Región	Yacimiento	Producción acumulada de Petróleo (MMSTB)		
		TW P90	TW P50	TW P10
UPSE-A	U media	0,415	0,559	0,647
	U inferior	0,632	0,821	1,282
	T superior	-	-	-
	T inferior	1,368	2,736	4,104
	Hollín superior	-	-	-
UPSE-BC	U media	-	-	-
	U inferior	0,132	0,437	0,597
	T inferior	0,629	1,112	1,720
	Hollín superior	0,564	2,166	2,276

Elaborada por: Segarra. (2019).

Como se puede observar en los yacimientos: T superior, Hollín superior y U media no se generan Type Wells debido a cantidad baja de pozo para análisis.

Conociendo las reservas remanentes al año 2027 (Caso Base) y la capacidad de producción acumulada de los TW para los escenarios P90, P50 y P10, se determina el número de pozos necesarios, los cuales son: 78, 34 y 23, respectivamente.

La predicción y estimación de Producción de agua acumulada para el caso Base y de los diferentes escenarios de TW también son generados, los cuales son detallados anualmente en la tabla del cálculo de Valor Presente Neto.

3.7.4. Cálculo de Valor Presente Neto (NPV)

El cálculo de Valor Presente Neto o “Net Present Value” (NPV) es realizado mediante la comparación del Caso Base y los TW (P90, P50 y P10).

En las siguientes tablas se considera al año 2018 como tiempo 0, y al año 2019 como tiempo 1, en el cual los pozos recién perforados, TW, comienzan a producir.

Los costos utilizados son determinados como promedios por el área financiera de una empresa de Exploración y Producción, a la fecha actual.

- ✓ Costo de Perforación: US\$ 7'000.000
- ✓ Costo de Workover: US\$ 600.000
- ✓ Costo de Levantamiento por barril: US\$6;

Este último contempla Costo de levantamiento de fondo a superficie, costo de deshidratación en los centros de producción (incluyendo químicos), materiales y suministros.

Mientras que el precio del barril de petróleo es el proyecto por (Energy Information Administration (EIA)., 2019).

Los valores de F_R obtenidos mediante el análisis de producción y predicción se observan en la siguiente tabla.

Tabla 74: Factor de Recobro de Petróleo, Caso Base y TW (P90, P50 y P10)

Región	Yacimiento	Fr (%)				
		Caso Base (Histórico)	@2027			
			Caso Base	TW P90	TW P50	TW P10
UPSE-A	U media	7,39	8,35	29,28	29,51	28,75
	U inferior	10,30	12,09	29,38	29,46	29,63
	T superior	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42
	T inferior	18,76	20,76	29,09	29,88	29,09
	Hollín superior	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
UPSE-BC	U media	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
	U inferior	5,57	5,65	29,80	30,00	29,14
	T inferior	9,82	10,31	27,97	29,70	29,71
	Hollín superior	10,98	10,98	29,09	28,31	29,19

Elaborada por: Segarra. (2019).

Las **Tablas 75 – 77**, muestran valores favorables de NPV para los 3 escenarios de los TW, sin embargo, se observa que para el Caso TW P90 se tiene mayores egresos en el año en el que los pozos fueron perforados y en el año 2027 debido a la declinación de producción (3 escenarios).

Tabla 75: NPV o Valor Presente Neto, Caso TW P90 - Caso Base

Año	t	Caso base (Bbls)		Caso TW P90 (Bbls)		Diferencia (TW P90 - Base) (Bbls)		Perforación		Precio de Barril	Ingreso	Costo Levantamiento	Costo Perforación/WO	Tasa de Inflación	Factor	NCF (t)	Tasa de descuento	Factor	DCF (t)
		Petróleo	Agua	Petróleo	Agua	Petróleo	Agua	Caso Base	Caso TW P90	US\$/Bbl	US\$	US\$	US\$	%	Fracción	US\$	%	Fracción	US\$
2018	0	9,53E+05	1,03E+07	9,53E+05	1,03E+07	0,00E+00	0,00E+00	0	78	64,90	0,00E+00	0,00E+00	5,46E+08	3	1,00	-5,46E+08	15,00	1,00	-5,46E+08
2019	1	6,15E+05	4,15E+06	9,96E+06	8,62E+06	9,34E+06	4,47E+06	0	0	67,88	6,34E+08	8,29E+07	1,80E+06	3	1,03	5,47E+08	15,00	1,15	4,76E+08
2020	2	4,93E+05	3,41E+06	7,29E+06	1,04E+07	6,80E+06	7,01E+06	0	0	69,72	4,74E+08	8,29E+07	1,80E+06	3	1,06	3,84E+08	15,00	1,32	2,90E+08
2021	3	3,91E+05	3,03E+06	5,74E+06	1,15E+07	5,34E+06	8,47E+06	0	0	71,23	3,81E+08	8,29E+07	1,80E+06	3	1,09	2,88E+08	15,00	1,52	1,89E+08
2022	4	2,99E+05	2,60E+06	4,50E+06	1,22E+07	4,20E+06	9,61E+06	0	0	70,52	2,96E+08	8,29E+07	1,80E+06	3	1,13	2,01E+08	15,00	1,75	1,15E+08
2023	5	2,35E+05	2,00E+06	2,72E+06	9,59E+06	2,48E+06	7,58E+06	0	0	72,10	1,79E+08	6,04E+07	1,80E+06	3	1,16	1,07E+08	15,00	2,01	5,32E+07
2024	6	1,96E+05	1,74E+06	2,09E+06	9,56E+06	1,90E+06	7,83E+06	0	0	75,21	1,43E+08	5,84E+07	1,80E+06	3	1,19	7,09E+07	15,00	2,31	3,07E+07
2025	7	1,57E+05	1,45E+06	1,64E+06	9,45E+06	1,48E+06	8,00E+06	0	0	77,92	1,15E+08	5,69E+07	1,80E+06	3	1,23	4,31E+07	15,00	2,66	1,62E+07
2026	8	9,45E+04	9,39E+05	1,17E+06	8,13E+06	1,07E+06	7,19E+06	0	0	80,04	8,58E+07	4,96E+07	1,80E+06	3	1,27	2,07E+07	15,00	3,06	6,76E+06
2027	9	6,65E+04	6,85E+05	8,99E+05	7,84E+06	8,33E+05	7,15E+06	0	0	82,34	6,86E+07	4,79E+07	1,80E+06	3	1,30	3,73E+06	15,00	3,52	1,06E+06
Total		3,50E+06	3,03E+07	3,70E+07	9,76E+07	3,35E+07	6,73E+07	0	78									NPV ₂₀₁₈	6,32E+08

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 76: NPV o Valor Presente Neto, Caso TW P50 - Caso Base

Año	t	Caso Base (Bbls)		Caso TW P50 (Bbls)		Diferencia (TW P50 - Base) (Bbls)		Perforación		Precio de Barril	Ingreso	Costo Levantamiento	Costo Perforación/WO	Tasa de Inflación	Factor	NCF (t)	Tasa de descuento	Factor	DCF (t)
		Petróleo	Agua	Petróleo	Agua	Petróleo	Agua	Caso Base	Case TW P50	US\$/Bbl	US\$	US\$	US\$	%	Fracción	US\$	%	Fracción	US\$
2018	0	9,53E+05	1,03E+07	9,53E+05	1,03E+07	0,00E+00	0,00E+00	0	34	64,90	0,00E+00	0,00E+00	2,38E+08	3	1,00	-2,38E+08	15,00	1,00	-2,38E+08
2019	1	6,15E+05	4,15E+06	9,82E+06	7,41E+06	9,20E+06	3,26E+06	0	0	67,88	6,25E+08	7,48E+07	1,80E+06	3	1,03	5,46E+08	15,00	1,15	4,75E+08
2020	2	4,93E+05	3,41E+06	7,20E+06	9,16E+06	6,71E+06	5,76E+06	0	0	69,72	4,68E+08	7,48E+07	1,80E+06	3	1,06	3,86E+08	15,00	1,32	2,92E+08
2021	3	3,91E+05	3,03E+06	5,67E+06	1,02E+07	5,28E+06	7,18E+06	0	0	71,23	3,76E+08	7,48E+07	1,80E+06	3	1,09	2,92E+08	15,00	1,52	1,92E+08
2022	4	2,99E+05	2,60E+06	4,46E+06	1,09E+07	4,16E+06	8,30E+06	0	0	70,52	2,93E+08	7,48E+07	1,80E+06	3	1,13	2,07E+08	15,00	1,75	1,18E+08
2023	5	2,35E+05	2,00E+06	3,51E+06	1,12E+07	3,28E+06	9,18E+06	0	0	72,10	2,36E+08	7,48E+07	1,80E+06	3	1,16	1,48E+08	15,00	2,01	7,34E+07
2024	6	1,96E+05	1,74E+06	2,47E+06	1,02E+07	2,27E+06	8,49E+06	0	0	75,21	1,71E+08	6,46E+07	1,80E+06	3	1,19	9,15E+07	15,00	2,31	3,96E+07
2025	7	1,57E+05	1,45E+06	1,69E+06	9,33E+06	1,53E+06	7,88E+06	0	0	77,92	1,19E+08	5,65E+07	1,80E+06	3	1,23	4,77E+07	15,00	2,66	1,79E+07
2026	8	9,45E+04	9,39E+05	1,20E+06	8,19E+06	1,11E+06	7,25E+06	0	0	80,04	8,86E+07	5,02E+07	1,80E+06	3	1,27	2,28E+07	15,00	3,06	7,46E+06
2027	9	6,65E+04	6,85E+05	6,78E+05	5,27E+06	6,12E+05	4,58E+06	0	0	82,34	5,04E+07	3,12E+07	1,80E+06	3	1,30	7,35E+06	15,00	3,52	2,09E+06
Total		3,50E+06	3,03E+07	3,77E+07	9,22E+07	3,42E+07	6,19E+07	0	34									NPV ₂₀₁₈	9,80E+08

Elaborada por: Segarra. (2019).

Tabla 77: NPV o Valor Presente Neto, Caso TW P10 - Caso Base

Año	t	Caso Base (Bbls)		Caso TW P10 (Bbls)		Diferencia (TW P10 - Base) (Bbls)		Perforación		Precio de Barril	Ingreso	Costo Levantamiento	Costo Perforación/WO	Tasa de Inflación	Factor	NCF (t)	Tasa de descuento	Factor	DCF (t)
		Petróleo	Agua	Petróleo	Agua	Petróleo	Agua	Caso Base	Case TW P10	US\$/Bbl	US\$	US\$	US\$	%	Fracción	US\$	%	Fracción	US\$
2018	0	9,53E+05	1,03E+07	9,53E+05	1,03E+07	0,00E+00	0,00E+00	0	23	64,90	0,00E+00	0,00E+00	1,61E+08	3	1,00	-1,61E+08	15,00	1,00	-1,61E+08
2019	1	6,15E+05	4,15E+06	9,55E+06	6,68E+06	8,94E+06	2,53E+06	0	0	67,88	6,07E+08	6,88E+07	1,80E+06	3	1,03	5,34E+08	15,00	1,15	4,64E+08
2020	2	4,93E+05	3,41E+06	7,07E+06	8,29E+06	6,58E+06	4,89E+06	0	0	69,72	4,59E+08	6,88E+07	1,80E+06	3	1,06	3,84E+08	15,00	1,32	2,90E+08
2021	3	3,91E+05	3,03E+06	5,58E+06	9,31E+06	5,18E+06	6,29E+06	0	0	71,23	3,69E+08	6,88E+07	1,80E+06	3	1,09	2,92E+08	15,00	1,52	1,92E+08
2022	4	2,99E+05	2,60E+06	4,33E+06	9,86E+06	4,03E+06	7,26E+06	0	0	70,52	2,84E+08	6,77E+07	1,80E+06	3	1,13	2,06E+08	15,00	1,75	1,18E+08
2023	5	2,35E+05	2,00E+06	3,17E+06	9,46E+06	2,93E+06	7,46E+06	0	0	72,10	2,11E+08	6,24E+07	1,80E+06	3	1,16	1,37E+08	15,00	2,01	6,81E+07
2024	6	1,96E+05	1,74E+06	2,39E+06	9,45E+06	2,19E+06	7,71E+06	0	0	75,21	1,65E+08	5,94E+07	1,80E+06	3	1,19	9,16E+07	15,00	2,31	3,96E+07
2025	7	1,57E+05	1,45E+06	1,77E+06	9,25E+06	1,61E+06	7,80E+06	0	0	77,92	1,26E+08	5,64E+07	1,80E+06	3	1,23	5,40E+07	15,00	2,66	2,03E+07
2026	8	9,45E+04	9,39E+05	1,36E+06	9,08E+06	1,27E+06	8,14E+06	0	0	80,04	1,02E+08	5,64E+07	1,80E+06	3	1,27	2,79E+07	15,00	3,06	9,11E+06
2027	9	6,65E+04	6,85E+05	9,66E+05	7,76E+06	8,99E+05	7,07E+06	0	0	82,34	7,40E+07	4,78E+07	1,80E+06	3	1,30	9,28E+06	15,00	3,52	2,64E+06
Total		3,50E+06	3,03E+07	3,71E+07	8,94E+07	3,36E+07	5,91E+07	0	23									NPV ₂₀₁₈	1,04E+09

Elaborada por: Segarra. (2019).

CAPÍTULO IV

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

La información necesaria sobre Registros de pozos, Pruebas PVT, Análisis de núcleo e Información sísmica del campo está disponible para el presente caso de estudio, enfatizando que esta última información se encuentra realizada en un estudio 3D, lo cual proporciona mayor fiabilidad al modelo estructural que se traduce en un valor de POES de menor grado de incertidumbre.

El valor de POES del Campo UPSE fue de 244,5 MMSTB (*Método Montecarlo*) y 232,70 MMSTB (*Método Geoestadístico*), este último método resulta más prolongado debido a los procedimientos que involucra su desarrollo como los son: definición de VPC, ajuste de variograma y análisis de anisotropía.

Considerando los valores de POES proporcionados por Best Energy Services S.A. como valor de comparación para el cálculo del error de los resultados obtenidos por los métodos empleados en el presente, se determinó el mayor error en referencia al POES Total (campo) aplicando el Método Montecarlo (4,66%) y el menor error al estimado por el Método Geoestadístico (0,29%)

El GRV, debido al paquete de datos sísmicos 3D y conocimiento del WOC se define con menor incertidumbre por lo cual no se determinó valores variables para realizar el análisis de su influencia, de igual forma el Factor Volumétrico de Petróleo a causa de que las pruebas PVT no estimaron valores diferentes se consideró constante en sus respectivos yacimientos, además que por conocimiento de la Cuenca Oriente se ha determinado que este parámetro no impacta de manera considerable en el cálculo de POES.

El análisis de influencia de parámetros en cálculo de POES se realizó para 2 de las 3 regiones que conforman el Campo, puesto a que la región excluida representa menos del 3% del POES total del Campo.

El parámetro que presenta valores más altos en las variaciones tanto mayor y menor fue la Porosidad por cual este es determinado como Parámetro más influyente, mientras que el valor más bajo de variación menor fue determinado para el NTG que es determinado como Parámetro menos influyente, estos resultados son determinados en la región UPSE-A y corroborados en la región UPSE-BC, sin embargo, cabe recalcar que este parámetro también presentó variaciones altas del 42,09% y 64,94% en las regiones respectivas.

Las variaciones de los parámetros en su análisis de influencia fueron entre 5,59% a 66,12%, mientras que el Factor Volumétrico del Petróleo se estima que influye o varía en menos del 10% por lo cual se podría determinar el valor del mismo a través de correlaciones.

El campo UPSE se define como económicamente rentable debido a los altos valores de ingresos determinados en el cálculo del NPV (*mayores a 6,32E+08 US\$*) para los 3 escenarios considerados.

4.2. Recomendaciones

Verificar que la información necesaria para definir los valores de los parámetros para el cálculo de POES esté disponible, con el fin de disminuir el grado de incertidumbre de los resultados.

Aplicar el Método Montecarlo en casos donde el objetivo puntual sea el conocer o corroborar el valor del POES, pues éste en el presente caso brindó un error menor al 5% del POES Total de campo y sus procedimientos son menores que el Método Geoestadístico, el cual obtuvo el menor porcentaje de error, sin embargo, con este método se logró realizar un modelo estático que sirve como base para el modelamiento dinámico de yacimientos.

Considerar valores mínimos y máximos del GRV para el cálculo de POES y análisis de influencia cuando el paquete de datos sísmicos sea 2D, pues estos brindan un grado considerable de incertidumbre en la definición del modelo estructural y en consecuencia en los cierres efectivos del mapa (área).

Utilizar correlaciones tales como *Correlación de Standing*, *Correlación de Arps*, *Correlación de Glaso*, y demás, para la determinación o corroboración del Factor Volumétrico del Petróleo, pues las variaciones posibles de este no proporcionan gran impacto en los cálculos de POES.

Considerar mayor número de Campos para el análisis de influencia de los parámetros en el cálculo de POES, que permitan corroborar o modificar las observaciones consideradas en el presente.

Generar modelo de Simulación Numérica de Yacimientos para estimar producciones diarias y acumuladas de petróleo y agua que permitan corroborar/mejorar el análisis económico del campo y analizar las diferentes estrategias de producción a emplear.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alvarado, V. (2014). *Ingeniería económica, Nuevo Enfoque*. México DF. México. Patria
- Arroyo, I. Bravo, L. Llinás, H. y Muñoz, F. (2014). Distribuciones Poisson y Gamma: Una Discreta y Continua Relación. *Prospect*, 12 (2), 99 – 107.
- Asghari, O. Soltani, F. y Bakhshandeh, H. (2009). The Comparison Between Sequential Gaussian Simulation (SGS) of Choghart Ore Deposit and Geostatistical Estimation Through Ordinary Kriging. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*. 3(1). 330 – 341.
- Baca, G. (2007). *Fundamentos de Ingeniería Económica*. México. D.F. México. McGrawHill.
- Bailey, W. Couët, B. Lamb, F. Simpson, G. y Rose, P. (2001). Riesgos Medidos. *Oilfield Review*, 22 – 37.
- Buján, A. (2018). *Tasa Interna de Retorno – TIR*. Enciclopedia Financiera. Recuperado de: <https://www.encyclopediainanciera.com/finanzas-corporativas/tasa-interna-de-retorno.htm>
- Canchaya, S. (2005). *Introducción a la Geoestadística*.
- Castaño, A. y Vergara, F. (2004). *Simulación Geoestadística Aplicada al Modelamiento de Yacimientos de Petróleo* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Colombia. Medellín. Colombia.
- Castro, J y Gómez, G. (2016). *Cálculo de Petróleo Original En Sitio y Evaluación de Reservas para el Área de Estudio Maracuy Ubicado en la Cuenca Valle Medio de Magdalena* (Tesis de pregrado). Fundación Universidad de América. Bogotá DC. Colombia.
- Chambers, R. y Yarus, J. (2002). *Caracterización de Yacimientos: Modelado Geoestadístico de Yacimientos, Orientado Geológicamente*.
- Chambers, R. Yarus, J. y Hird, K. (2000). Petroleum Geostatistics for Nongeostatiticians. *The Leanding Edge*. 592 – 599.
- Chen, F. Chen, S. y Peng, G. (2013). Using Sequential Gaussian Simulation to Assess Geomechemical Anomaly Areas of Lead Element. *Computer and Computing Technologies in Agriculture VI*, 393, 69 – 76.
- Cuador, J. Quinteros, A. Estévez, E. y Ramirez, R. (1997). *Elementos de Geoestadística*. Pinar del Río. Cuba. Universidad de Pinar del Río.
- De las Peñas, I. (SF). *Variables Aleatorias*.
- Deutsh. C. (2002). Geostatistic. *Encyclopedia of Physical Science and Technology*, 6 (3).

Emery, X. (2013). *Geoestadística* Santiago de Chile. Chile. Universidad de Chile.

Energy Information Administration (EIA). (2019). Annual Energy Outlook 2019. Table: Petroleum and Other Liquids Prices. Recuperado de: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2019®ion=0-0&cases=ref2019&start=2017&end=2050&f=A&linechart=~ref2019-d111618a.4-12-AEO2019&map=&ctype=linechart&chartindexed=0&sid=~ref2019-d111618a.3-12-AEO2019~ref2019-d111618a.6-12-AEO2019&sourcekey=0>

Epidat. (2014). *Distribuciones de Probabilidad*.

Filippo, S. (2003). *Aplicación del Método de Monte Carlo en Exploración y Explotación de Petróleo y Gas Natural* (Tesis de pregrado). Universidad Central de Venezuela. Caracas. Venezuela.

Flores, C. y Ramírez, C. (2016). *Ingeniería de Yacimientos Aplicados al Cálculo de las Reservas de Hidrocarburos* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México.

Frez, T. (2014). *Kriging y Simulación Secuencial de Indicadores con Proporciones Localmente Variables* (Tesis de pregrado). Universidad de Chile. Santiago de Chile. Chile.

Frontana, B. (2009). *Probabilidad y estadística 2007 – 2009*.

Gallardo, A. (2006). *Geoestadística. Ecosistemas*. 1 – 11.

GestioPolis.com, Experto. (2002). ¿Qué es la distribución de Poisson?. Recuperado de <https://www.gestiopolis.com/que-es-la-distribucion-de-poisson/>

Ginzo, M. (2014). *Análisis Geoestadístico de datos funcionales* (Tesis de postgrado). Universidad de La Coruña. La Coruña. España.

Giraldo, R. (1993). *Introducción a la Geoestadística*. Bogotá. Colombia. Universidad Nacional de Bogotá.

Gómez, Z. (2016). *Desarrollo de los Modelos Estático y Dinámico del Yacimiento Mediante Simulación Numérica para la Formación Carbonera C7 del Campo Ubicado en el Bloque Río Meta – Cuenca de Los Llanos Orientales* (Tesis de pregrado). Fundación Universidad de América. Bogotá. Colombia.

Guerra, G. (2014). *Estimation of the Oil Production Potential of the Field Singue, Oriente Basin, Ecuador* (Tesis de postgrado). Universidad de Salford. Salford. Inglaterra.

He, Y. et al. (2009). Sequential Indicator Simulation and Indicator Kriging Estimation of 3-Dimensional Soil Textures. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*. 47 (6). 622 – 631.

Hirache, L. (2013). El Flujo de Caja Como Herramienta Financiera. *Área contabilidad (NIIF) y Costos*, 4(277), 5 – 7.

Hirsche, K. Porter – Hirsche, J. Mewhort, L. y Davis R. (1997). The Use and Abuse of Geostatistics. *The leading Edge*.

Mangeaud, A. (2014). *Estadística Aplicada a las Ciencias Geológicas*. Córdoba. Argentina. Universidad Nacional de Córdoba.

Mateu, J. y Morell, I. (2003). *Geoestadística y Modelos Matemáticos en Hidrogeología*. Castellón de la Plana. España. Universidad Jaume I.

Ortiz, J. (2004). *Estimación por Kriging Ordinario y Validación del Modelo Estimado*.

Plaza, E. (2009). *Evaluación de los Métodos Existentes para Cálculo de las Reservas de Petróleo y Gas en la División Occidente* (Tesis de postgrado). Universidad del Zulia. Maracaibo. Venezuela.

Quintín, J. (2002). Estudios de Estimación y Simulación Geoestadística para la Caracterización de Parámetros Geólogo – Industriales en el Yacimiento Laterítico Punta Gorda. *Mineralogía y Geología*, 21 (4).

Rodríguez, O. (2007). *Probabilidad y Estadística Básica para Ingeniero*. Guayaquil. Ecuador. *Escuela Politécnica del Litoral*

Rojas, C. (2013). Ingeniería de Reservorios. Slideshare. Recuperado de: <https://es.slideshare.net/carloscesar Rojas gomez/ingeniera-de-reservorios>

Santander, A. (2016). *Evaluación Económica de Proyectos en Marcha en una Empresa Petrolera* (Tesis de pregrado). Universidad Empresarial Siglo 21. Ciudad de Córdoba. Argentina.

Silverio, A. Cuador, J. y Estévez, E. (2000). Simulación No Condicional, Método de las Bandas Rotantes en 3D. *Minería y Geología*, 17 (1).

Taheri, M. y Viloría, R. (2003). *Taller: Introducción a la Caracterización Geoestadística de los Yacimientos*.

Taheri, M. y Viloría, R. (SF). *Capítulo I: Tratamiento Estadístico de Datos*. Recuperado de: <https://es.scribd.com/document/368856802/AnalisisEstadistico-pdf>

Tarek, A. (2001). *Reservoir Engineering Handbook*. Houston. Estados Unidos de América. Gulf Professional Publishing.

Vera, O. (2005). Probabilidad y Estadística.

Villalba, Y. (2011). *Estimación Probabilística de las Reservas de Hidrocarburos de los Yacimientos U6 MEL 166 y U6 101 del Campo Melones de la División Ayacucho, Usando el Método de Riesgo e Incertidumbre* (Tesis de pregrado). Universidad del Oriente. Anzoátegui. Venezuela.

Wikipedia. (2018). Distribución de Poisson. Recuperado de:
https://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_de_Poisson

Zapata, C. (2010). *Análisis probabilístico y simulación*. Pereira. Colombia. Universidad Tecnológica de Pereira.

ANEXOS

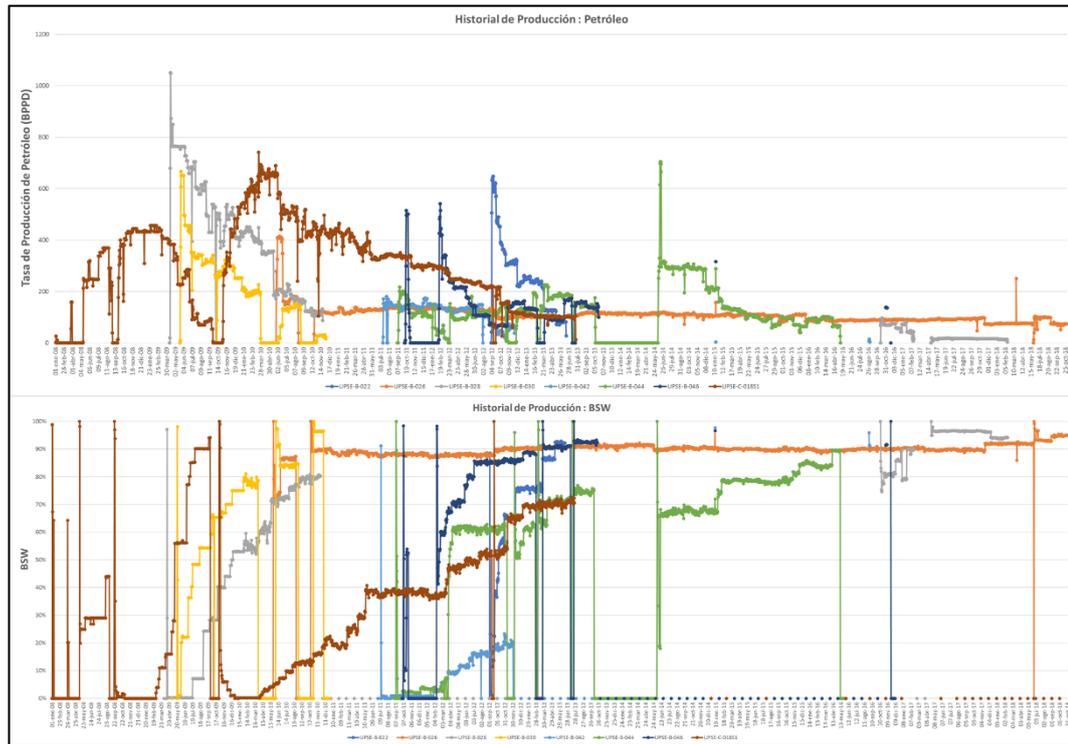


Ilustración 62: Historial de Producción por Pozo; Petróleo y BSW, U inferior - Región UPSE-BC

Elaborada por: Segarra. (2019).

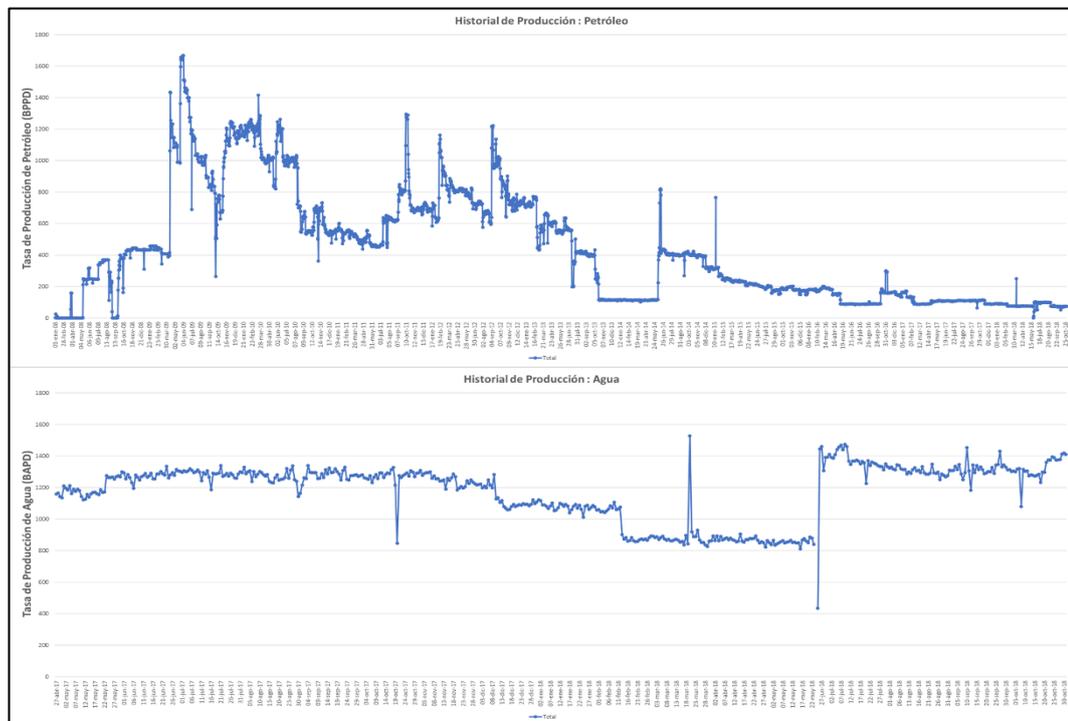


Ilustración 63: Historial de Producción Total; Petróleo y Agua, U inferior - Región UPSE-BC

Elaborada por: Segarra. (2019).

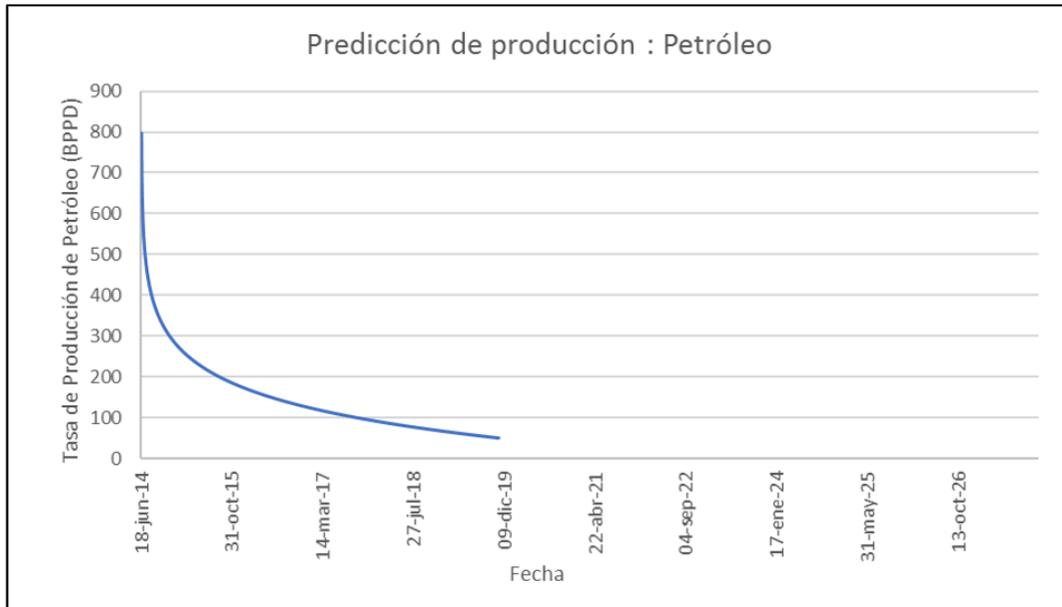


Ilustración 64: Predicción de Producción de Petróleo, U inferior - Región UPSE-BC

Elaborada por: Segarra. (2019).

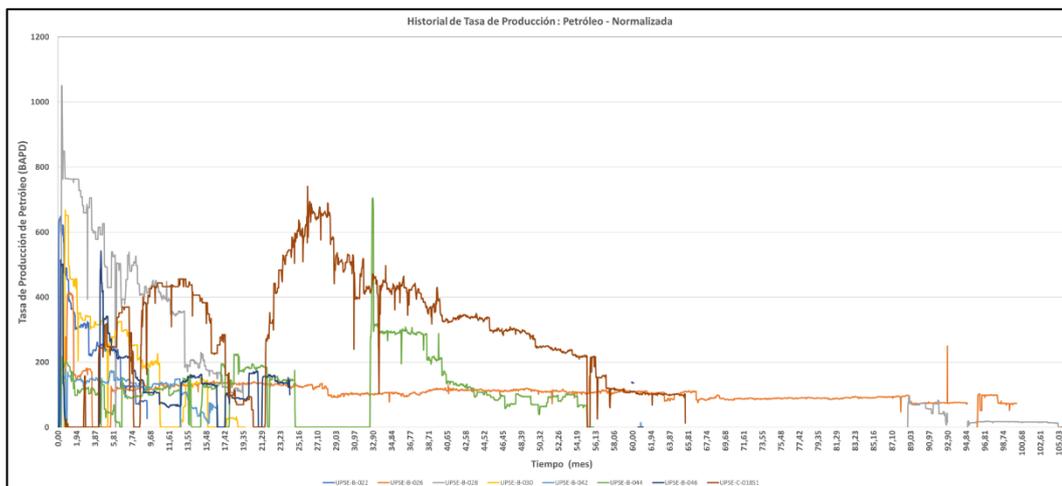


Ilustración 65: Historial de Producción Normaliza de Petróleo por Pozo, U inferior - Región UPSE-BC

Elaborada por: Segarra. (2019).

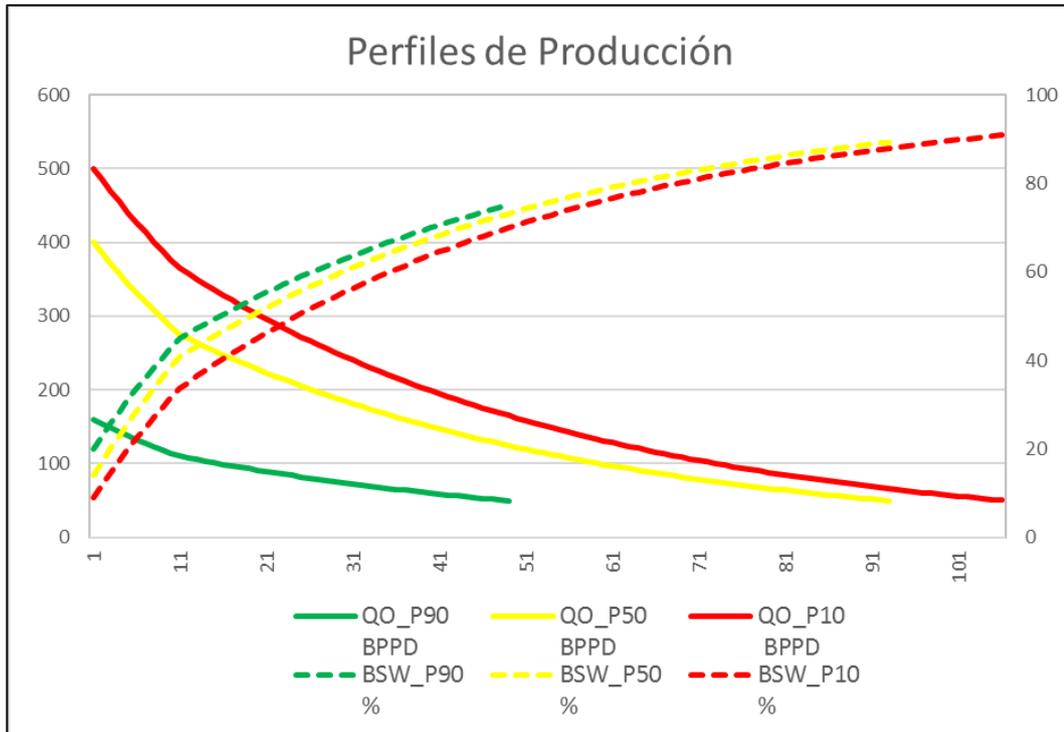


Ilustración 66: Perfil de Producción de Pozos Tipo; Petróleo y BSW, U inferior - Región UPSE-BC

*Las ilustraciones mostradas en *Anexos* son exclusivas para un yacimiento, recalcando que ilustraciones similares fueron generadas y analizadas para los diferentes yacimientos existentes en el presente caso estudio.