

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“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”**

REALIZADO POR:

YANNORYS MARÍA VILLALBA BETANCOURT

Trabajo especial de grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

PUERTO LA CRUZ, JUNIO DE 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“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”**

ASESORES

ING. IVÓN ULACIO

Asesor Académico

ING. GALAVÍ FUENMAYOR

Asesor Industrial

ING. JONATHAN ESCALONA

Co-Asesor Industrial

PUERTO LA CRUZ, JUNIO DE 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“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”**

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

ING. IVÓN ULACIO

Asesor Académico

ING. TANIA GONZÁLEZ

Jurado Principal

ING. EDGAR BASTOS

Jurado Principal

PUERTO LA CRUZ, JUNIO DE 2011

RESOLUCIÓN

“De acuerdo con el **Artículo 41** del Reglamento de Trabajos de Grado, estos son de exclusiva propiedad de la **Universidad de Oriente**, y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Concejo Universitario”.

DEDICATORIA

A Dios por estar siempre a mi lado, cuidarme y guiarme en cada momento durante todos los años de mi vida y mi carrera.

A Mis Hermanos. Ellos saben que este triunfo también es suyo, espero que Dios le siga iluminando el camino y los llene de muchos éxitos. Sigán luchando en la vida que yo siempre estaré orgullosa de ustedes.

A Mi Abuela Eloisa y Mis Tíos, por ser pilares fundamentales en mi vida, su amor, cariño y confianza, nunca me han faltado espero que siempre pueda contar con su presencia.

A Mis Primos y primitos, a quienes les deseo mucha suerte y que esto les sirva de ejemplo para que logren todas sus metas y sueños.

A Mis sobrinos bellos, Álvaro, Leo y Edgardito. Los adoro demasiados, son todo para mí.

A Toda mi Familia Betancourt, este logro también es de ustedes, decirle que los quiero no engloba todo el amor y cariño que por ustedes siento.

Especialmente dedicado A Mis Padres. Sobre todo a mi Madre Yovannys, porque la quiero mucho, es lo más importante para mí y sé que siempre estarás orgullosa porque nunca le fallaré, estaré a tu lado pase lo que pase. Este triunfo es tuyo. A mi Padre, por estar presente en mi vida, aconsejarme y enseñarme los valores de la vida, y haber confiado en mí.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios, por guiarme por el buen camino, darme la fortaleza en los momentos en que la he necesitado, y en el día de hoy convertir uno de mis sueños en realidad.

A mis Bellos Padres, por su cuidado, dedicación y amor, gracias por hacer de mí lo que soy hoy día, sin su ayuda no lo hubiera logrado.

A mi Bella Familia Betancourt, son la mejor familia del mundo, gracias por el apoyo y los buenos consejos que me han dado cada uno de sus integrantes. Espero que siempre seamos la familia que somos hasta ahora, unida y echada pa'lante. Los adoro!!!!

A mis segundos padres y hermanos, la Familia González Marcano, gracias por estar en el transcurso de mi carrera, por su apoyo incondicional y la ayuda brindada.

A mi tutor académico, Ing. Ivón Ulacio, por aceptar guiarme y ayudarme en este reto.

A mis tutores industriales, Ing. Jonathan Escalona e Ing. Galaví Fuenmayor, quienes con su experiencia técnica, responsabilidad y cariño, me orientaron y apoyaron siempre en la elaboración de este trabajo.

Al equipo de profesionales de la Unidad de Estudios Integrados del Distrito Social San Tomé: Inés, Adrienne, Jorge P., Luis M., Dayana, Atahualpa, Edwards, Elianny, José C., Luis C., Charbel, Sujey, Lerrys, Denisse, Roxana, Jesús, y muy especialmente, al Ing. Carlos Velásquez, por poner su granito de arena para que este

trabajo pudiese culminarse y por todo el tiempo que me dedicó. “Gracias a todos por su valiosa colaboración y por recibirme en esta sala”.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
CONTENIDO	viii
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xix
RESUMEN.....	xx
CAPÍTULO I. EL PROBLEMA	21
1.1 Planteamiento del Problema	21
1.2 Objetivos del Estudio.....	22
1.2.1 Objetivo General	22
1.2.2 Objetivos Específicos	22
1.3 Descripción del Área en Estudio	23
1.3.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela	23
1.3.2 Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela	24
1.3.3 Estratigrafía del área.....	26
1.3.3.1 Formación Merecure	27
1.3.3.2 Formación Oficina.	28
1.3.3.3 Formación Freites	28
1.3.3.4 Formación Las Piedras.....	29
1.3.3.5 Formación Mesa.....	29
1.3.4 Ubicación geográfica del Distrito Social San Tomé	29
1.3.4.1 Área Tradicional de Crudos Pesados (San Tomé)	30
1.3.4.2 Características del Área Tradicional de Crudos Pesados.....	31
1.3.5 Campo Melones.....	32
1.3.5.1 Reseña Histórica del Campo Melones.	33

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	35
2.1 Antecedentes.....	35
2.2 Estimados de Reservas de Hidrocarburos en los Yacimientos	36
2.2.1 Reservas de los Yacimientos.....	36
2.2.2 Clasificación de las Reservas	36
2.2.2.1 Reservas Probadas.....	37
2.2.2.2 Reservas Probables	38
2.2.2.3 Reservas Posibles.....	39
2.2.3 Métodos para el Cálculo de Reservas.....	40
2.2.3.1 Método Volumétrico	40
2.2.3.2 Curvas de Declinación de Producción	41
2.2.3.2.1 Declinación Nominal	41
2.2.3.2.2 Declinación Efectiva.....	42
2.2.3.2.3 Tasa Límite Económico	42
2.3 Cálculo Volumétrico de Hidrocarburos.....	43
2.3.1 Ecuaciones Volumétricas	43
2.4 Tipos de Métodos de Producción	44
2.4.1 Factor de Recuperación de Petróleo	44
2.5 Método Probabilístico.....	46
2.5.1 Técnica Monte Carlo	49
2.6 Análisis de Riesgo	49
2.6.1 Riesgo e Incertidumbre	51
2.6.2 Probabilidad.....	54
2.6.3 Estadística Descriptiva	55
2.6.3.1 Variables Random, Aleatorias o Distribuidas.....	55
2.6.3.2 Distribuciones de Probabilidad	57
2.6.3.2.1 Distribuciones Empíricas o Histograma	58
2.6.3.2.2 Distribuciones Paramétricas.	58

2.6.3.2.2.1 Principales Características de una Distribución de Probabilidad.....	60
2.6.3.2.2.2 Media o Valor Esperado.....	61
2.6.3.2.2.3 Moda.....	62
2.6.3.2.2.4 Mediana.....	63
2.6.3.2.2.5 Dispersión.....	64
2.6.3.2.2.6 Varianza y Desviación Estándar.....	65
2.6.3.2.2.7 Coeficiente de Variación.....	66
2.6.3.2.2.8 Percentiles.....	67
2.6.3.2.2.9 Intervalo de Confianza.....	67
2.6.3.2.3 Distribuciones Paramétricas de Uso Común.....	69
2.6.3.2.4 Distribuciones para Variables Aleatorias Continuas.....	70
2.6.3.2.4 Distribuciones para Variables Aleatorias Discretas.....	77
CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS.....	84
3.1 Centinela 2.000.....	84
3.1.1 Aplicaciones del Centinela.....	84
3.1.2 Beneficios.....	87
3.1.3 Menú de opciones de Centinela.....	88
3.1.3.1 Módulo Pozo (Menú Prueba).....	89
3.2 Oil Field Manager – OFM (Schlumberger).....	90
3.3 Carpeta de Pozos Digital (Simde).....	98
3.4 Sigemap.....	99
3.5 Crystal Ball.....	101
3.5.1 Menús de Crystal Ball.....	103
3.5.2 Barra de Herramientas de Crystal Ball.....	104
3.5.3 Ejecutar la Simulación.....	106
3.5.4 Restaurar y Ejecutar a Paso Simple.....	107
3.5.5 Cerrar Crystal Ball.....	108
3.6 OpenWorks.....	109

3.6.1	StraWorks	109
3.6.2	Correlation	109
CAPÍTULO IV. MARCO METODOLÓGICO		110
4.1	Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información	110
4.2	Descripción del Modelo Geológico	110
4.3	Determinación de parámetros petrofísicos de la formación	111
4.3.1	Determinación del Volumen de Arcilla (Vsh).....	112
4.3.1.1	Método de Gamma Ray Linear	112
4.3.1.2	Método de Gamma Ray Power Law	112
4.3.1.3	Método del SP	113
4.3.2	Determinación de la Porosidad (\emptyset)	114
4.3.3	Determinación de la Saturación de Agua (Sw)	116
4.3.4	Estimación de los parámetros petrofísicos	117
4.3.5	Determinación de Saturación de agua Irreducible (Swirr)	118
4.3.6	Determinación de la permeabilidad (K)	118
4.3.7	Determinación de los valores promedios de las propiedades de la roca ...	121
4.3.8	Mapa de Isopropiedades	122
4.4	Revisión y Validación de los datos de Producción.....	123
4.4	Chequeo de las Propiedades PVT de los fluidos	124
4.4.1	Inventario de los Análisis P.V.T.....	124
4.4.2	Chequeo de la representatividad de la muestra	125
4.4.3	Chequeo de la consistencia de los resultados	126
4.4.3.1	Prueba de la Linealidad de la Función “Y”	126
4.5.3.2	Prueba de Balance de Masas	127
4.5.3.3	Prueba de Densidad.....	131
4.5.3.4	Prueba de desigualdad.....	131
4.5	Estimación de Hidrocarburos Originalmente en Sitio y Reservas.....	132
4.5.1	Método Determinístico	132
4.5.2	Métodos Probabilístico	134

4.6 Evaluación de las estrategias de desarrollo.....	139
4.6.1 Estimación de la Tasa Inicial de Producción.....	140
4.6.2 Estimación de Declinación de Producción.....	143
4.6.3 Evaluación Económica	143
CAPÍTULO V. DISCUSION DE RESULTADOS	145
5.1 Recopilación de Información.....	145
5.2 Descripción del Modelo Geológico.....	147
5.2.1 Marco Estratigráfico.....	148
5.2.2 Marco Estructural	148
5.2.3 Modelo Sedimentológico.....	149
5.3 Determinación de las propiedades petrofísicas de la formación.....	151
5.4 Revisión y validación de datos de producción.....	154
5.5 Chequeo de las propiedades PVT de los fluidos	156
5.5.1 Representatividad de la muestra (Información del yacimiento y de la prueba).....	156
5.5.2 Validación de la consistencia de los resultados.....	156
5.5.2.1 Prueba de Balance de Masas.....	156
5.5.2.2 Linealidad de la Función Y	158
5.5.2.3 Prueba de densidad.....	162
5.5.2.4 Prueba de desigualdad.....	163
5.6 Estimación de Hidrocarburos Originalmente en Sitio y Reservas.....	165
5.6.1 Cálculo Determinístico	165
5.6.2 Propagación de la Incertidumbre.....	166
5.6.2.1 Desarrollo Probabilístico de las Variables de Entrada (Asignación de distribuciones probabilísticas).....	167
5.6.2.1.1 Ajuste según el Criterio de Expertos	167
5.6.2.1.2 Ajuste mediante Pruebas de Bondad de Ajuste	170
5.6.3 Petróleo Original en Sitio (POES).....	173
5.6.4 Factor de Recobro (FR).....	178

5.6.5 Reservas Recuperables de Hidrocarburos	183
5.6.6 Evaluación de las Estrategias de Desarrollo.....	187
5.6.6.1 Estudio y selección de oportunidades en los yacimientos	187
5.6.6.2 Potencial Inicial en Pozos Horizontales.....	192
5.6.6.2.1 Propagación de la Incertidumbre en el Modelo de Tasa Inicial de Producción.....	193
5.6.6.3 Estimación de la Declinación de Producción.....	195
5.6.6.4 Plan de Explotación	197
5.6.7 Evaluación económica.....	203
CONCLUSIONES	204
RECOMENDACIONES.....	206
BIBLIOGRAFÍA	207
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	209

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1.1: Ubicación relativa de la Cuenca Oriental de Venezuela	23
Figura N° 1.2: Cuencas sedimentarias de Venezuela.....	25
Figura N° 1.3: Ubicación relativa de la Faja Petrolífera del Orinoco.	26
Figura N° 1.4: Columna Estratigráfica del Área	27
Figura N° 1.5: Ubicación geográfica del Distrito Social San Tomé	30
Figura N° 1.6: Área Tradicional de Crudos Pesados.....	31
Figura N° 1.7: Área del Campo Melones	33
Figura N° 2.1: Representación grafica de los diferentes tipos de distribuciones probabilísticas.	47
Figura N° 2.2: Esquema metodológico del análisis de riesgo	51
Figura N° 2.3: Condiciones de ambientes bajo riesgo	52
Figura N° 2.4: Características de la toma de decisiones bajo incertidumbre	53
Figura N° 2.5: Comportamiento de una variable aleatoria.....	56
Figura N° 2.6: Tipo de distribuciones de probabilidad	57
Figura N° 2.7: Parámetros resaltantes de una distribución de probabilidad.....	61
Figura N° 2.8: Determinación del percentil en una distribución de probabilidad.....	64
Figura N° 2.9: Distribución de la desviación estándar de la media	66
Figura N° 2.10: Intervalo de confianza de una distribución.....	68
Figura N° 2.11: Distribución tipo triangular	75
Figura N° 2.12: Distribución de probabilidad tipo uniforme	77
Figura N° 3.1: Aplicaciones utilizadas en el Centinela.....	84
Figura N° 3.2: Pantalla Principal del Centinela 2000 Modulo Pozo.....	88
Figura N° 3.3: Información de Prueba de Producción del Pozo	90
Figura N° 3.4: Ventana Principal del programa OFM	91
Figura N° 3.5: Inicio de OFM	93
Figura N° 3.6: Mapa Base en OFM.....	94

Figura N° 3.7: Ventana de Selección de Variables del Reporte.....	95
Figura N° 3.8: Reporte generado por OFM.....	95
Figura N° 3.9: Gráfico Generado por OFM	96
Figura N° 3.10: Gráfico de Declinación.....	97
Figura N° 3.11: Ventana Principal de SIMDE, Clasificación por Campos y distribución por Pozos.....	98
Figura N° 3.12: Información contenida por pozo en SIMDE	99
Figura N° 3.13: Figura Central de Sigemap	101
Figura N° 3.14: Pantalla de bienvenida de Crystall Ball.....	102
Figura N° 3.15: Menús de Crystal Ball	104
Figura N° 3.16: Barra de herramientas de Crystal Ball.....	105
Figura N° 3.17: Cuadro de pronósticos	107
Figura N° 3.18: Panel de control de Crystal Ball	107
Figura N° 4.1: Módulo MathPack, utilizado en la generación de la curva sintética de porosidad efectiva	116
Figura N° 4.2: Gráfico cruzado de permeabilidad vs. porosidad de núcleo.....	120
Figura N° 4.3: Gráfico de la relación entre Kv/Kh	121
Figura N° 4.4: Logo del Software OFM.....	123
Figura N° 4.5: Logo del Simulador Crystal Ball.....	135
Figura N° 4.6: Barra de Herramientas del Crystal Ball 2000.....	135
Figura N° 4.7: Pasos para la definición de variables de entrada	136
Figura N° 4.8: Distribución de probabilidad generada para una variable aleatoria ..	137
Figura N° 4.9: Definición de la celda pronóstico	138
Figura N° 4.10: Inicio de la Simulación Montecarlo	139
Figura N° 5.1: Mapa isópaco-estructural de los Yacimientos U6 MEL 166 y Prospecto U6 101, Campo Melones.....	147
Figura N° 5.2: Mapa paleogeográfico	150
Figura N° 5.3: Gráfico Cross-Plot. (RD vs Sw).....	153
Figura N° 5.4: Grafico de producción de RGP vs Tiempo del pozo MEL 172	155

Figura N° 5.5: Grafico de producción de RGP vs Tiempo del pozo MEL 166	155
Figura N° 5.6: Solubilidad del gas (Rs) Vs Presión	158
Figura N° 5.7: Comportamiento de la Función Y	160
Figura N° 5.8: Función Y suavizada vs Presión.....	161
Figura N° 5.9: Grafico de Volumen relativo (V/Vr) vs Presión	162
Figura N° 5.10: Comportamiento del Rs vs Presión	164
Figura N° 5.11: Comportamiento del Bo vs Presión.....	165
Figura N° 5.11: Distribución de probabilidad asignada al área del yacimiento U6 MEL 166	168
Figura N° 5.12: Distribución de probabilidad asignada al área del yacimiento U6 101	168
Figura N° 5.13: Distribución de probabilidad asignada a la porosidad de los yacimientos	169
Figura N° 5.14: Distribución de probabilidad asignada a la saturación de agua de los yacimientos.....	169
Figura N° 5.15: Distribución de probabilidad asignada al espesor de los yacimientos	169
Figura N° 5.16: Distribución de probabilidad asignada al área del yacimiento U6 MEL 166	171
Figura N° 5.17: Distribución de probabilidad asignada al área del yacimiento U6 101.....	171
Figura N° 5.18: Distribución de probabilidad asignada a la porosidad de los yacimientos	171
Figura N° 5.20: Distribución de probabilidad asignada a la saturación de agua de los yacimientos.....	172
Figura N° 5.21: Distribución de probabilidad asignada al espesor de los yacimientos	172
Figura N° 5.22: Distribución de probabilidad ajustada al POES	174
Figura N° 5.23: Intervalo de Confianza del 80%	175

Figura N° 5.24: Probabilidad del resultado determinístico	175
Figura N° 5.25: Grafico de Sensibilidades y Tornado	176
Figura N° 5.26: Distribución de probabilidad ajustada al POES	177
Figura N° 5.27: Distribución de probabilidad asignada a la permeabilidad del yacimiento U6 MEL 166.....	179
Figura N° 5.28: Distribución de probabilidad asignada a la permeabilidad del yacimiento U6 101	179
Figura N° 5.29: Distribución de probabilidad ajustada para el factor de recobro.....	180
Figura N° 5.30: Intervalo de confianza del 80%	180
Figura N° 5.31: Probabilidad del resultado determinístico	181
Figura N° 5.32: Diagrama de Sensibilidades y Tornado.....	182
Figura N° 5.33: Distribución de probabilidad ajustada al Factor de Recobro (FR)..	182
Figura N° 5.34: Distribución de probabilidad de las reservas de hidrocarburos.....	184
Figura N° 5.35: Intervalo de confianza del 80%	185
Figura N° 5.36: Diagrama de Sensibilidad y Tornado	185
Figura N° 5.37: Petróleo Acumulado (Yacimiento U6 MEL 166)	188
Figura N° 5.38: Agua Acumulada (Yacimiento U6 MEL 166)	189
Figura N° 5.39: Gas Acumulada (Yacimiento U6 MEL 166).....	189
Figura N° 5.40: Mapa de Isopermeabilidad	190
Figura N° 5. 41: Mapa de Arena Neta Petrolífera.....	191
Figura N° 5.42: Mapa de Isoporosidad	191
Figura N° 5.43: Mapa de Saturación de agua.....	192
Figura N° 5.44: Distribución de probabilidad del potencial inicial (Loc-3)	194
Figura N° 5.45: Intervalo de confianza de 80%	195
Figura N° 5.46: Área de drenaje de un pozo horizontal	196
Figura N° 5.47: Declinación de producción del Yacimiento U6 MEL 166. (Escenario I).....	198
Figura N° 5.48: Ubicación de las localizaciones 1 y 2 en el Yacimiento U6 MEL 166.....	199

Figura N° 5.49: Comportamiento de producción del Yacimiento U6 MEL 166. (Escenario II).....	200
Figura N° 5.50: Posición de las localizaciones 3 y 4 en el Yacimiento U6 101	201

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 2.1 Características de las distribuciones probabilísticas comunes.....	48
Tabla N° 4.1: Datos de permeabilidad y porosidad del núcleo POZO MS-827	119
Tabla N° 5.1 Información Disponible	145
Tabla N° 5.2: Datos Oficiales de los Yacimientos.....	146
Tabla N° 5.3: Propiedades Petrofísicas de los Yacimientos	152
Tabla N° 5.4: Resultados de la prueba de Balance de Materia	157
Tabla N° 5.5: Resultados Función Y.....	159
Tabla N° 5.7 Resultados determinísticos de POES, Fr Y Reservas de Hidrocarburos.....	166
Tabla N° 5.8: Resultados.....	177
Tabla N° 5.9: Incertidumbre de los resultados	183
Tabla N° 5.10: Percentiles.....	186
Tabla N° 5.11: Escenarios Optimista, Más Probable y Pesimista.....	186
Tabla N° 5.12: Análisis de Incertidumbre Yacimiento U6 MEL 166.....	187
Tabla N° 5.13: Potencial promedio para las localizaciones propuestas	193
Tabla N° 5.14: Reservas asociado a cada localización.....	197
Tabla N° 5.15: Análisis de declinación.	202
Tabla N° 5.16: Resultados de la evaluación económica.	203

RESUMEN

En la División Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco existen numerosos yacimientos con escasos datos de fluidos, presiones y producción que permitan realizar estudios convencionales y/o de simulación numérica para cuantificar en forma precisa las reservas de hidrocarburos.

A través del método determinístico se obtuvieron los valores de los parámetros, POES, Factor de recobro y Reservas, aplicando las ecuaciones correspondientes; mientras que con el método probabilístico, se ajustaron las distribuciones para cada una de las variables involucradas, es decir, porosidad, saturación de agua, espesor, y permeabilidad en los parámetros antes mencionados, utilizando para ello dos (2) metodologías, Criterio de Experto y Pruebas de Bondad de Ajuste, con la utilización del software Crystal Ball. Seguidamente se aplicó la simulación Monte Carlos, con la finalidad de obtener la distribución de probabilidad que permitió calcular la incertidumbre asociada a los resultados determinísticos, POES, Factor de Recobro y reservas con su valor más probable. En estos resultados se observó un amplio rango de valores y en el caso de las reservas de los yacimientos, fueron discretizadas, de acuerdo al grado de certidumbre; en tres escenarios, uno (1) pesimista, que representan el 10 % de probabilidad del valor verdadero de las reservas de los yacimientos, ubicándose en un percentil 90 (P90). Un segundo (2) escenario que corresponde al más probables con un 50 % de probabilidad de ocurrencia, ubicándose en el percentil 50, y por último el tercer (3) escenario, considerado como el optimista, con un 90 % de probabilidad de ocurrencia, ubicándose en el percentil 10.

Con los volúmenes de reservas de hidrocarburos ubicados en el segundo escenario o el más probable, P50, se realizó la planificación de los esquemas de explotación de los yacimientos, los cuales consistieron en la perforación de dos pozos horizontales en cada uno de ellos, con un potencial promedio por pozo de 550 BPPD.

CAPÍTULO I.

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

Conocer el grado de certidumbre de los volúmenes de hidrocarburos que pueden ser recuperados depende en gran forma de la calidad y cantidad de los datos registrados en un yacimiento en particular, lo cual determina el éxito de cualquier estudio de ingeniería, y por consiguiente de un proyecto. La estimación de las reservas de hidrocarburos es un fin de cada etapa de los trabajos de prospección y exploración de yacimientos que llevan a cabo las gerencias de yacimientos, y que además continúa durante la fase de explotación del mismo. La cuantificación de las reservas petroleras es un asunto que implica criterios geológicos, petrofísicos, ingeniería de yacimientos y análisis de riesgo e incertidumbre, entre otros, para así lograr visualizar las mejores estrategias de desarrollo a largo plazo y mejorar la gerencia operacional “día a día” de los campos productores. Además representan la base de sustentación de las inversiones y proyectos a ser desarrollados en el corto, mediano y largo plazo en la industria petrolera.

En la División Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco existen una gran cantidad de yacimientos que poseen poca información de presiones y producción necesaria para realizar estudios convencionales y de simulación numérica que permitan cuantificar en forma precisa sus reservas, estos son los casos de los Yacimientos U6 MEL 166 y U6 101, que debido a la poca información disponible, existe incertidumbre del volumen de sus reservas de hidrocarburos. Por ello se hace necesaria la aplicación de criterios estadísticos para determinar el escenario con mayor probabilidad de ocurrencia.

Se estimarán probabilísticamente los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio de los Yacimientos U6 MEL 166 y U6 101 por medio del análisis de riesgo e incertidumbre, soportado en el comportamiento estadístico de las variables de entrada en la ecuación volumétrica para calcular el POES. Estas variables son: área, espesor, porosidad, saturación de agua y el factor volumétrico del petróleo, para ello se utilizará el Método Monte Carlo con la ayuda de la aplicación Crystal Ball.

De la misma manera se estimará el factor de recobro a través del análisis de riesgo e incertidumbre. Una vez obtenidas las reservas de hidrocarburos de los yacimientos se visualizarán diversas estrategias de desarrollo para producir los volúmenes de hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo.

1.2 Objetivos del Estudio

1.2.1 Objetivo General

Estimar probabilísticamente 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.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Describir el modelo geológico de los yacimientos U6 MEL 166 y U6 101 del Campo Melones.
- Calcular los parámetros petrofísicos del nivel estratigráfico U6.
- Chequear las propiedades PVT de los fluidos de los yacimientos U6 MEL 166 y U6 101 del Campo Melones.
- Determinar probabilísticamente los hidrocarburos Originalmente en Sitio de los Yacimientos U6 MEL 166 y U6 101 del Campo Melones.

- Evaluar las estrategias de desarrollo de las reservas de de hidrocarburos de los Yacimientos U6 MEL 166 y U6 101 del Campo Melones.

1.3 Descripción del Área en Estudio

1.3.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela, es la segunda más importante del país. Está situada en la zona Centro-Este del país formando una depresión topográfica y estructural. La misma comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Territorio Federal Delta Amacuro y parte del estado Sucre. Limita por el Norte por la línea que demarca el piedemonte de la Serranía del Interior Central y Oriental, al Sur por la Ribera Norte del Río Orinoco, al Oeste por el Levantamiento de Baúl y hacia el Este la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria y se hunde en el Océano Atlántico hacia el Delta del Río Orinoco (Figura N° 1.1).



Figura N° 1.1: Ubicación relativa de la Cuenca Oriental de Venezuela

1.3.2 Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Se caracteriza por su contenido de recursos de hidrocarburos, es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, sólo sobrepasada por la Cuenca del Lago de Maracaibo. Si se añaden a estos recursos las reservas estimadas para su parte meridional o Faja Petrolífera del Orinoco, pasaría a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos de América del Sur.

Esta cuenca está situada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural, limitada al sur por el curso del Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el Este con Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana. Hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco, siendo éste un área nueva para la explotación de hidrocarburos.

Esta cuenca sedimentaria es la segunda en importancia entre las cuencas sedimentarias venezolanas, tiene una longitud aproximada de 600 km. en sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200 km de Norte al Sur y un área total aproximada de 165.000 km². y comprende la mayor parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y también la Mitad Sur de Trinidad. La producción proviene de las arenas que varían en edad desde el Mioceno hasta el Cretáceo (Figura N° 1.2).

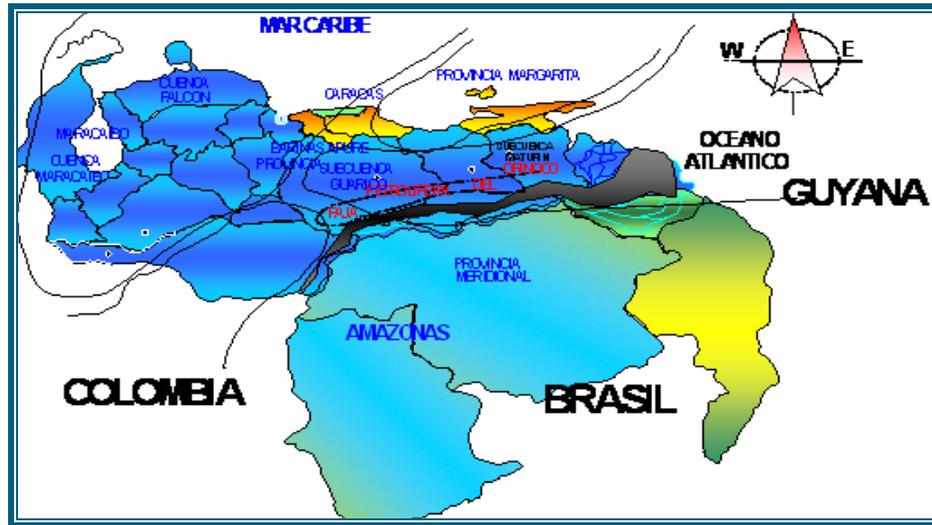


Figura N° 1.2: Cuencas sedimentarias de Venezuela

Las principales trampas están controladas por combinación de factores estructurales y estratigráficos. El flanco Norte de la Subcuenca de Maturín presenta acuñamiento en la Formación La Pica, asociación con fallas de gran desplazamiento y diapiros de barro. El flanco sur contiene yacimientos múltiples en las Formaciones Oficina y Merecure del Oligo-Mioceno, en los domos cortados por fallas inversas, cierres contra fallas y posibles asociaciones con remanentes erosiónales hacia el extremo Sur de la cuenca, en la Faja Petrolífera del Orinoco (Figura N° 1.3).

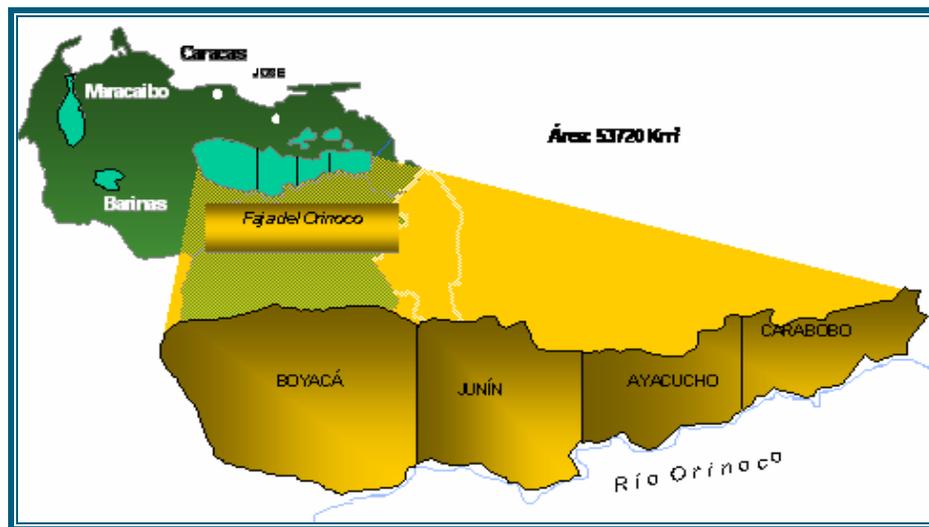


Figura N° 1.3: Ubicación relativa de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.3.3 Estratigrafía del área

La sección sedimentaria preservada en el área de Melones abarca desde el paleozoico hasta el reciente y subrayase discordantemente al complejo ígneo-metamórfico del escudo de Guayana.

El basamento es de edad precámbrica y está representada por rocas ígneas y metamórfica suprayacente al basamento y de manera discordante. Existen sedimentos paleozoicos representados por las formaciones Hato Viejo y Carrizal.

Discordante sobre el paleozoico, existen sedimentos cretáceos, representados por la formación Canoa y Tigre del grupo temblador los cuales son de origen continental.

En el área de estudio; la secuencia cretácica descansa directamente y de manera discordantes sobre el basamento ígneo-metamórfico. Desde el cretáceo superior hasta el Oligoceno superior el área de Melones estuvo expuesta a erosión y se generaron

valles aluviales que permitieron la deposición de la secuencia de ambiente fluvial. Posteriormente se deposita la Formación Merecure la cual es arenisca masiva de grano fino a medio con intercalación de lutitas.

Concordante sobre la formación Merecure, se deposita la formación Oficina de edad Mioceno temprano a medio, representado por areniscas correspondientes a sedimentos arenosos fluviales deltaicos, intercalados con lutitas, limonitas y carbones (Figura N° 1.4).

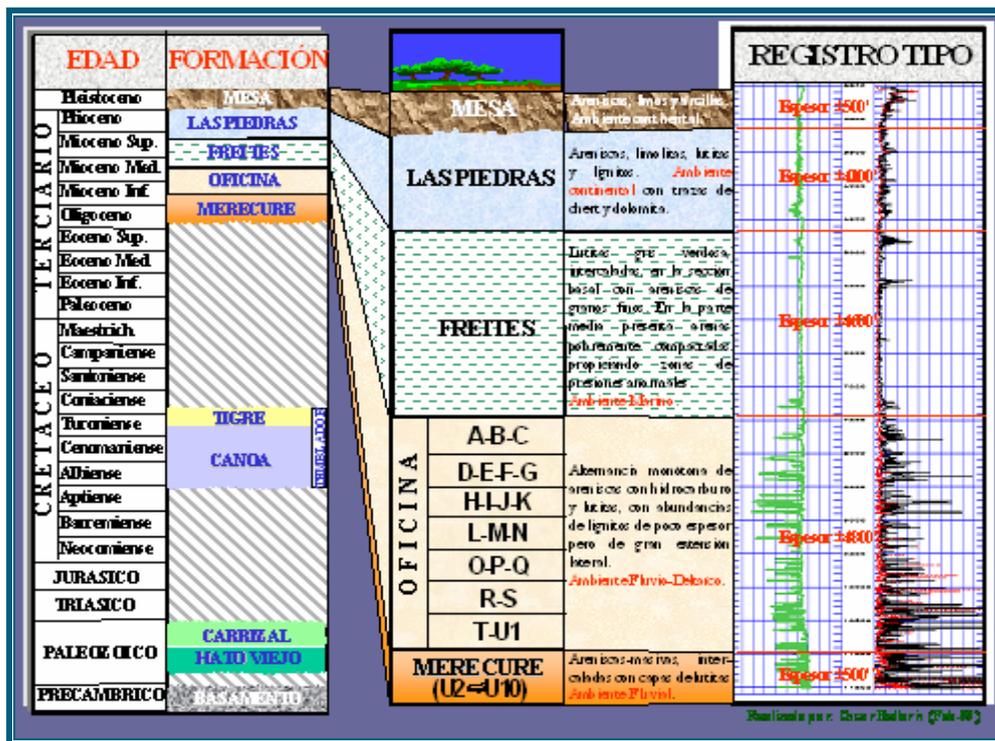


Figura N° 1.4: Columna Estratigráfica del Área

1.3.3.1 Formación Merecure

La profundidad máxima de esta formación se ubica a 7.220 pies, su espesor es aproximado de 1.990 pies, se caracteriza por la abundancia de arenisca de granos

finos a gruesos, lutitas grises, marinas verdosas. El ambiente sedimentario es de aguas dulces a salobres el cual es sugerido por los foraminíferos arenáceos y restos de plantas que contiene la unidad; las arenas de esta formación se identifican desde la U2 hasta U10. Esta formación es perteneciente a la edad del Oligoceno.

1.3.3.2 Formación Oficina.

Se presenta en el subsuelo de todo el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en los estados Anzoátegui y Monagas. Se encuentra a una profundidad aproximada de 3.408 pies, con espesores variables en promedio entre 10 y 50 pies entre los diferentes estratos, su litología está formada por arenas con intercalaciones de lutitas, donde las arenas van desapareciendo progresivamente para dar paso a los lignitos de amplia extensión. Las arenas de esta formación se identifican desde A0 hasta U1 de menor a mayor tiempo de formación; es decir, en orden cronológico ascendente. Es perteneciente a la edad del Mioceno Inferior.

Esta Formación es una de las unidades estratigráficas más importante debido a su producción de hidrocarburos y las reservas remanentes presentes que son aproximadamente de 12 MMBN.

1.3.3.3 Formación Freites

Se presenta en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, y consiste esencialmente de lutitas marinas de color gris verdoso. En las secciones inferior y superior de la secuencia se presentan areniscas, siendo algunas de ellas muy persistentes lateralmente. El espesor varía entre 825 y 3.000 pies. Contiene conjuntos de moluscos y foraminíferos y algunas especies de ostrácodos, esta formación tiene un carácter predominante lutítico.

1.3.3.4 Formación Las Piedras

Aflora en la mayor parte de los estados Anzoátegui y Monagas, encontrándose también en el subsuelo de la Cuenca Oriental, se encuentra a una profundidad aproximada de unos -420 pies, lo que la ubica debajo de la Formación Mesa. La Formación Las Piedras está formada por depósitos fluviales salobres, de unos 5.000 pies de espesor. Presenta como litología: areniscas de grano fino y color verdoso, así como arcillas, lutitas, lentes de arena gris de grano muy fino y lignitos. La misma se ubica entre las edades del Plioceno y el Mioceno superior.

1.3.3.5 Formación Mesa

La Formación Mesa se encuentra discordante y suprayacente a la Formación Las Piedras, por consiguiente, es la formación más reciente y se extiende por los llanos orientales de Monagas y Anzoátegui, parte de Sucre y parte de Guárico; su espesor aproximado es de 420 pies, cuya litología predominante es arenisca, conglomerados gruesos y algunas arcillas que le dan una coloración rojiza y amarillenta. Es muy común encontrar en la parte superior de las mesas y colinas de baja altura de la formación, casquetes de gravas ferruginosas.

1.3.4 Ubicación geográfica del Distrito Social San Tomé

El Distrito Social San Tomé tiene un área aproximada de 24.000 km² comprendiendo la mayor parte del sur de los estados: Anzoátegui y Guárico y se extiende hasta Casma-Soledad en el estado Monagas. Este distrito está ubicado específicamente en el centro de la Mesa de Guanipa, Estado Anzoátegui (Figura N° 1.5).

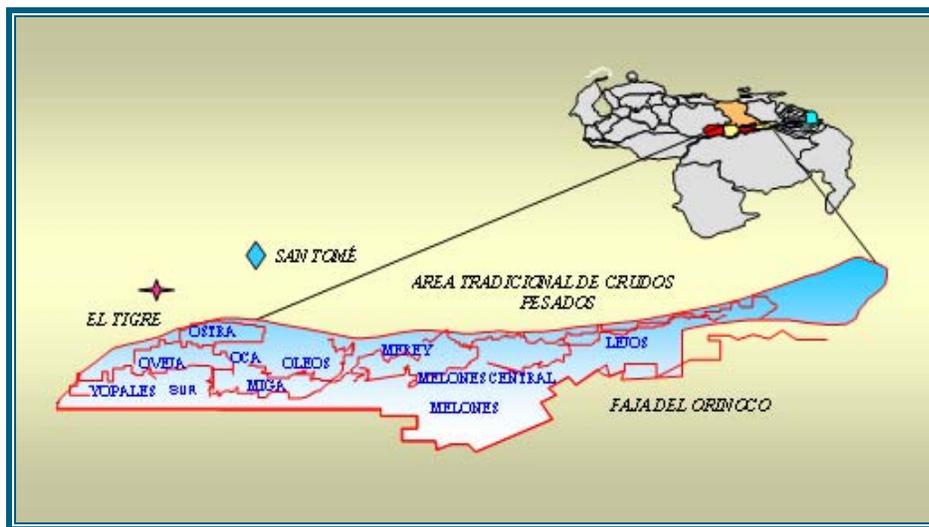


Figura N° 1.6: Área Tradicional de Crudos Pesados

1.3.4.2 Características del Área Tradicional de Crudos Pesados

Esta área posee características estratigráficas, estructurales y de acumulación de hidrocarburos similares a las del Área Mayor Oficina, las cuales se continúan también hacia el Sur en el Área Hamaca.

El elemento estructural predominante en el Área Tradicional, es un homoclinal de buzamiento muy suave de 2 a 3 grados hacia al Norte y aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca, cortado por sistemas de fallas normales en direcciones Noreste–Suroeste y en menor cantidad Noroeste–Sureste, las cuales responden a esfuerzos tensionales característicos de bordes de dicha cuenca.

Adicionalmente, se observan algunos cambios estructurales locales en los topos de las arenas prospectivas. Las zonas productoras son arenas de grano medio a grueso, bien distribuidos, masivas y no consolidadas. Los registros eléctricos muestran lutitas de gran extensión, así como también intercalaciones lutíticas menores y una excelente continuidad.

Las propiedades promedios en la extensión lateral de las arenas son de 27% en cuanto a la porosidad, permeabilidad de 2.000 milidarcies, saturación de agua 15% y arcillosidad 15%. Por los resultados de laboratorio tienen una gravedad API promedio de 11,9 °API y una viscosidad de 720 centipoes en superficie. Los mecanismos de producción activos en los yacimientos del área son una combinación de empuje por gas en solución y empuje de los acuíferos asociados a cada yacimiento.

1.3.5 Campo Melones

El Campo Melones está enmarcado dentro de las coordenadas UTM (N.-953100, E.-390800, N.-971900, E.- 428000) con Datúm geodésico ubicado en la Canoa, Edo. Anzoátegui (Figura N° 1.7). El Campo Melones, se encuentra ubicado a 50 km. al Sur-Este de la Ciudad del Tigre, limitado al sur con la parte Norte de La Faja Petrolífera del Orinoco, limita al Norte con el Campo Merey, al Este con el Campo Dobokubi y al Oeste con el Campo Miga; abarca un área total de 699 km² aproximadamente. Presenta estratos con buzamiento suave al norte, y el patrón de fallamiento corresponde a fallas normales típicas de un régimen extensivo. Se observan dos direcciones preferenciales de fallamiento, una en sentido Este-Oeste y otra con sentido Suroeste-Noreste, ambos con desplazamientos variables. En general, los yacimientos petrolíferos se localizan al norte de estas fallas. El entrampamiento es resultado de la combinación de efectos estructurales y efectos estratigráficos. La variedad de los crudos de esta zona oscila entre 10 y 12 °API; de igual forma presenta una permeabilidad variable entre 300 y 3.000 milidarcies.

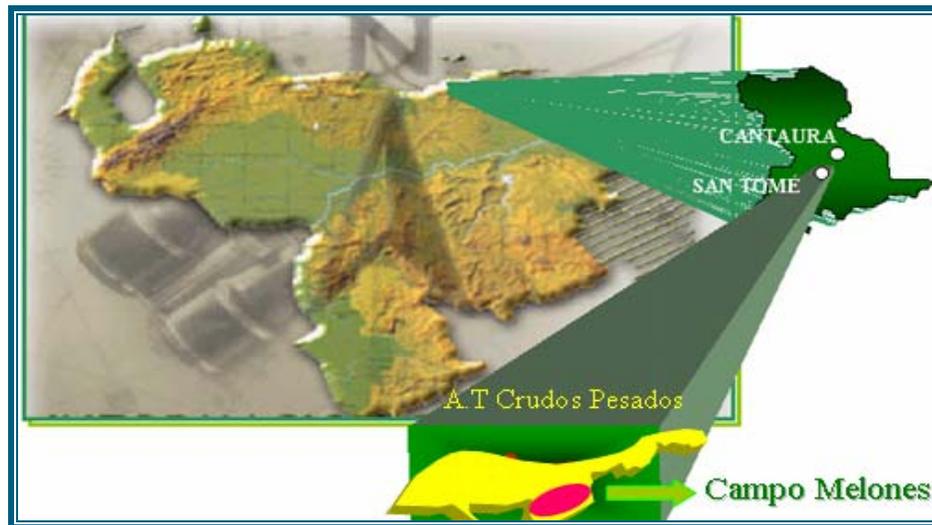


Figura N° 1.7: Área del Campo Melones

1.3.5.1 Reseña Histórica del Campo Melones.

El Campo Melones inició su etapa de desarrollo con la perforación del pozo MM-401, en el año 1.956. Se perforaron pozos verticales en arreglos hexagonales de siete pozos invertidos y con un espaciamento de 620 metros aproximadamente.

En la segunda etapa de desarrollo para 1.979, se continuó con la perforación de pozos verticales y produciendo bajo los esquemas convencionales pero con la necesidad de desarrollar nuevas estrategias de explotación. Desde 1.984 hasta 1.993 se continuó produciendo pozos en frío y con inyección alternada de vapor, siendo para esta fecha satisfactorios los resultados desde el punto de vista de recobro.

Es en 1.994 cuando se inicia la tercera etapa de desarrollo del Campo con la perforación de pozos de reentrada y pozos horizontales nuevos. Para el año 2.005 se tienen 135 pozos entre horizontales y reentradas completados en el campo.

Este Campo tiene aproximadamente un Petróleo Original En Sitio (P.O.E.S.) de 12.489 MMBN, su alta productividad ha generado un gran interés en el estudio del mismo, con el fin de hacer planes óptimos de desarrollo para esta área, que es de gran importancia para la producción futura.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

A continuación se presenta un resumen de los trabajos que se han hecho en la Universidad de Oriente en los últimos años que tienen cierta relación o semejanza con la investigación a realizar:

- GUZMÁN, realizó la aplicación de un método probabilístico para la estimación de reservas en yacimientos de gas, la misma estuvo orientada al estudio de la técnica Monte Carlo como método de estimación que permitiera reducir la incertidumbre en los valores determinados por métodos determinísticos. Para el desarrollo de la investigación se tomó como objeto de estudio el Yacimiento SJA JMN 110, al cual primeramente le fueron estimadas las reservas y la cantidad de hidrocarburo original en sitio por medio del método volumétrico, esto con el fin de establecer una comparación entre éste valor y el obtenido a través de la técnica probabilística de Monte Carlo. ^[1]

- FERLISI, realizó un análisis de los diferentes métodos empleados para el cálculo de reservas y se observó la variación o el porcentaje de error que presentaba al momento de comparar cada uno de ellos. Para el mismo se utilizaron datos de producción proveniente del Yacimiento UDO-2, Arena PQ2, donde a la misma se le realizó el cálculo por el método volumétrico y el de declinación de presión, además se tomo en consideración la presencia de la intrusión de agua y como se verá afectado el valor de la cantidad real del

hidrocarburo presente en el yacimiento cuando no se toma en consideración dicho fenómeno. ^[2]

- ROJAS, estimó las reservas a los pozos del Yacimiento Morichal-07 PDVSA Distrito Morichal, utilizando dos métodos de estimación de reservas; Método Volumétrico y Curvas de Declinación de Producción, con la finalidad de sincerar las reservas asociadas a los pozos y establecer una comparación entre los resultados obtenidos. ^[3]

2.2 Estimados de Reservas de Hidrocarburos en los Yacimientos

Las reservas de hidrocarburos de los yacimientos, son volúmenes de hidrocarburos, o activos con que cuentan las empresas o naciones para negociar con terceros, y obtener ganancias lucrativas del negocio. De allí en la importancia de su estimación con cierto grado de precisión y certidumbre. Las reservas pueden definirse técnicamente como el factor de recobro, y de acuerdo a los siguientes criterios:

2.2.1 Reservas de los Yacimientos

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados por técnicas tradicionales o recobro primario. El concepto puede ampliarse cuando se piensa en inducir energía de yacimiento o cambios físicos-químicos a la matriz de la roca y la reología de los fluidos obteniéndose una recuperación adicional de los hidrocarburos presentes originalmente en el yacimiento.

2.2.2 Clasificación de las Reservas

Existen criterios que pueden usarse para clasificar reservas. La más popular es la clasificación de las reservas de acuerdo al grado de certidumbre que se tenga de ellas.

De acuerdo con ese criterio, las reservas se clasifican en:

- Reservas Probadas.
- Reservas Probables.
- Reservas Posibles.

2.2.2.1 Reservas Probadas

Se considera reservas probadas aquellos volúmenes de hidrocarburos contenidos en yacimientos, los cuales, hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, puedan ser producidos comercialmente.

Dentro de estas categorías se incluyen:

- Reservas contenidas en yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- Reservas contenidas en yacimientos delimitados estructural y estratigráficamente y/o por contactos de fluidos.
- Reservas contenidas en áreas adyacentes a las ya perforadas, cuando existe una razonable certeza de producción comercial.
- Volúmenes de hidrocarburos producibles de áreas aun no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- Volúmenes adicionales producibles de yacimientos, en proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, recuperación térmica u otros).
- Volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación adicional, cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está

basado en un proyecto piloto con éxito, o en una respuesta favorable a un proyecto experimental implementado en ese yacimiento.

- En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozos, donde el análisis de núcleos y/o perfiles, indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo del mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

2.2.2.2 Reservas Probables

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- Volúmenes de hidrocarburos, que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos, en los cuales no se han efectuado pruebas de producción, y las características de los perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia.
- Volúmenes de hidrocarburos, que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, donde no se ha determinado el contacto agua petróleo, y donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más abajo.
- Volúmenes de hidrocarburos, que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- Volúmenes de hidrocarburos, estimados en estudios de geología y de ingeniería realizados, o que están en proceso, donde el juicio técnico indica,

con menor certeza que en el caso de reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados, si se aplican procedimientos comprobados de recuperación adicional.

- Volúmenes de hidrocarburos adicionales a las reservas probadas, de un yacimiento que resulten de la reinterpretación de sus parámetros, su comportamiento o cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, entre otros.).

2.2.2.3 Reservas Posibles

Las reservas posibles, son aquellos volúmenes de hidrocarburos contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, un grado menor de certeza desde el punto de vista de su recuperación, comparado con las reservas probables.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- Volúmenes de hidrocarburos sustentados por pruebas de producción inconclusa, o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que sería rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- Volúmenes de hidrocarburos que podrían existir en formación, determinados con perfiles de pozos o núcleos de formación, con características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- Volúmenes de hidrocarburos que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro del límite de reservas probadas y probables del yacimiento, y donde la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable presentan incertidumbre de resultados positivos.

- Volúmenes de hidrocarburos que podrían existir en segmentos fallados, no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.
- Volúmenes de hidrocarburos adicionales, asociados a yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito de ser sometidos a métodos de recuperación suplementaria.^[4]

2.2.3 Métodos para el Cálculo de Reservas

Una de las tareas básicas del ingeniero de yacimiento es la estimación de los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser producidos del yacimiento, (Reservas).

Cuando se relaciona con los volúmenes de hidrocarburos producidos, este ofrece un indicador del grado de agotamiento del yacimiento y de la eficiencia del o los mecanismos de desplazamiento activos.

Los métodos para la estimación de las reservas de un yacimiento son:

- Método Volumétrico.
- Métodos Estadísticos (Curvas de Declinación de Producción).
- Balance de Materiales.

2.2.3.1 Método Volumétrico

El método volumétrico permite la estimación de petróleo original en sitio (POES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca.

Debido a que estos parámetros son determinados a partir de la información obtenida de los pozos del yacimiento, y representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan cierta incertidumbre. Esta es la razón por la cual se habla de “estimación “ de reservas en base a un factor de recobro que va a depender del tipo de hidrocarburo, gas, o petróleo negro, la gravedad específica, y tipo de crudo, en el caso del petróleo (volátil, liviano, mediano o pesado).

2.2.3.2 Curvas de Declinación de Producción

Otro método de estimación de las reservas, es a través de las curvas de declinación de producción de los pozos. Este es un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento. Su naturaleza dinámica proviene del hecho que utiliza la historia de producción de los fluidos por pozo o por yacimiento, para la estimación de las reservas recuperables.

La aplicación del método, parte de que existe suficiente historia de producción, para establecer una tendencia del comportamiento de producción. La predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de esa tendencia. Para el análisis de las curvas de declinación, el ingeniero se apoya en los siguientes conceptos fundamentales:

2.2.3.2.1 Declinación Nominal

Es la declinación de la tasa de producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción de la tasa de producción. Gráficamente se puede definir como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo decimal de la tasa de producción (q) en función del tiempo.

2.2.3.2.2 Declinación Efectiva

Es una función discreta y por lo tanto, es el término más común utilizado en la industria, debido a que presenta mayor correspondencia con la tasa de producción real registrada. Es la declinación de producción desde una tasa q_i hasta $q_{(i+1)}$ en un período igual a la unidad (1 mes ó 1 año), dividido entre la tasa de producción al comienzo del período q_i .

2.2.3.2.3 Tasa Límite Económico

Es la tasa de producción de petróleo o de gas que permite compensar exactamente el costo directo de operación de un pozo, tomando en consideración el precio del crudo o gas, impuestos, regalías, y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$LE = C / (p * 30,4) \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

- LE = Tasa límite económico, en Bs/Pozo.
- C = Costo de producción por pozo / mes, en Bls/Pozo.
- P = Entrada neta por barril normal de petróleo producido (deducidos los impuestos), en Bs/Bl.

Dependiendo de la etapa de la vida en que se encuentre el yacimiento; si el yacimiento es nuevo y solo se disponen de los datos de geología, petrofísica, las características físicas de muestras de los fluidos contentivos del yacimiento, presión inicial y temperatura, se hace un estimado por el método volumétrico (que es un método determinístico, ya que reporta un solo resultado promedio del yacimiento).

Ese método, consiste en estimar la geometría del yacimiento basándose en mapas isópacos, estructurales, mediante un proceso de planimetría de los contornos. Para el cálculos de áreas, se aplica los métodos de geometría, trapezoidal y piramidal, dependiendo de las relaciones de área de los contornos. Luego se calcula el hidrocarburo original en sitio dependiendo del tipo de yacimiento, (si, es de petróleo o de gas,) y conociendo los datos de petrofísica: Porosidad, (Φ), saturación de agua connata (S_{wc}), espesor (h). ^[5]

2.3 Cálculo Volumétrico de Hidrocarburos

El cálculo volumétrico de petróleo y/o gas es una de las herramientas para la estimación de reservas.

2.3.1 Ecuaciones Volumétricas

El cálculo del petróleo originalmente en sitio se hace a través de:

$$N = \frac{7758 * A * h * \phi * S_{oi}}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

- A: área (acres).
- h: espesor (pies).
- Φ : porosidad (fracción).
- S_{oi} : saturación de petróleo (fracción).
- B_{oi} : factor volumétrico del petróleo (BY/BN)
- POES: Petróleo Original en Sitio (BN).

La constante resulta de $43560 \text{ (Pie}^2/\text{acre)}/5.615 \text{ Pie}^3/\text{bbl}$.

El gas original encontrado en solución se calcula mediante la ecuación:

$$GOES = POES * Rsi \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

- GOES: Gas Original en Sitio (PCN).
- POES: Petróleo Original en Sitio (BN).
- Rsi: Solubilidad del gas (PCN/BN).

2.4 Tipos de Métodos de Producción

Se consideran tres tipos de recobro en la etapa de vida de un yacimiento, a saber:

- Producción primaria: El pozo/yacimiento produce por energía propia o flujo natural.
- Producción secundaria: Se introduce energía externa al sistema. Esta comprende el levantamiento artificial e inyección de agua fría.
- Producción terciaria: Además de energía, el fluido o la roca sufre un cambio en sus propiedades. En este grupo se consideran: la inyección de agua caliente, gas, químicos, combustión in-situ, etc. ^[5]

2.4.1 Factor de Recuperación de Petróleo

Se define como la fracción del volumen total de hidrocarburos de un yacimiento que puede ser recuperado.

La ecuación correspondiente al Factor de Recobro, para la fase primaria de yacimientos que producen bajo el mecanismo de gas en solución según las correlaciones API, es la siguiente:

$$FR = 41,815 * \left(\frac{\phi * (1 - Swi)}{\beta_{ob}} \right)^{0,1611} * \left(\frac{k}{\mu_{ob}} \right)^{0,0979} * (Swi)^{0,3722} * \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{0,1741} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

- FR: Factor de Recobro, (porcentaje).
- ϕ : Porosidad promedio del yacimiento (fracción).
- Swi: Saturación de agua inicial (fracción).
- Bob: Factor volumétrico del petróleo al punto de burbuja (BY/BN).
- k: Permeabilidad promedio (Darcys).
- μ_{ob} : Viscosidad del crudo al punto de burbuja (Cps).
- Pb: Presión de burbuja (Lpca).
- Pa: Presión de abandono (Lpca).

Esta metodología es muy popular por dar una respuesta rápida, y se ha venido utilizando desde los inicios la industria. Sin embargo en el tiempo ha traído mucha desconcentración a los ingenieros de yacimientos, debido a la incertidumbre de los volúmenes obtenido en misma, comparativamente con los resultados obtenidos en el tiempo, al validarlo con la historia de producción, después de desarrollado los yacimiento. Cuando se requiere la toma de decisión para continuar un proceso de recobro adicional hay que hacer en muchos casos una revisión del modelo geológico (modelo estático). La razón es que cuando los yacimientos eran descubiertos, en muchos casos, se disponía de poca información de los límites del yacimiento, y los espesores de los diferentes contornos de arena, eran estimados empíricamente, y dependía de la experiencia de los ingenieros y geólogos que estuviera encargado del

área. El caso es, que solo se disponía de unos pocos pozos perforados, y cuando los yacimientos se sospechaban que eran grandes, gran cantidad de datos era inferida por los geólogos, ya que la búsqueda de información era muy costosa, y para esos momentos no se le daba la importancia del caso.

Actualmente en la búsqueda de optimizar la explotación de los yacimientos, y con la incorporación de las diferentes disciplina de la geociencia a un trabajo en equipo, con el ingeniero de yacimiento, en las salas de Estudios Integrados, se han desarrollado técnicas que ayudan a minimizar los errores e incertidumbre sobre las reservas de hidrocarburos y por ende el hidrocarburo original en sitio (POES; GOES; GCOES.). Esa nueva tecnología, está basada en la geoestadística y métodos probabilísticos, (modelo MONTE CARLO).^[4]

2.5 Método Probabilístico

Este método trata cada parámetro como un rango de valores, los cuales son representados por variables aleatorias que permiten describir eventos futuros cuyos resultados son una incertidumbre. Dichas variables se representan mediante distribuciones estadísticas, de las cuales las más comunes son las siguientes (Figura N° 2.1)

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

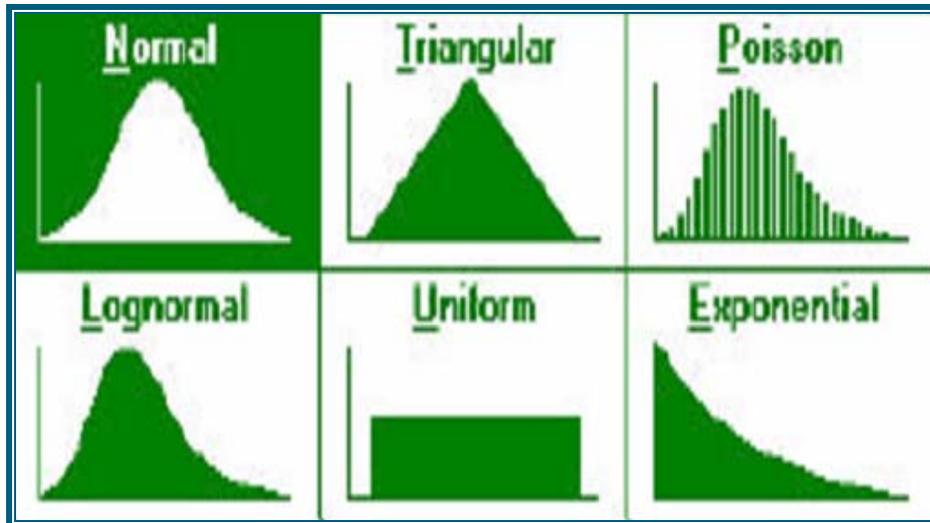


Figura N° 2.1: Representación grafica de los diferentes tipos de distribuciones probabilísticas.

En la Tabla N° 2.1 se muestra la definición y características de estas distribuciones probabilísticas.

Tabla N° 2.1 Características de las distribuciones probabilísticas 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 la base de mediciones no sesgadas. No puede ser un problema para cantidades no-negativas. El 99% de los valores caen dentro de las medias más/menos tres desviaciones estándares.
Triangular	Similar a la uniforme, pero se indica una moda.	Útil cuando el experto conoce el rango y el valor más probable. Puede ser simétrica o no. Muy fácil de editar.
Uniforme	Probabilidad uniforme entre un límite inferior y superior.	Útil cuando se conoce solamente un rango de valores posibles. Indica que no se conocen detalles acerca de la incertidumbre del parámetro.
Log normal	Distribución con una skewness positiva, con una larga cola a la derecha, lo que significa que la probabilidad de x tenga un valor al extremo más pequeño es mucho mayor que el de que tenga valores al extremo más altos.	Útil para representar cantidades físicas no negativas. Su logaritmo distribuye normal.
Exponencial	Distribución con la moda en 0, y probabilidad decreciente.	Útil para describir el tiempo entre eventos sucesivos.
Poisson	Distribución discreta similar a la normal para grandes n .	Útil para describir el número de eventos aleatorios que ocurren en un tiempo determinado.

Existen muchos métodos en los que se utilizan estas distribuciones de probabilidad para determinar si un proyecto se pueda o no llevar a cabo. Uno de estos métodos es la técnica cuantitativa de Monte Carlo, la cual hace uso de la estadística y las computadoras para emular, mediante modelos matemáticos, el comportamiento

aleatorio de sistemas reales no dinámicos (por lo general, cuando se trata de sistemas cuyo estado cambia con el paso del tiempo, se recurre, bien a la simulación de eventos discretos o bien a la simulación de sistemas continuos).^[7]

2.5.1 Técnica Monte Carlo

Este método es muy usado en los diferentes campos de estudios, ya sea en las áreas informática, empresarial, económica, etc., es por ello que resulta muy ventajosa su aplicación. En este caso es utilizado al nivel de análisis de yacimientos por lo que su uso consiste en tomar muestras de la distribución de probabilidad de cada uno de los parámetros considerados estadísticos y sustituirlos en la ecuación del método volumétrico para obtener un valor de N.

Después de repetir el proceso anterior, un número significativo de veces (1000 o más), los valores de N_i (POES)_i, son ordenados en sentido creciente, asignándole a cada uno, un valor de frecuencia acumulada igual a: $i/n+1$, donde n es el número de valores de N obtenidos. Luego si se grafica la frecuencia acumulada vs. N, se obtendrá una función de distribución acumulada de estos valores. La aplicación tanto del método determinístico como del método probabilístico “Monte Carlo” para la estimación del POES, GOES y Reservas está basada en una serie de datos característicos del yacimiento.^[4]

2.6 Análisis de Riesgo

El análisis de riesgo es un análisis de naturaleza probabilística que permite la caracterización de una toma de decisiones, considerando dos términos como pilares fundamental en su desarrollo, como son: la probabilidad de éxito aunado a sus beneficios y la probabilidad de fracaso con sus consecuencias.

Este tipo de análisis tiene como propósito fundamental soportar el proceso de toma de decisiones basadas en riesgo, las cuales poseen características tales como:

- Basadas en hechos, experiencias y datos duros.
- Que tomen en cuenta la incertidumbre de las variables consideradas en el análisis.
- Que tomen en consideración las consecuencias de dicha decisión.
- Verificar y por ende perfeccionar.

El sistema que el análisis de riesgo conlleva, está conformado, en primer orden, por la descripción del proceso o sistema que es objeto de estudio, en la cual se estudiarán a detalles todas las variables que estén involucradas en el mismo, determinando todas las variaciones o escenarios que cada una de ellas pueda adquirir. Este último aspecto se le denomina cuantificación del riesgo y está conformado en estimaciones de probabilidad y en estimaciones de consecuencias. La primera se basa en la historia de área (estadística del proceso/sistema), en la condición de área (monitoreo del proceso/sistema) y en el conocimiento empírico del proceso. La estimación de la consecuencia refleja aspectos como impacto ambiental y en personas, costos de reparación, pérdidas de mercadeo, pérdidas de producción y pérdidas de ventajas tecnológicas.

Luego que las probabilidades y las consecuencias han sido estimadas, se cuantifica el riesgo obtenido y se compara con un valor o criterio previamente establecido (Figura N° 2.2). Si el riesgo resulta ser menor al riesgo máximo permitido o supera el nivel de riesgo de éxito establecido se procede a ejecutar la decisión, la cual según el caso puede significar aprobar un proyecto, implantar una nueva tecnología, operar un proceso, etc. En el caso que el riesgo obtenido sea superior al riesgo permitido se dispone de otras opciones como tomar medidas para reducir la

incertidumbre, compra de información, modificación del sistema o el abandono del proyecto.

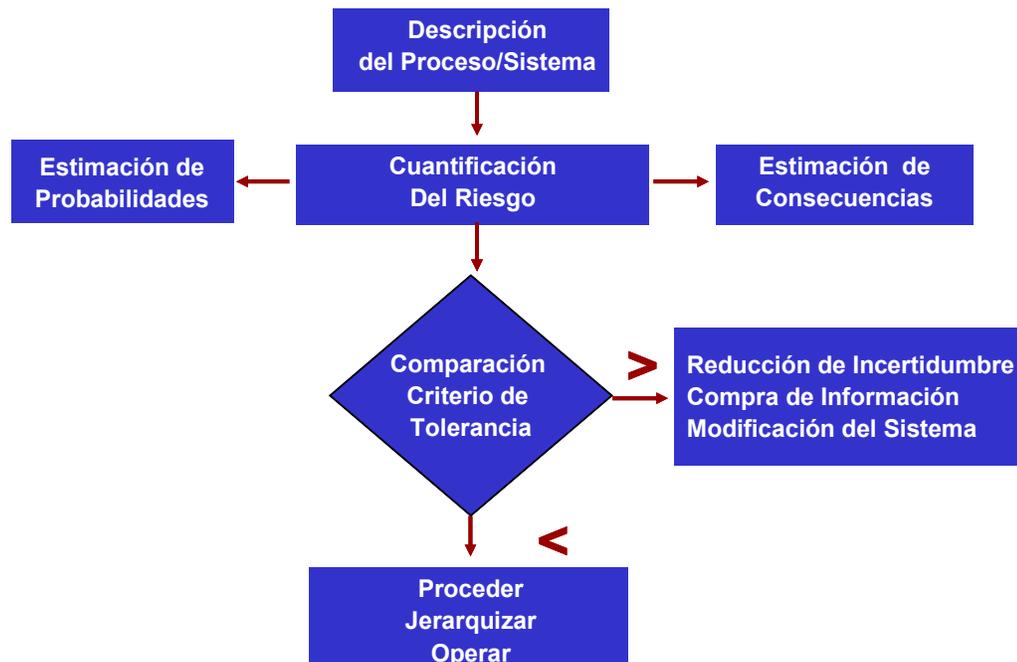


Figura N° 2.2: Esquema metodológico del análisis de riesgo

Una vez cuantificado el riesgo, el análisis dispone para la toma de decisiones de un panorama mucho más realista, objetivo y consistente para soportar el juicio con base al balance entre el riesgo de ser exitoso y el riesgo de fracasar. En todo caso, al tomar una decisión, se tiene una mejor apreciación del riesgo (probabilidad de ocurrencia e impacto) involucrado en tal decisión. ^[7]

2.6.1 Riesgo e Incertidumbre

Generalmente, cualquier tipo de estudio se presenta más confortable cuando es operado bajo certidumbre. Este parece más seguro, y podemos planificar con plena

confianza. Sin embargo, todo tipo de acciones de planificación o diseño está envuelto en incertidumbres. Donde la incertidumbre es grande, y donde no hay vías conocidas para tomar en cuenta esas incertidumbres, la toma de decisiones se hace difícil. En algunos casos nos podremos valer de la experiencia.

El riesgo, el cual es la base fundamental de los modelos de decisión, es un término de naturaleza probabilística que define la probabilidad de tener una pérdida o ganancia, expresada generalmente en unidades monetarias. Este parámetro permite caracterizar la toma de decisiones en función de la probabilidad de éxito con los beneficios asociados (ganancias) o en función de la probabilidad de fracaso con sus consecuencias asociadas (perdidas) y matemáticamente se calcula de la siguiente manera (Figura N° 2.3):

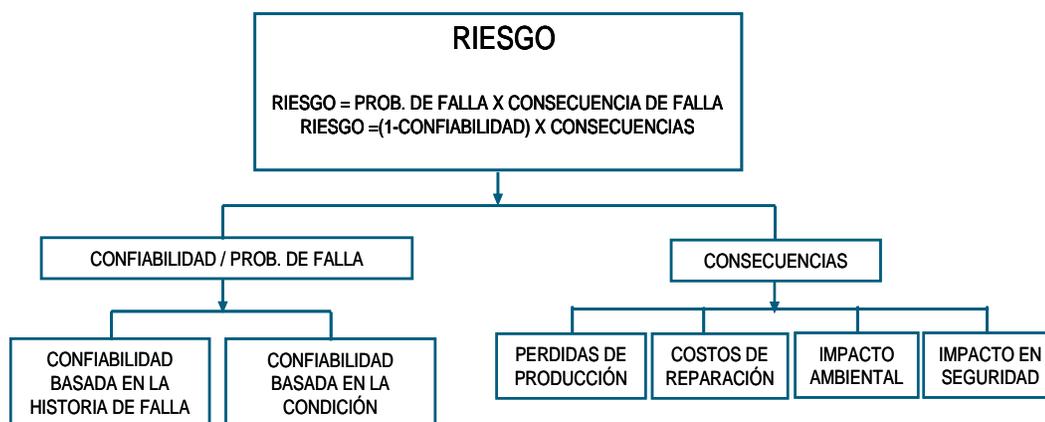


Figura N° 2.3: Condiciones de ambientes bajo riesgo

El análisis de la ecuación del riesgo, permite entender el poder de este indicador para la elaboración de diagnósticos y toma de decisiones, debido a que el mismo combina probabilidades o frecuencias de fallas con consecuencias, permitiendo la comparación de unidades que normalmente presentan alta frecuencia de fallas con

bajas consecuencias con otras que normalmente presentan patrones de baja frecuencia de falla y alta consecuencia.

Por su parte, la incertidumbre es la medida de la inseguridad o grado del desconocimiento acerca del comportamiento "físico - natural" de una variable o evento. Estas situaciones se caracterizan por tener incertidumbre, debido a que la misma se encuentra asociada a los datos, los modelos matemáticos, al comportamiento humano, a los comportamientos aleatorios y a la ignorancia. El propósito fundamental de este parámetro es el de cuantificar los niveles de riesgo asociados a un desarrollo o proyecto permitiendo la toma de decisiones bajo ambientes inciertos o de alto riesgo. Existen tres formas generalmente empleadas para realizar la toma de decisiones en situaciones con presencia de incertidumbre, siendo estas las esquematizadas en la Figura N° 2.4:

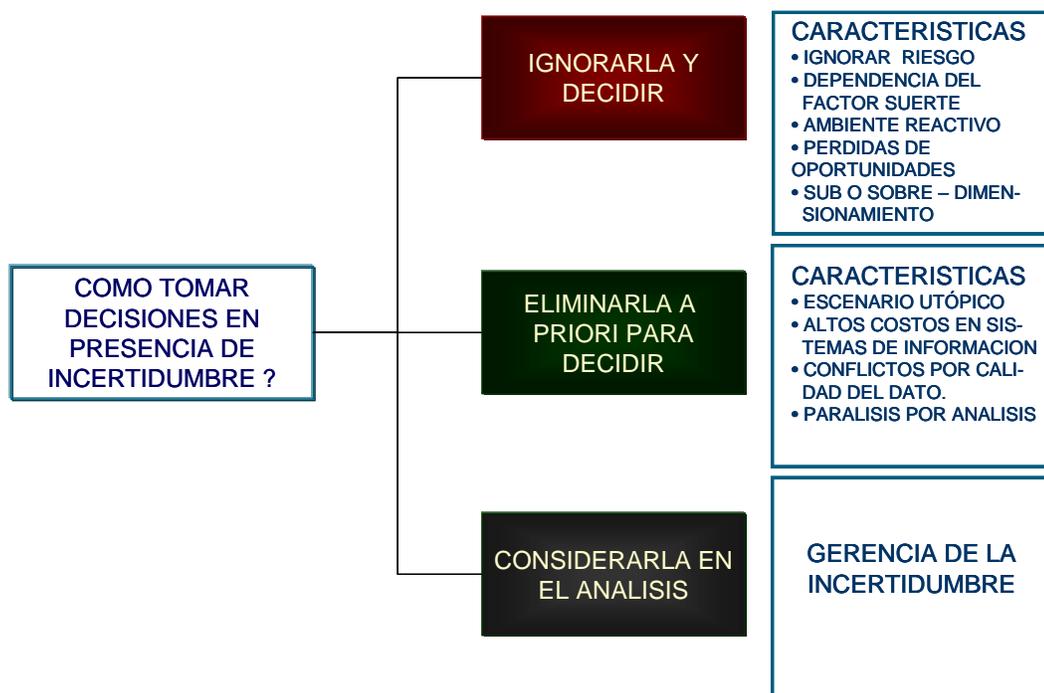


Figura N° 2.4: Características de la toma de decisiones bajo incertidumbre

Las palabras "riesgo" e "incertidumbre" se refieren a la posibilidad de que los beneficios para un proyecto determinado puedan ser diferentes a los pronosticados. Riesgo es la posibilidad de pérdidas o injurias, también es la posibilidad de ganancia (ejemplo: una desviación de la variable en un 10 % por debajo o por encima, del valor original o más probable). La incertidumbre es el grado o probabilidad de tener pérdidas o ganancias (Ejemplo: representa la probabilidad de que una desviación de un 10 % por debajo pueda ocurrir).

La incertidumbre existe cuando la probabilidad de ocurrencia de algunos eventos (o valores) es parcial o totalmente desconocida. Algunas de esas incertidumbres pudieran ser: necesidades del mercado, decretos, leyes, cambios tecnológicos, cambios de precio, inflación, huelgas, estabilidad política, etc. Por otro lado, el riesgo es el grado en que esas incertidumbres pueden impactar los resultados. Así, el riesgo existe cuando el valor de una variable independiente puede estar dentro de un conjunto o rango. Dicho de otra manera, el riesgo es la variabilidad que puede tener una variable por no haber ocurrido (esto será siempre así, hasta su ocurrencia definitiva).^[8]

2.6.2 Probabilidad

El término probabilidad es comúnmente definido como la percepción sobre el nivel de posibilidad de ocurrencia de una acción en particular. Esta terminología es usada frecuentemente para la calificación de eventos cuya ocurrencia no es lo suficientemente segura, es decir, eventos con varios posibles resultados o cuya solución o resultado es incierto. Es importante señalar, que debido al desconocimiento de algunos factores que afectan la dinámica secuencial de un evento en estudio, así como también debido a la naturaleza del comportamiento aleatorio de dicho proceso, es difícil definir con suma certeza la ocurrencia de un escenario en particular. La presencia de estas condiciones en apreciaciones o resultados refleja la

existencia del término “Incertidumbre” la cual representa el estado o calidad de no estar seguro, estar falto de conocimiento o con duda.

Las palabras Probabilidad e Incertidumbre puede decirse que están asociadas en muchas situaciones debido a las estimaciones sobre eventos inciertos, que solo pueden hacerse en términos de probabilidad. La permanente relación entre ambos términos se hace muy evidente cuando se plantean situaciones situadas en tiempo futuro.

En forma general, “Probabilidad” se puede definir como una medida de la posibilidad de ocurrencia de un evento, cuyo concepto muestra dos enfoques de acuerdo a dos escuelas de pensamiento, siendo estas La Escuela Frecuentista o Clásica de Probabilidad y La Escuela Subjetivista o Bayesiana de Probabilidad.^[9]

2.6.3 Estadística Descriptiva

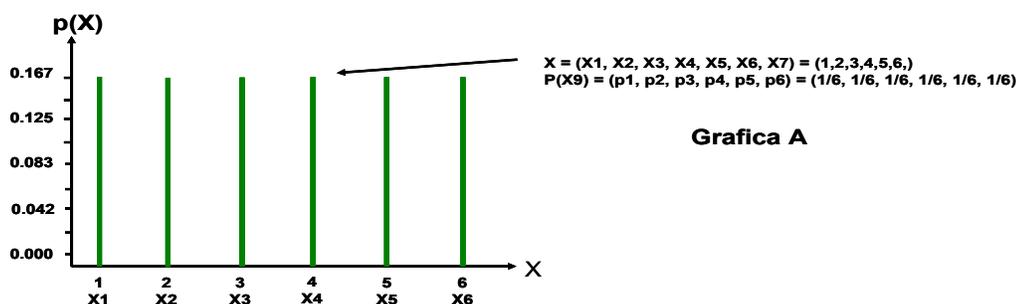
La estadística descriptiva es aquella que encarga fundamentalmente del estudio de la variación o dispersión, apoyado en herramientas matemáticas conocidas como “Distribuciones de Probabilidad”, las cuales permiten organizar, describir, representar matemática y gráficamente la información sobre variables y cuantificar su incertidumbre. Estas variables, bajo estudio de la estadística descriptiva, se conocen como Variables Random, Variables Aleatorias o Variables Distribuidas.^[10]

2.6.3.1 Variables Random, Aleatorias o Distribuidas

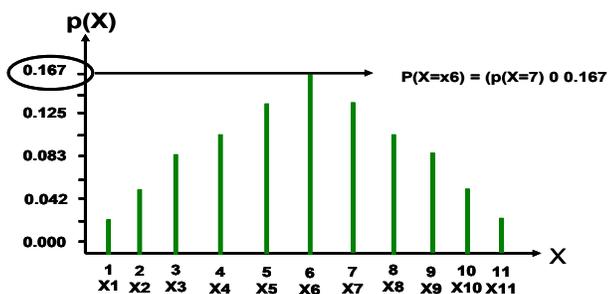
Son aquellas variables “X” que por sus características pueden tomar un conjunto de valores ($X_1, X_2, X_3, \dots, X_{n-1}$) cada uno de los cuales tiene una probabilidad de ocurrencia ($P_1, P_2, P_3, \dots, P_{n-1}$), sin que se pueda asegurar específicamente cuál de estos probables valores tomará la variable. Por convención,

las variables aleatorias se denotarán con una letra mayúscula y los probables valores que esta pueda tener con una letra minúscula.

Tal y como puede observarse en las gráficas a continuación, el comportamiento de la variable aleatoria “X” en la Figura N° 2.5 se dice que está uniformemente distribuida, ya que todos los resultados tienen la misma probabilidad. Ahora bien, en la otra gráfica, la variable aleatoria “X” no está uniformemente distribuida, ya que existen probables valores de la variable que tienen mayor probabilidad de ocurrencia que otros.



Gráfica A



Gráfica B

Figura N° 2.5: Comportamiento de una variable aleatoria

Además de estas comparaciones, es resaltante hacer otra clasificación de la variables random, en “variables continuas” y “variables discretas”. Si la variable toma solo valores enteros (número finito o infinito de valores), numerables y contables se dice que es directa. Si de manera teórica puede tomar todos los valores de un intervalo dado, se dice que es continua. ^[10]

2.6.3.2 Distribuciones de Probabilidad

Se define como modelos que describen la forma en que se espera que varíen los resultados o probables valores de una variable random. Estos modelos son de gran ayuda al momento de realizar técnicas de inferencia y para tomar decisiones en condiciones de riesgo, debido al alto grado de expectativa de que algo suceda que generen estas distribuciones.

Las Distribuciones de Probabilidad son esencialmente modelos gráficos que relacionan los diversos probables valores que puede tomar una variable random, con la frecuencia de ocurrencia de cada uno de estos valores.

Para la determinación de una Distribución de Probabilidad, la cual represente a una variable random, es común la construcción de modelos gráficos que confeccionan su distribución por medio de una función matemática, así como en algunos casos no tienen una función asociada. Estos dos tipos de distribuciones son conocidas con el nombre de Distribuciones Paramétricas y Distribuciones Empíricas o Histogramas, respectivamente (Figura N° 2.6).

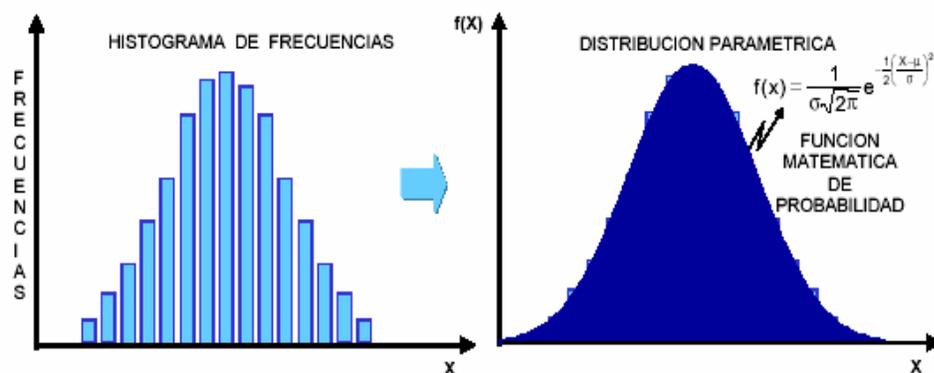


Figura N° 2.6: Tipo de distribuciones de probabilidad

2.6.3.2.1 Distribuciones Empíricas o Histograma.

El concepto de distribuciones empíricas o histograma puede definirse como aquellas distribuciones gráficas que son construidas sin ningún tipo de función matemática asociada. Estos modelos permiten ordenar la información sobre una variable en estudio, obtenida de un experimento aleatorio o de un registro de observaciones. ^[9]

2.6.3.2.2 Distribuciones Paramétricas.

Es una función matemática teórica que describe la forma en que se esperan varíen los resultados de un experimento, es decir, una función matemática que relaciona los diversos valores probables que puede tomar una variable random, con la probabilidad de ocurrencia de cada uno de ellos. Debido a que estas distribuciones están basadas en expectativas de que algo suceda, resultan ser métodos útiles para hacer inferencias y para tomar decisiones en condiciones de incertidumbre. ^[9]

Existen dos tipos de distribuciones paramétricas, siendo estas para Variables Discretas y Variables Continuas.

➤ Distribuciones de Probabilidad - Variables Discretas

- Función de Densidad de Probabilidades, $f(x)$: considera la suposición de conocer la probabilidad de cada uno de los valores que adquiera la variable aleatoria X , donde mediante una función de probabilidad $f(x)$, la variable aleatoria X sea la función que asigne a cada valor x_i de la variable su correspondiente probabilidad p_i , es decir, $f(x_1)=p_1$, $f(x_2)=p_2...$ en general $f(x_i)=p_i$. Su representación gráfica es un diagrama de barras no acumulativo.

- Función de Densidad Acumulada, $F(x)$: es una función que asocia a cada valor de la variable aleatoria discreta con la probabilidad acumulada hasta ese valor, es decir, la probabilidad de que X tome valores menores o iguales a x_i . La representación gráfica es de forma escalonada ascendente, siendo los saltos coincidentes con las probabilidades p_i . Se interpreta como $F(x_j)=p(X \leq x_i)$ (probabilidad de que X tome valores menores a x_i) y viene representada por la ecuación:

$$F(x_i) = \sum_{i=1}^i p_i \quad (\text{Ec. 2.5})$$

- Función de Densidad Acumulada Inversa, $C(x)$: esta asocia a cada valor de la variable aleatoria discreta con la probabilidad acumulada hasta ese valor, es decir, la probabilidad de que X tome valores mayores o iguales a x_i . Al igual que la función $F(x_j)$, la función acumulada inversa tiene forma escalonada, pero en sentido descendente. Se interpreta como $C(x_j)=p(X \geq x_j)$ (probabilidad de que X tome valores mayores o iguales a x_j) y la ecuación que la representa es: ^[10]

$$C(x_j) = 1 - \sum_{i=1}^j p_i = 1 - F(x_j) \quad (\text{Ec. 2.6})$$

➤ Distribuciones de Probabilidad - Variables Continuas.

- Función de Densidad de Probabilidades, $f(x)$: este tipo de representación matemática relaciona “cualquier” valor de x_i que pueda tomar la variable aleatoria continua “ X ”, con su probabilidad de ocurrencia, $f(x_i)=p(X=x_i)$. La expresión anterior determina la probabilidad de que la variable aleatoria tome

un valor particular dentro de su dominio, lo cual es tan poco probable que para fines prácticos se le asigna una probabilidad de cero.

- Función de Densidad Acumulada, $F(x)$: son funciones que se distinguen por su común forma de “S” y relacionan cualquier valor de x_i de la variable aleatoria “X”, con la probabilidad de observar valores “menores o iguales” ha dicho valor x_i . Viene representada por la función $F(x_i)=p(X\leq x_i)$, en un rango de $0\leq F(x)\leq 1$. Su representación gráfica viene dada por la acumulación de las probabilidades obtenidas con la función $f(x)$, mediante la siguiente solución integral:

$$F(x_i) = \int_{-\infty}^{x_i} f(x) dx \quad (\text{Ec. 2.7})$$

- Función de Densidad Acumulada Inversa, $C(x)$: se distinguen por su común forma descendente y relacionan cualquier valor x_i de la variable aleatoria “X”, con la probabilidad de observar valores “mayores o iguales” a dicho valor x_i . Viene representada como $C(x_i)=p(X\geq x_i)$ y su solución gráfica se muestra como:

$$C(x_i) = 1 - \int_{-\infty}^{x_i} f(x) dx = 1 - F(x_i) \quad (\text{Ec. 2.8})$$

2.6.3.2.2.1 Principales Características de una Distribución de Probabilidad.

Una distribución se caracteriza, de manera general, por medio de tres criterios (Figura N° 2.7):

- El valor central o medida de posición (la media, la mediana o la moda).
- Una cantidad que expresa el grado de dispersión (la desviación estándar).
- La forma de la curva, es decir la forma general de la distribución probabilística.

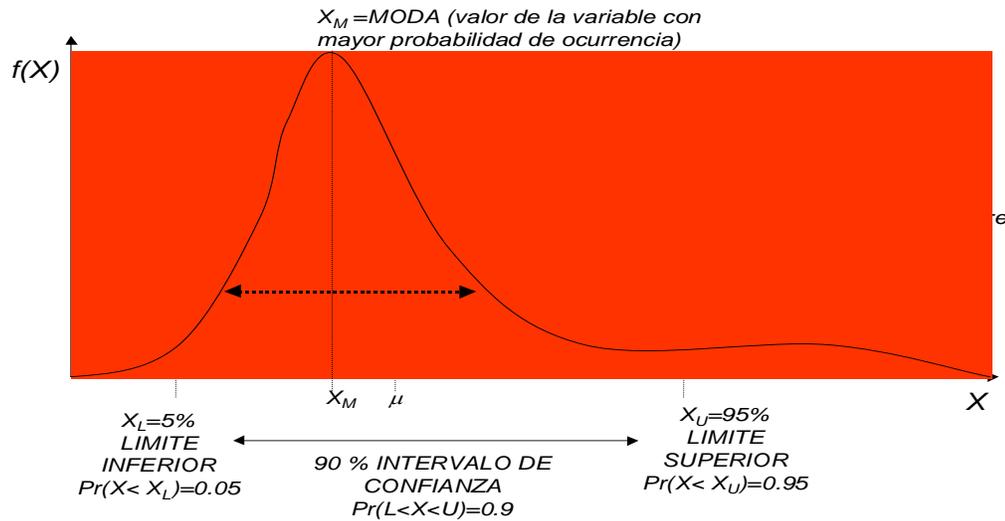


Figura N° 2.7: Parámetros resaltantes de una distribución de probabilidad.

2.6.3.2.2.2 Media o Valor Esperado

La media es una idea fundamental en el estudio de las distribuciones de probabilidad que expresa básicamente la tendencia central o posición de la distribución. Tal como se observó en la figura anterior, la media no es necesariamente el valor de mayor probabilidad de ocurrencia, si no el “centro de gravedad” de una distribución. [9]

La media es la única medida de gran importancia que se estima igual para todas las distribuciones, por lo tanto, es el único valor que puede ser llevado de una distribución a otra. Dicho en otras palabras, la media es la mejor expresión en un simple valor numérico, si se desea mostrar un solo valor, para una distribución.

Connotaciones especiales:

$\bar{X} \rightarrow$ cuando la media es estimada desde una muestra o grupo de observaciones de una variable random.

$\bar{X}_p \rightarrow$ cuando la media se estima con todos los valores de una población en la que estudia una variable random

$\mu \rightarrow$ cuando la media es estimada a partir de la ecuación de la distribución de probabilidades.

$E(x) \rightarrow$ se usa como una notación alternativa para la media, en cualquiera de las estimaciones anteriores.

Estimación de la media desde la distribución de probabilidades.

Variables Continuas:

$$E(x) = \mu = \int_{-\infty}^{+\infty} x \cdot f(x) dx \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Variables Discretas:

$$E(x) = \bar{X} = \sum_{i=1}^n p_i \cdot x_i \quad (\text{Ec. 2.10})$$

2.6.3.2.2.3 Moda

La moda es una medida que indica la tendencia central de una distribución. Formalmente se define como el valor X_m de la variable aleatoria X , que tiene la mayor posibilidad de ocurrencia. La moda “ X_m ” está ubicada debajo del punto más alto de la curva de probabilidades. ^[9]

Para calcular la moda a partir de la ecuación de la distribución de probabilidades, debemos usar la siguiente ecuación:

$$\left. \frac{\partial f(x)}{\partial x} \right|_{X=X_m} = 0 \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Esto quiere decir que debe hallar el máximo matemático de la función $f(x)$.

En una muestra de datos, la moda es el valor que más se repite. Cuando existen datos agrupados, la moda es un valor que se encuentra en la clase i que tiene la mayor probabilidad p_i .

2.6.3.2.2.4 Mediana

La mediana representa la medida o valor central de una distribución y se puede definir como el valor “X50%” que tiene una probabilidad acumulada de 50%, es decir, el 50% de los probables valores de “X” serán menores o iguales ha dicho valor y el otro 50% serán mayores. ^[9]

En la Figura N° 2.8 puede observarse como la mediana al valor de “X” al que le corresponde una probabilidad acumulada de 0.5 ($P(X \leq \text{Mediana}) = 0.50 = 50\%$). Es importante recalcar que los valores que se leen en el eje “y” de la curva $F(x)$ (acumulada) corresponden a la integral de la curva $f(x)$. La Figura N° 2.8 muestra en color verde el área “ α ” bajo la curva $f(x)$, la cual corresponde al valor de probabilidad acumulada marcado en el gráfico de $F(x)$.

Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$\alpha = p(X \leq x_{\text{mediana}}) = \int_{-\infty}^{x_{\text{mediana}}} f(x) dx = 0.50 \quad (\text{Ec. 2.12})$$

La mediana es definida en ocasiones como “el percentil50” o P50 de la distribución. El término Percentil será definido más adelante.

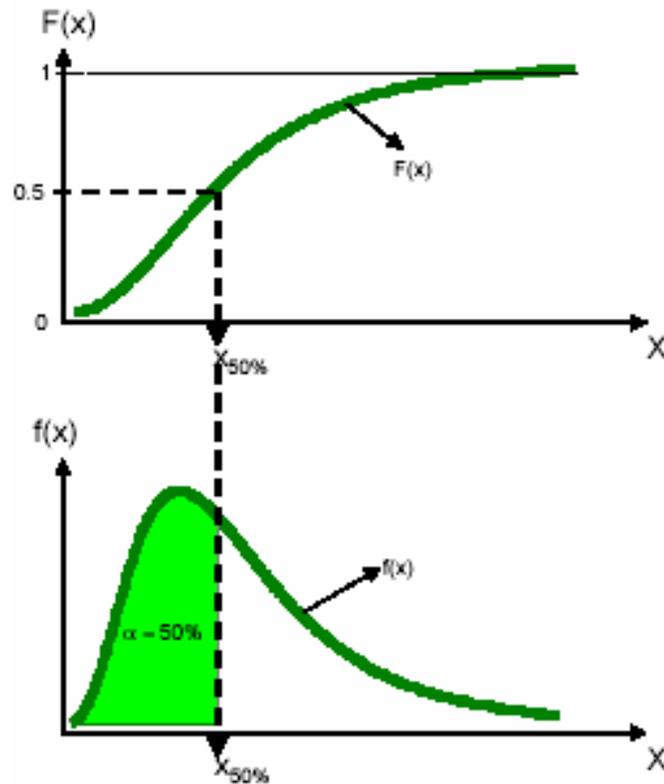


Figura N° 2.8: Determinación del percentil en una distribución de probabilidad

2.6.3.2.2.5 Dispersión

La dispersión de una distribución de probabilidad puede considerarse la característica más importante de la misma ya que en ella esta retratada la información sobre la incertidumbre de la variable random en estudio. En otras palabras, la dispersión es un indicativo de la incertidumbre relacionada con la variable; por ello, al cuantificar la dispersión estamos cuantificando el nivel de incertidumbre de la variable en análisis.

Las decisiones que se toman en relación con variables random serán más difíciles, en la medida en que las variables tengan un mayor grado de dispersión, y

viceversa, serán más difíciles en la medida en que las variables sean menos dispersas.
[10]

2.6.3.2.2.6 Varianza y Desviación Estándar

La varianza y la desviación estándar es la medida de dispersión más útil, siendo la desviación estándar (σ) representada por la raíz cuadrada de la varianza ($\text{Var}(x)$).^[9]

En la Figura N° 2.9 se observa que el rango de una distribución puede ser cuantificado en términos de desviación estándar. Una desviación estándar “ σ ” para cada lado de la media abarca el 68% de los probables valores de una variable random. El 90% de los probables valores de una variable random estará dentro del rango que tiene $1,645\sigma$ para cada lado de la media. EL 99,7% de los probables valores de una variable random estarán dentro del rango que tiene 3σ para cada lado de la media.

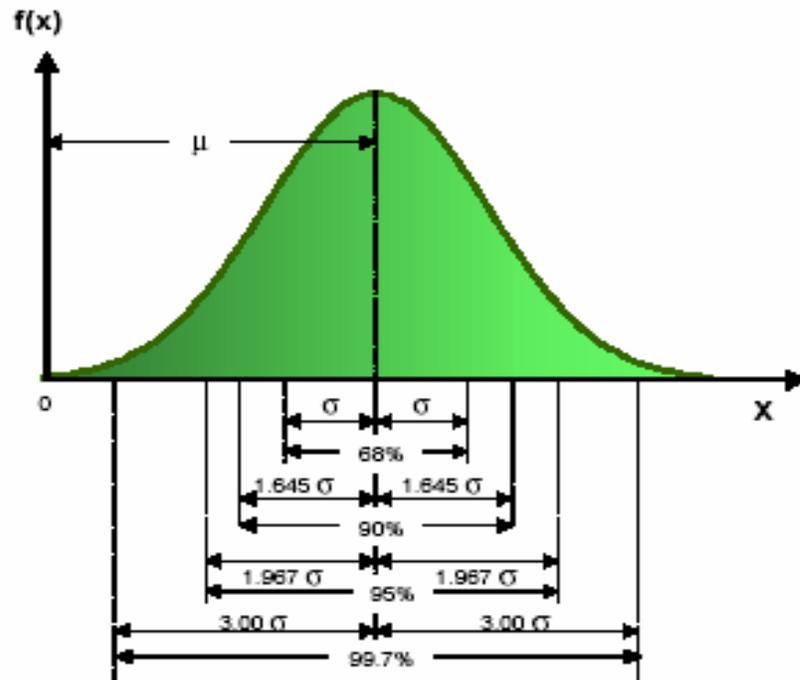


Figura N° 2.9: Distribución de la desviación estándar de la media

Estimación de la desviación estándar desde la distribución de probabilidades.

Variables Continuas:

$$Var(x) = \sigma^2 = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - \mu)^2 \cdot f(x) dx \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Variables Discretas:

$$Var(x) = \sigma^2 = \sum_{i=1}^n ((x_i - \mu)^2 \cdot p_i) \quad (\text{Ec. 2.14})$$

2.6.3.2.2.7 Coeficiente de Variación

El Coeficiente de Variación (ρ_x) es una medida de dispersión alternativa, de uso común, que se define como el cociente donde el numerador es la desviación

estándar y el denominador la media. Éste es una medida de dispersión de la distribución relativa a la media. [9]

$$\rho_x = \frac{\sigma}{\mu} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

2.6.3.2.2.8 Percentiles

Se conoce como percentil (α) de una distribución de probabilidades, al valor de la variable aleatoria denotado como X_α o P_α para el cual la probabilidad acumulada es “ α ”; es decir, existe $\alpha\%$ de probabilidades de que los valores de la variable aleatoria X sean menores o iguales a X_α . Viene representada por la siguiente ecuación: [9]

$$\alpha = \int_{-\infty}^{x_\alpha} f(x) dx \quad (\text{Ec. 2.16})$$

2.6.3.2.2.9 Intervalo de Confianza

Cuando se hacen estimaciones o pronósticos de variables random, ésta estimación básicamente consiste en determinar la distribución de probabilidades que representa a la variable de interés. A su vez, en la estimación debe expresarse no solo un valor estimado, sino también la precisión de esa estimación.

La manera más idónea de expresar la precisión consiste en especificar unos límites, los cuales, en conjunto con la probabilidad dada, incluyan el valor verdadero de la variable. Estos límites son llamados “Límites de Confianza”, siendo límites que abarcan un intervalo dentro del cual podemos decir que se encuentra el valor

verdadero con un cierto grado de confianza. Mientras mayor sea la distancia entre los límites del intervalo, será mayor la probabilidad de que incluyan al valor verdadero, así como también el rango de variación. El intervalo comprendido entre ambos límites es llamado Intervalo de Confianza.^[9]

En la Figura N° 2.10, los valores X_a y X_b representan los límites de confianza; y la probabilidad “ α ” representa el grado de confianza o probabilidad de que el valor verdadero de la variables “ X ” se encuentre en el intervalo entre X_a y X_b .

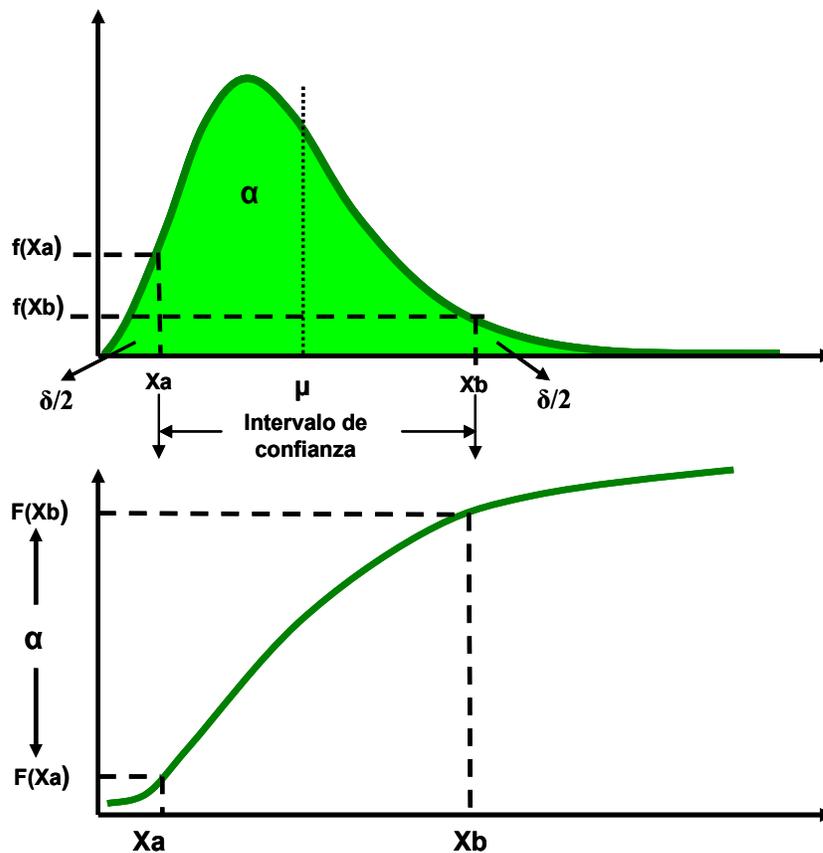


Figura N° 2.10: Intervalo de confianza de una distribución

La probabilidad “ α ” es también llamada coeficiente de confianza o nivel de confianza. Al decidir cuál es el nivel de confianza que se utilizará, se debe entender que el objetivo principal del intervalo de confianza es comunicar el margen de error que puede tener la estimación. Dicho margen de error se denota con el símbolo “ δ ” y en la figura viene representado por el área sombreada. Es importante tomar en cuenta que la suma del intervalo y el margen de error debe ser igual a 1 ($\delta + \alpha = 1$).

Existen tres formas típicas para expresar una estimación sobre una variable random o aleatoria:

- La distribución probabilística completa.
- Un rango de variación de la variable con su grado de certeza.
- Un estimado puntual (la media o la moda de la distribución).

Las formas 1 y 2 ofrecen una información más fidedigna de la realidad.

2.6.3.2.3 Distribuciones Paramétricas de Uso Común

Como se mencionó anteriormente, las distribuciones paramétricas son funciones matemáticas teóricas, que describen la forma en que se espera que varíen los resultados de un experimento, es decir, funciones matemáticas que relacionan los diversos probables valores que puede tomar una variable random, con la probabilidad de ocurrencia de cada uno de ellos.

Existen muchas distribuciones paramétricas de probabilidad, las cuales pueden dividirse para variables aleatorias continuas y discretas, tal y como se muestra a continuación.

2.6.3.2.4 Distribuciones para Variables Aleatorias Continuas

➤ **Distribución Normal**

Es la más conocida e importante de las distribuciones y se puede reconocer por su forma de campana simétrica, la cual se conoce también como distribución Gaussiana. Sus parámetros son: Media y Desviación Estándar.

Hay tres condiciones observables en las variables que siguen la distribución normal:

- El valor más probable de la variable es el valor central, promedio, average o media de la distribución.
- La variable podría, indistintamente, tomar un valor por debajo o por encima de la media (Simetría alrededor de la media).
- Es más probable que la variable tome un valor cerca de la media que lejos de ella (De los valores de una distribución normal, aproximadamente el 68 % están dentro del rango de una desviación estándar alrededor de la media).

VARIABLES aleatorias asociadas a fenómenos naturales (altura de los humanos, coeficiente intelectual, peso, promedio de lluvias por temporada, etc.) siguen la distribución normal. Los errores de medición, porcentaje de defectos por unidad producida también siguen la distribución normal. Las variables aleatorias que resultan de la suma de varias variables aleatorias siguen la distribución normal. ^[9]

En la industria petrolera, variables que resultan de la suma de otras variables tales como estimados de producción por campo (suma de las producciones individuales por pozo), sumas totales de costos e inversiones, siguen la distribución

normal. Adicionalmente, es frecuente observar que variables como porosidad, factor de volumen, tasas de declinación y saturación sean relativamente simétricas respecto a la media y puedan modelarse con la distribución normal.

➤ **Distribución Lognormal**

La distribución Lognormal es ampliamente usada para variables que muestran valores que tienen un alto sesgo o tendencia; muchos de los valores ocurren cerca del valor mínimo. Los parámetros de la distribución Lognormal son: La media logarítmica “ μ ” y la desviación estándar logarítmica “ σ ”.

Hay cuatro características de las variables que siguen la distribución Lognormal:

- La variable puede crecer sin límite, pero no puede tomar valores negativos.
- La variable muestra un alto sesgo o tendencia hacia los valores mínimos.
- La variable puede ser muy dispersa, y sus probables valores pueden variar hasta en órdenes de magnitud.
- El logaritmo natural de los valores dará como representación gráfica una curva normal.

Muchas variables físicas y procesos de deterioro pueden ser representados con la distribución Lognormal. Los analistas financieros han observado que los precios de excedentes y los excedentes pueden representarse con la distribución Lognormal ya que estos son usualmente sesgados hacia los mínimos y no pueden caer debajo del límite inferior (Cero) pero pueden alcanzar cualquier valor, sin límite. ^[9]

Las variables aleatorias que resultan de la multiplicación o producto de varias variables aleatorias siguen la distribución Lognormal. Por ejemplo, en la industria petrolera la variable Petróleo Original en Sitio (POES) sigue la distribución Lognormal, ya que la misma es el producto de otras variables aleatorias. Otras variables que se manejan en la industria petrolera como Área de Drenaje, Arena Neta Petrolífera, Reservas, Recobro, Costos de Producción, Valor Presente Neto de un Plan de Desarrollo, tienden a ser modelables con este tipo de distribución.

➤ **Distribución Exponencial**

La Distribución Exponencial es ampliamente usada en análisis de confiabilidad, como distribución de la variable aleatoria “tiempo entre fallas” de equipos o sistemas. Genéricamente describe la cantidad de tiempo que transcurre entre eventos, tal como el tiempo entre fallas de equipos electrónicos o el tiempo entre llegadas de clientes a un establecimiento. ^[9]

El parámetro de la distribución exponencial es:

$$Tasa(\lambda) = \frac{\text{No. Eventos Observados}}{\text{Período de Observación}} \quad \text{(Ec. 2.17)}$$

Hay una característica fundamental de las variables que siguen la distribución Exponencial, la cual es que el número de ocurrencia de eventos por unidad de tiempo es aproximadamente constante.

➤ **Distribución Weibull**

La Distribución de Weibull es ampliamente usada en el estudio del tiempo de vida o tiempo para la falla de componentes mecánicos. Los parámetros de esta

distribución son Forma (β) y Escala (α) y existe una característica fundamental de las variables que siguen la distribución Weibull, la cual refleja que el número de ocurrencia de eventos por unidad de tiempo no permanece necesariamente constante, es decir, esta tasa de ocurrencia de eventos puede crecer o decrecer con el tiempo.

La Distribución Weibull es esencialmente una familia de distribuciones que puede asumir las propiedades de otras distribuciones. Por ejemplo, dependiendo de los valores de los parámetros que se definan, puede ser usada como una aproximación a la Exponencial y a la Normal, así como otras.

- Si $\beta=1$ entonces la distribución Weibull se aproxima a la distribución Exponencial.
- Si $\beta=4$ entonces la Distribución de Weibull se aproxima a la Normal. ^[9]

➤ **Distribución Beta**

Es una distribución muy flexible para modelar probabilidades basadas en estadísticas Bayesianas. Esta es usada como conjugada de la distribución Binomial en el proceso de inferencia Bayesiana. Es también usada para describir datos empíricos y predicciones de comportamientos aleatorios de porcentajes y/o fracciones.

Como su rango de variación va desde cero a uno, tradicionalmente se utiliza para modelar la incertidumbre asociada a la probabilidad de ocurrencia de un evento en particular.

Los parámetros que la caracterizan son Alpha (α) y Beta (β), y existen dos condiciones que la resaltan:

- La variable desconocida es un valor aleatorio de 0 a 1.
- La forma de la distribución puede ser especificada mediante dos valores positivos. ^[10]

➤ **Distribución Gamma**

Al igual que la distribución Beta, Gamma es una distribución muy flexible para modelar probabilidades basadas en estadísticas Bayesianas. Aplica a un amplio rango de variables físicas y es similar a una gran cantidad de otras distribuciones: Lognormal, Exponencial, Geométrica y Poisson.

Puede ser considerada como la distribución del tiempo que transcurre hasta la ocurrencia de un número particular de eventos. Tiene gran aplicación en los análisis de confiabilidad. Es usada en procesos meteorológicos para representar la cantidad de polución y cantidad de precipitación. Tiene otras aplicaciones en teoría financiera, teoría de intervalo y teoría de riesgo en seguros. Los parámetros bases son Escala (α) y Forma (β). ^[9]

➤ **Distribución Triangular**

La distribución triangular ha sido ampliamente usada para modelar variables a partir de la opinión de expertos. Las variables que se caracterizan con este tipo de distribución son aquellas para las cuales es más probable observar valores cerca de su moda que cerca de los extremos. La estimación de un experto, sobre los probables valores de una variable, puede expresarse en base a tres valores: valor mínimo, valor más probable y valor máximo, que en la distribución triangular son usados como parámetros, como puede apreciarse en la Figura N° 2.11.

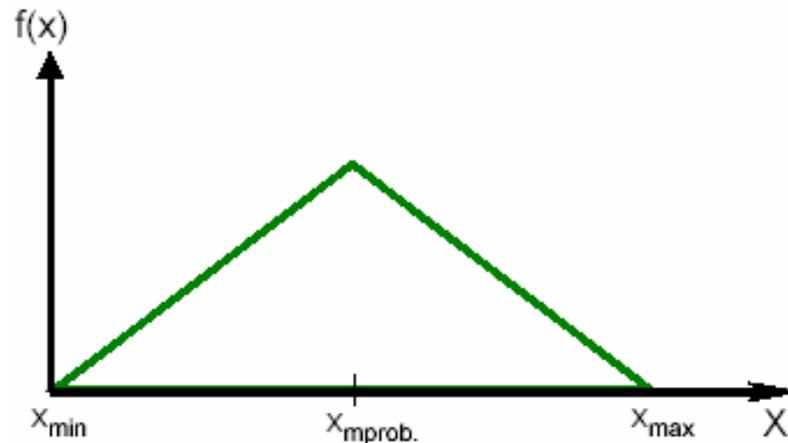


Figura N° 2.11: Distribución tipo triangular

La distribución triangular simétrica es frecuentemente usada para modelar variables de comportamiento normal a partir de la opinión de expertos, en cambio la distribución triangular inclinada hacia la izquierda es usada para modelar variables de comportamiento lognormal a partir de la opinión de expertos. [9]

En el área petrolera, parámetros asociados a los yacimientos tales como ANP, Factor de Recobro, Porosidades y Saturaciones, así como precios y productividad han sido modelados usando distribuciones triangulares construidas a partir de estimaciones hechas por expertos.

Para cualquier valor de X menor que la moda, la probabilidad acumulada se calcula con la siguiente ecuación:

$$P(X \leq x) = F(x) = \frac{(x - x_{min})^2}{(x_{max} - x_{min}) \cdot (x_{mprob} - x_{min})} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Para cualquier valor de X mayor que la moda, la probabilidad acumulada se calcula con la siguiente ecuación:

$$P(X \leq x) = F(x) = \frac{1 - (x_{max} - x)^2}{(x_{max} - x_{min})(x_{max} - x_{mprob})} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

La media se expresa de la siguiente manera:

$$x_{media} = \frac{x_{min} + x_{mprob} + x_{max}}{3} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

➤ Distribución Uniforme

En esta distribución, todos los valores entre un mínimo y un máximo tienen la misma probabilidad de ocurrencia (Figura N° 2.12). Sus parámetros son:

- Mínimo = X_{min}
- Máximo = X_{max}

Las características de este tipo de distribución son:

- El valor mínimo es fijo.
- El valor máximo es fijo.

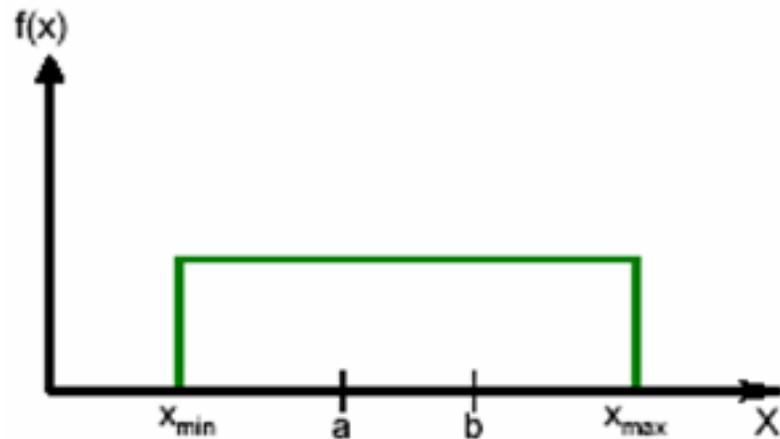


Figura N° 2.12: Distribución de probabilidad tipo uniforme

Ecuaciones:

$$f(x) = \frac{1}{x_{\max} - x_{\min}} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

$$P(x \leq a) = F(a) = \frac{a - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

$$P(a \leq x \leq b) = \frac{b - a}{x_{\max} - x_{\min}} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

2.6.3.2.4 Distribuciones para Variables Aleatorias Discretas

➤ Distribución Binomial

La Distribución Binomial permite estimar el número de éxitos que se alcanzaran en un número específico de intentos, dada una probabilidad de éxito determinada. Los parámetros de la distribución son: Probabilidad (p) y número de ensayos o pruebas (n).

Las variables que pueden representarse con la distribución Binomial, tienen tres características básicas:

- Por cada intento, hay solo dos posibles resultados: éxito o falla.
- Los ensayos son independientes. Los resultados de un primer ensayo no afectan los de ensayos posteriores.
- La probabilidad de ocurrencia permanece constante en cualquier ensayo. ^[9]

➤ **Poisson**

Es una distribución que describe el número de veces que un evento ocurre en un intervalo dado (Como el número de llamadas telefónicas por minuto o el número de errores por página en un documento). El parámetro que caracteriza esta distribución es: Rata

Hay tres condiciones que resaltan esta distribución:

- El número de posibles ocurrencias en alguna unidad de medida no está limitado por un número fijo.
- Las ocurrencias son independientes. El número de ocurrencia en una unidad de medida no afecta el número de ocurrencias en otras unidades.
- El promedio de ocurrencias debe ser la misma de unidad a unidad. ^[9]

➤ **Geométrica.**

Describe el numero de ensayos hasta que ocurre o se obtiene el primer éxito, tal como el número de veces que se perfora (para obtener petróleo) hasta que se obtiene un pozo exitoso (fase exploratoria, principalmente).

El parámetro indicador es “probabilidad”, y existen tres condiciones que subrayan esta distribución:

- El número de ensayos no es fijo.
- Los ensayos continúan hasta el primer suceso.
- La probabilidad del suceso es la misma de ensayo a ensayo. ^[9]

2.7 Conceptos Básicos

- Yacimiento: Es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado.
- Reservas: Son los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser comercialmente de acumulaciones conocidas.
- Reservas Remanentes: Se define como las reservas del yacimiento por recuperarse.
- Petrofísica: Es el estudio de las relaciones que existen entre las propiedades físicas y textura de una roca.
- Secciones Estratigráficas: El objetivo de hacer secciones estratigráficas es, determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos.
- Mapas Isópacos de Arena Neta Total (ANT): Es la representación en un plano horizontal de los espesores de un cuerpo de arena, medidos en los perfiles de pozos (registros eléctricos, densidad, micro-log, etc.).
- Mapa Isópaco de Arena Neta (AN): se construye de igual forma que el mapa isópaco de Arena Neta Total, pero el espesor de arena se determina

estableciendo como límite de arena permeable el que corresponde al 50% del volumen de arcilla según formula de perfil de Gamma Ray.

- Mapa Estructural: Es la proyección en el plano horizontal del tope o la base del cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés. Este mapa muestra la relación espacial del nivel estratigráfico.
- Presión de burbujeo: Es la presión de un sistema en estado de equilibrio, compuesto por petróleo crudo y gas, en el cual el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de gas.
- Factor Volumétrico del Petróleo (B_o): Es el volumen en barriles, ocupado en el yacimiento (a las condiciones de P y T del yacimiento) por 1 Barril Normal de petróleo más su gas en solución, (BY/BN).
- Factor Volumétrico del Gas (B_g): Se define como el volumen en barriles (a P y T de yacimiento) que 1 PCN de gas ocupará en el yacimiento a la P y T prevaleciente en el mismo.
- Factor volumétrico de agua (B_w): Volumen que ocupa en el yacimiento la unidad volumétrica de agua a condiciones normales más su gas en solución.
- Relación Gas-Petróleo en Solución (R_s): Es el número de pies cúbicos estándar o normales de gas que pueden disolverse en 1 Barril Normal o Fiscal de Petróleo, cuando ambas se llevan a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento, (PCN/BN).

- Gravedad API: Es la escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los crudos. Dicha clasificación comprende:
 - $^{\circ}\text{API} > 42,0$: Petróleo condensado.
 - $30,0 < ^{\circ}\text{API} < 41,9$: Petróleo liviano.
 - $22,0 < ^{\circ}\text{API} < 29,9$: Petróleo mediano.
 - $10,0 < ^{\circ}\text{API} < 21,9$: Petróleo pesado.
 - $^{\circ}\text{API} < 10,0$: Petróleo extrapesado.^[6]

- Evaluación Económica: es una metodología aplicada a proyectos donde se calculan todos los flujos de caja asociados a estos, y en base a ellos son determinados los indicadores económicos que permiten medir los beneficios de un proyecto. El objetivo principal es determinar las características de rentabilidad y riesgo del proyecto.

- Análisis Económico: El análisis económico de decisiones, es la aplicación de la teoría económica orientada hacia el estudio económico de proyectos industriales y de servicio. El principio fundamental de la Ingeniería Económica es el de sistematizar la visión del ingeniero, para que éste pueda evaluar todas aquellas opciones que sean pertinentes con el fin de recomendar la mejor decisión.

- Horizonte Económico: Es un período de tiempo que delimita el estudio a realizar, está vinculado con la vida técnica comercial útil probable del activo objeto de la inversión.

- Vida Útil del Proyecto: La vida útil del proyecto se refiere al período estimado de servicio en operación de la inversión (activo) y es la base para el cálculo de

la depreciación. La vida útil del proyecto puede ser igual o mayor que el horizonte económico y nunca menor.

- **Flujo de Efectivo:** Es el paso del dinero a través de una caja, ya sea saliendo o entrando. Para las evaluaciones económicas de la Industria Petrolera Nacional (I.P.N) existe tres cajas o niveles de análisis: EPM, PDVSA y Nación. Ingresos por venta en la empresa, provienen prácticamente en su totalidad de la venta de crudo y de sus derivados.
- **Inversiones:** Las inversiones están constituidas por los desembolsos en bienes capitalizados que en general son aquellos cuya vida útil o actividad productiva se prolonga por más de una año. Son capitalizables los desembolsos efectuados hasta poner un activo en condiciones de operación, incluyendo diseño, adquisición, construcción, pruebas o reparación.
- **Gastos:** Son los desembolsos en servicios o bienes cuya vida útil es menor a un año y que no están directamente asociados a diseño de adquisición, etc. Para lograr la operación normal de un activo.
- **Valor Presente Neto:** El método de valor presente neto (VPN) para la elaboración de estudios económicos basados en el concepto de la equivalencia del valor de todos los flujos de efectivo en una fecha base o inicial conocida como el presente. En otras palabras; el criterio de valor presente consiste en hallar el flujo neto descontado en $t=0$, de los fondos de un proyecto a una tasa de interés efectiva. Esta tasa se obtiene en el Mercado Crediticio Perfecto, cuando la oferta y la demanda de dinero están en condiciones de equilibrio.

- Tasa Interna de Retorno: este tipo de criterio utiliza conceptos del valor presente neto, como el flujo de Fondos Descontado, pero a diferencia de este, no emplea una tasa de descuento prefijada. El procedimiento consiste en hallar una tasa de retorno asociada a cada proyecto, lo cual se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR), de forma tal que el valor presente del flujo de fondos sea igual a cero. ^[13]

CAPÍTULO III.

DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS

3.1 Centinela 2.000

Tiene como objetivo principal incrementar y afirmar las fortalezas existentes en los procesos de petróleo y gas, con una alta capacidad de respuestas. Este producto funciona en una verdadera arquitectura cliente/servidor, abierta con una interfaz gráfica, adaptable a las necesidades requeridas en el mundo petrolero.

3.1.1 Aplicaciones del Centinela

El Centinela es un sistema actualmente conformado por quince aplicaciones (Figura N° 3.1).



Figura N° 3.1: Aplicaciones utilizadas en el Centinela

➤ **Aplicación Pozo.**

Facilita el control y seguimiento diario de los parámetros del comportamiento de producción de los pozos, asegurando flexibilidad de respuestas a los objetivos de producción, inyección, control, seguimiento y análisis de las operaciones actuales y futuras. Esta consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances operacionales y oficiales de crudo y gas.

➤ **Aplicación Gas.**

Permite realizar el seguimiento y control de las operaciones de recolección, procesamiento y compresión/distribución de gas, mediante el manejo de las medidas operacionales de las diferentes instalaciones de gas y LGN. Adicionalmente facilita la obtención de los datos relacionados con los volúmenes objetivos y reales de inyección de gas, en aquellos proyectos de recuperación secundaria, incluyendo pruebas de inyektividad a nivel del pozo. También realiza los balances operacionales y contables de dichos fluidos.

➤ **Aplicación Óleo.**

Facilita la información de los balances volumétricos del crudo y de los productos manejados en los patios de tanques y terminales de embarques, a fin de asegurar la facilidad de respuestas para llevar a cabo el cálculo de la producción operada diaria, los movimientos internos, los inventarios, las ventas y las mermas del crudo y de los productos. También proporciona de manera automática el manejo de la información referente a los embarques/desembarques de hidrocarburos que se llevan a cabo en los terminales.

➤ **Aplicación Seila.**

Permite el manejo y control de la información relacionada con los equipos e instalaciones utilizadas para el manejo de crudo y gas. Adicionalmente contribuye a facilitar el seguimiento de los procesos de producción/distribución de los hidrocarburos.

➤ **Aplicación Tabla.**

En esta se dispone de la información de uso general del sistema y es utilizada como insumo para apoyar el registro, ejecución y procesamiento de información.

➤ **Aplicación Vapor.**

Mediante esta aplicación se lleva el control, seguimiento y evaluación de los proyectos de inyección alternada de vapor, pozos no estimulados desde su entrada al proyecto, pozos estimulados con vapor, comportamiento de la producción del pozo después de la inyección así como también de una interfaz que permite visualizar y seleccionar los pozos candidatos a inyectarle vapor.

➤ **Aplicación Guía de Usuario.**

Permite consultar la documentación del sistema en cuanto a normas y procedimientos administrativos, automáticos y de contingencia, a fin de facilitar la capacitación del personal en el manejo de la herramienta.

➤ **Aplicación Tutorial.**

La misma facilita al usuario el aprendizaje amigable del sistema CENTINELA y muestra la información correspondiente a cada uno de sus procesos.

➤ **Aplicación Seguridad.**

Mediante esta aplicación se garantiza y controla las acciones y privilegios que ejecutan los usuarios dentro del sistema CENTINELA, posteriormente debe cumplir una serie de requisitos; así como los cambios y mejoras al sistema.

➤ **Aplicación Agua.**

Permite el control, seguimiento y evaluación de los yacimientos sometidos a proyectos de recuperación secundaria con inyección de agua. Facilita igualmente la evaluación del comportamiento de los pozos y de las plantas de inyección de agua. Automáticamente realiza el cálculo de la inyección de agua mensual e histórica por pozo, planta y yacimiento.

3.1.2 Beneficios

Garantiza la calidad del dato, mediante el uso de modelos matemáticos de validación, lo cual, incrementa la credibilidad del usuario.

Permite el seguimiento continuo a los parámetros operacionales de las instalaciones, y al comportamiento de producción de cada pozo y de los proyectos de recuperación secundaria. Dispone de mecanismos de seguridad para su acceso, de una forma integrada a nivel de cada componente del producto.

Permite la incorporación de nuevas aplicaciones, y se integra fácilmente con otros productos.

3.1.3 Menú de opciones de Centinela.

La aplicación está formada por el siguiente menú de opciones (Figura N° 3.2).

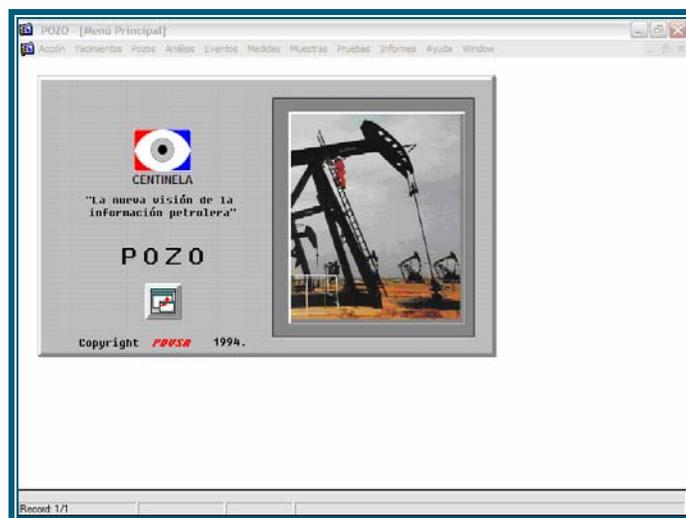


Figura N° 3.2: Pantalla Principal del Centinela 2000 Modulo Pozo

- Pozos: Permite el control los datos básicos y completación de los pozos, así como, las asociaciones existentes entre éstos y las instalaciones de superficie. Apoya el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de los pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras. Consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances oficiales de crudo y gas.
- Análisis: Permite el control de la información que sirve para evaluar las condiciones de operación de los equipos de subsuelo.

- **Eventos:** Facilita el control de los parámetros y condiciones de los pozos.
- **Medidas:** Permite el control de las medidas operacionales de superficie y medidas de inyección de volúmenes de gas o caudal en una instalación; así como, de los equipos asociados a las instalaciones de producción y las medidas de inyección de gas para levantamiento artificial y diluyente efectuados a los pozos.
- **Muestras:** Procesa los datos referentes a las muestras de producción y de inyección de diluyente; así como, el resultado obtenido del análisis efectuado en los laboratorios.
- **Pruebas:** Permite el control de las pruebas de producción realizadas a los pozos productores.
- **Cierres:** Facilita la ejecución de los procesos automáticos para el cálculo de la historia de producción e inyección del pozo estimada, extraída y fiscalizada. Además permite determinar los factores del campo de petróleo y de gas vs la producción estimada del pozo.
- **Informes:** Facilita la actualización y consulta de los informes oficiales y operacionales de producción.

3.1.3.1 Módulo Pozo (Menú Prueba)

Permite el control de las pruebas de producción realizadas a los pozos productores (Figura N° 3.3). Mostrando los resultados de las últimas pruebas realizadas al pozo seleccionado para la consulta.

Este proceso permite visualizar los valores y registrar las pruebas de producción del pozo, las cuales determinan la cantidad de petróleo, gas y agua producida por un pozo en un período de 24 horas. El proceso permite registrar 4 tipos de pruebas: medida en medidor de volumen, medida en separador de prueba, medida en tanque, y prueba calculada por el ingeniero.

Los barriles brutos de petróleo y la relación gas petróleo de la prueba son evaluados por el modelo matemático y dependiendo del valor esperado y la desviación estándar, la misma es calificada como buena, dudosa o aceptada.

En este proceso se permite, al ingeniero custodio del pozo, aceptar o calificar a las pruebas del mes en curso.

Tipo	Fecha Inicio	Fecha Final	Instalación Tipo	Instalación Código	Equipo Tipo	Equipo Código	BTPD	BBPD	BNPD	GAST	GASL	Condición
C	11/02/201113:00	11/02/201117:00	EF	MKFT	SEPP	SEPP01	164	106	103	21		A PD
C	10/02/201120:00	11/02/201100:00	EF	MKFT	SEPP	SEPP01	138	80	79	21		A PD
C	09/01/201104:00	09/01/201108:00	EF	MKFT	SEPP	SEPP01	182	124	120	18		A PD
C	22/12/201019:00	22/12/201023:00	EF	MKFT	SEPP	SEPP01	114	81	79	16		M PD
C	12/11/201005:00	12/11/201009:00	EF	MKFT	SEPP	SEPP01	210	95	92	12		A PD

Figura N° 3.3: Información de Prueba de Producción del Pozo

3.2 Oil Field Manager – OFM (Schlumberger)

El OFM (Oil Field Manager) es una aplicación patentada por la empresa Geoquest-Schlumberger, la cual posee un eficiente método para visualizar, relacionar

y analizar datos de producción y de yacimiento. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un conjunto de avanzadas herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar información. OFM se utiliza para análisis del comportamiento de producción de pozos y campos; programas y operaciones de optimización del campo; análisis de declinación de producción administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, administración del flujo de caja, balance de materiales y otros. La Figura N° 3.4 representa la entrada al programa.

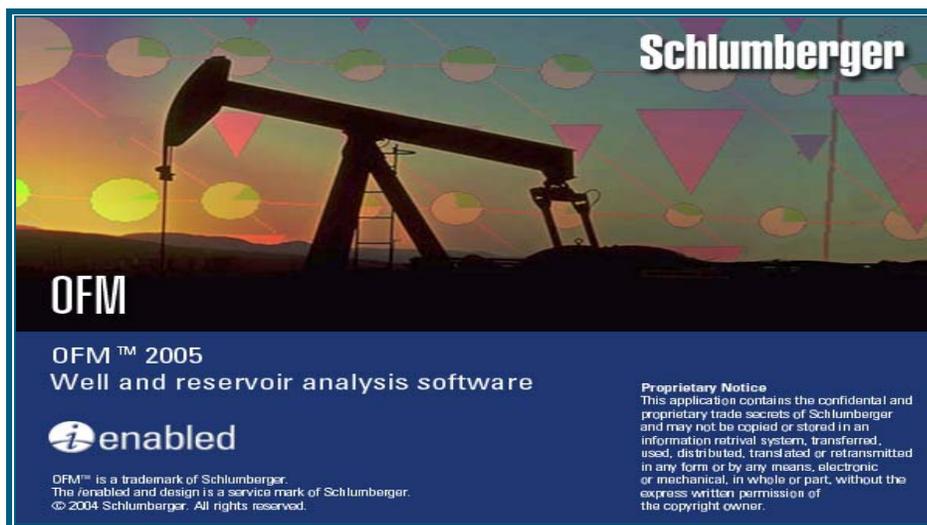


Figura N° 3.4: Ventana Principal del programa OFM

Esta aplicación de base de datos desarrollada por Geoquest- Schlumberger es utilizada actualmente por Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), entre otras grandes empresas.

Como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. OFM se utiliza par análisis de pozos y campos, programas y operaciones de optimización de campo, administración de reservas, planes de desarrollo,

programas de mantenimiento y administración de flujo de caja. Además, permite trabajar con una amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias y anomalías, y pronosticar el comportamiento de producción.

Estos tipos de datos son los siguientes:

- Datos dependientes del tiempo (mensual, diario y esporádico).
- Datos que dependen de la profundidad (registros de pozos y diagramas de completación).
- Datos estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).

Datos financieros (incluyendo ganancias y costos de las operaciones). Para la utilización de esta información OFM trabaja con un grupo de tablas que contienen los datos correspondientes. Cada tabla es identificada por un nombre y cada elemento de la tabla para ser accesado por OFM es identificado de la siguiente forma: TABLA.Campo; se debe tomar en consideración esta norma para utilizar los datos dentro de los módulos de OFM.

Para iniciar OFM se debe hacer doble clic sobre el icono que lo representa o en el menú de programas se selecciona el grupo que corresponde a OFM. Seguidamente aparecerá la pantalla que permite seleccionar el proyecto con el cual se desea trabajar (Figura N° 3.5).

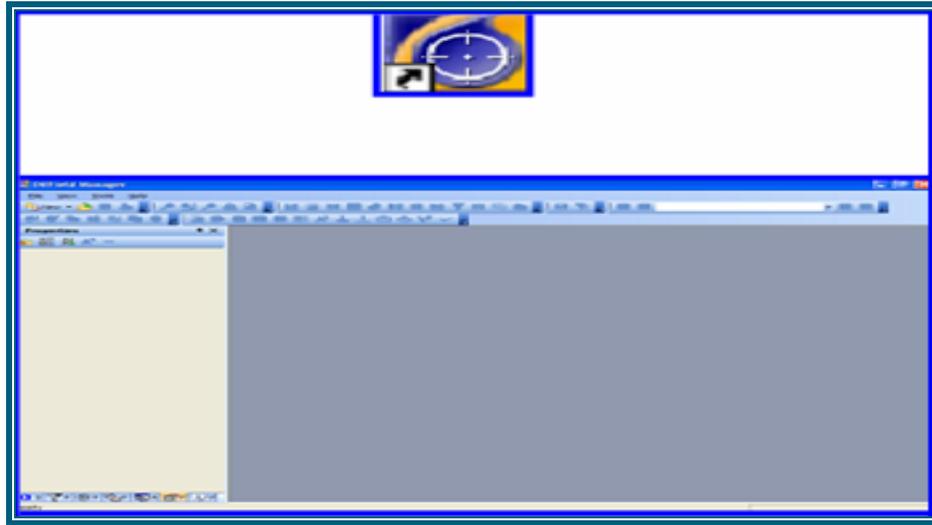


Figura N° 3.5: Inicio de OFM

El mapa base (Figura N° 3.6) es la primera ventana de cada proyecto, desde ella se puede acceder a las principales funciones de OFM. Desde la ventana activa del mapa base se puede realizar algunas de las siguientes operaciones:

- Anexar o cambiar Asociaciones (Associations) al mapa.
- Cambiar el símbolo, color y tamaño de los pozos.
- Añadir anotaciones (fallas, ríos carreteras, etc.) al mapa.
- Calcular distancia entre pozos y área.
- Mostrar el nombre de los pozos.

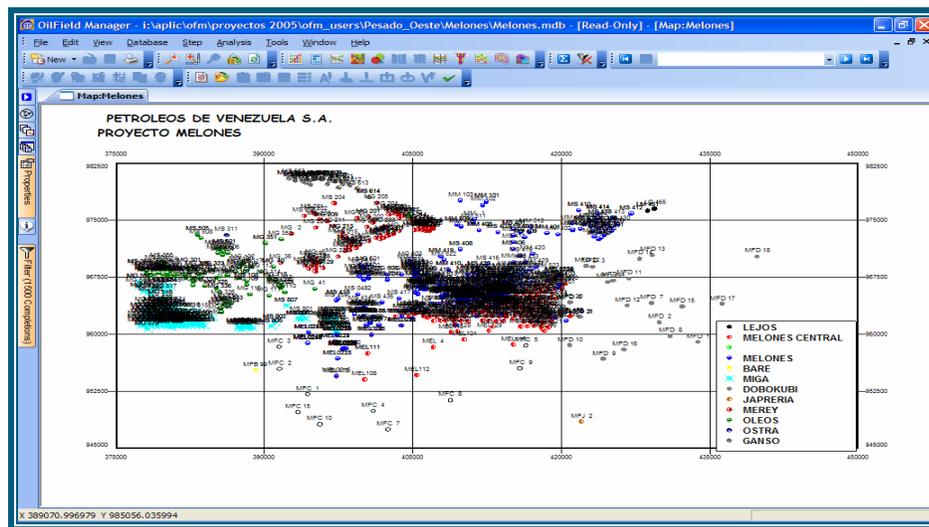


Figura N° 3.6: Mapa Base en OFM

Uno de los módulos de mayor utilidad en OFM es el módulo de reportes. OFM permite crear reportes y preparar la apariencia según los requerimientos agregar ecuaciones y agrupar datos.

Para acceder al módulo de reportes se debe hacer clic en el botón correspondiente a REPORT o en el menú ANALYSIS elegir la opción REPORT. Luego aparecerá una pantalla (Figura N° 3.7) solicitando la información que se desea mostrar en el reporte.

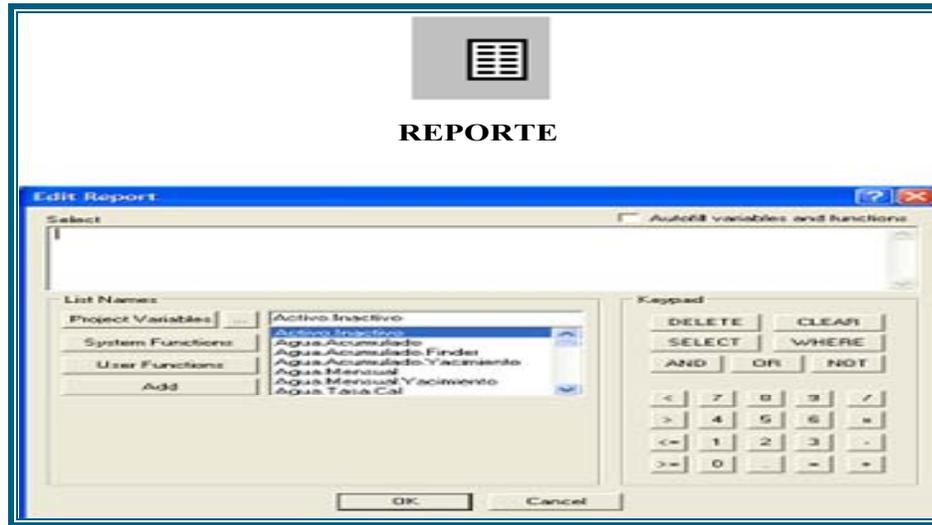


Figura N° 3.7: Ventana de Selección de Variables del Reporte

Luego de seleccionar todos los parámetros requeridos se debe hacer clic en el botón OK, para visualizar el reporte como se observa en la Figura N° 3.8.

	FECHA	Dias de Produccion dias	Tasa Real de Petroleo bis/d	Petroleo Mensual bis
11	30/11/2000	30	44.0	1319
12	31/12/2000	31	245.7	7617
13	31/01/2001	31	173.8	5354
14	28/02/2001	28	151.2	4233
15	31/03/2001	31	136.5	4294
16	30/04/2001	27	116.9	3148
17	31/05/2001	31	138.2	4283
18	30/06/2001	30	167.1	5013
19	31/07/2001	31	146.2	4531
20	31/08/2001	31	155.1	4739
21	30/09/2001	30	136.0	4091
22	31/10/2001	31	133.1	4126
23	30/11/2001	29	120.8	3537
24	31/12/2001	31	129.4	3958
25	31/01/2002	31	130.7	4053
26	28/02/2002	27	139.3	3747
27	31/03/2002	31	93.2	2866
28	30/04/2002	22	159.5	3485
29	31/05/2002	22	104.5	2294
30	30/06/2002	17	176.4	3078
31	31/07/2002	16	182.6	2911
32	31/08/2002	29	158.1	4899
33	30/09/2002	26	158.7	4155
34	31/10/2002	25	164.7	4072
35	30/11/2002	27	73.5	1966
36	31/12/2002	8	142.5	1078

Figura N° 3.8: Reporte generado por OFM

En el reporte se pueden establecer condiciones para visualizar información específica. También es posible darle instrucciones al paquete para que realice

operaciones de suma o promedios o simplemente separaciones, al final del reporte, anualmente, semestral o semanalmente.

OFM provee la opción de representar en gráficos XY las diferentes variables cargadas en un proyecto (Figura N° 3.9).

Es posible acceder a un número variado de ventanas para la creación de los gráficos cada uno con un máximo de seis gráficos. A su vez cada gráfico puede tener hasta un máximo de 6 variables y 2 ejes Y.

Se pueden colocar anotaciones, leyendas, ejes, escala, y más, de acuerdo a los requerimientos del usuario. Se puede grabar el formato del gráfico y luego accederlo.

Es posible almacenar información a través de una opción llamada: Data Safe, la cual puede ser luego usada para crear “overlays”.

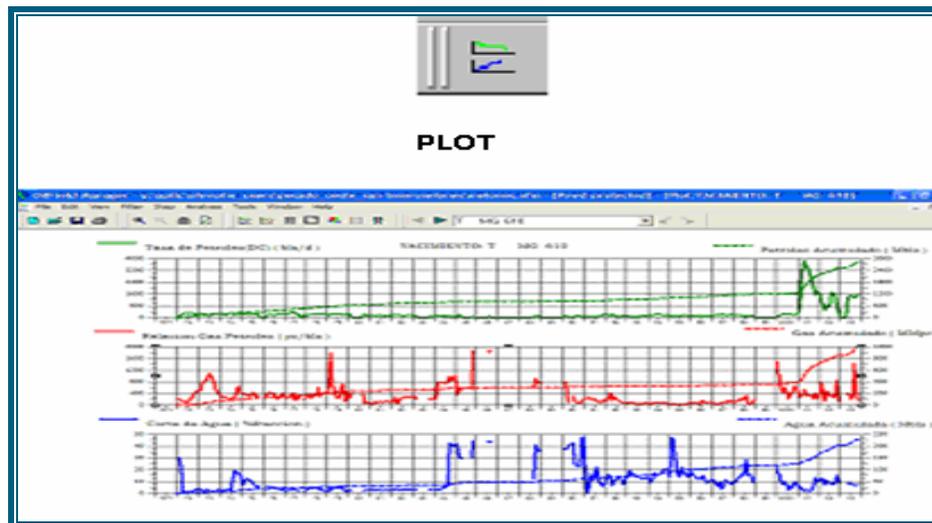


Figura N° 3.9: Gráfico Generado por OFM

OFM proporciona una herramienta de análisis de declinación utilizada para analizar, predecir y planificar el comportamiento de los pozos o yacimientos (Figura N° 3.10). Este trabajo es generalmente realizado utilizando los datos de las completaciones individuales de cada pozo (arenas) o agrupando todos los pozos (yacimiento). Adicionalmente, se puede realizar predicción por declinación en un yacimiento o pozos seleccionados con la herramienta FILTER. La predicción de la declinación es el resultado de aplicar técnicas de ajuste sobre los datos históricos de los pozos o yacimientos.

Para acceder a esta opción se debe hacer clic en el botón correspondiente a DECLINE ANALYSIS o en el menú ANALYSIS elegir la opción DECLINE.

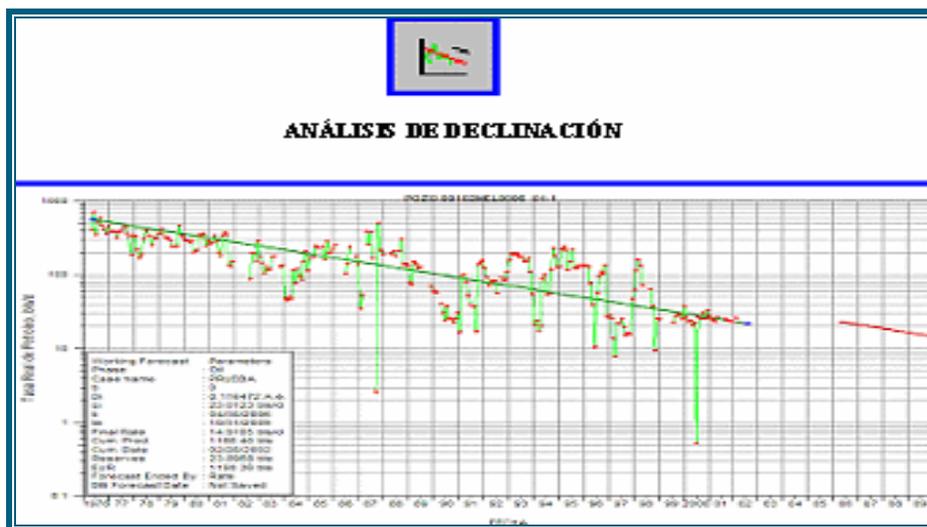


Figura N° 3.10: Gráfico de Declinación

Adicionalmente, OFM permite elaborar mapas de burbuja, diagramas de completación, manejo de perfiles de pozos (los cuales deben ser digitalizados y almacenados en la base de datos del sistema). En fin el Oil Field Manager se ha convertido en una herramienta sumamente útil para la visualización e interpretación de yacimientos.

3.3 Carpeta de Pozos Digital (Simde)

Es un sistema que permite visualizar archivos digitalizados de los pozos (Figura N° 3.11), en el cual se encuentran los documentos en formato de imagen, de los eventos más importantes ocurridos en los pozos en determinada área, así como también las especificaciones de todos los trabajos realizados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, en las áreas operacionales se disponen de un archivo físico de las carpetas históricas de los pozos existentes, los cuales son procesados y reproducidos en forma digital y así llevados a los accesos de red, por medio de una base de datos.

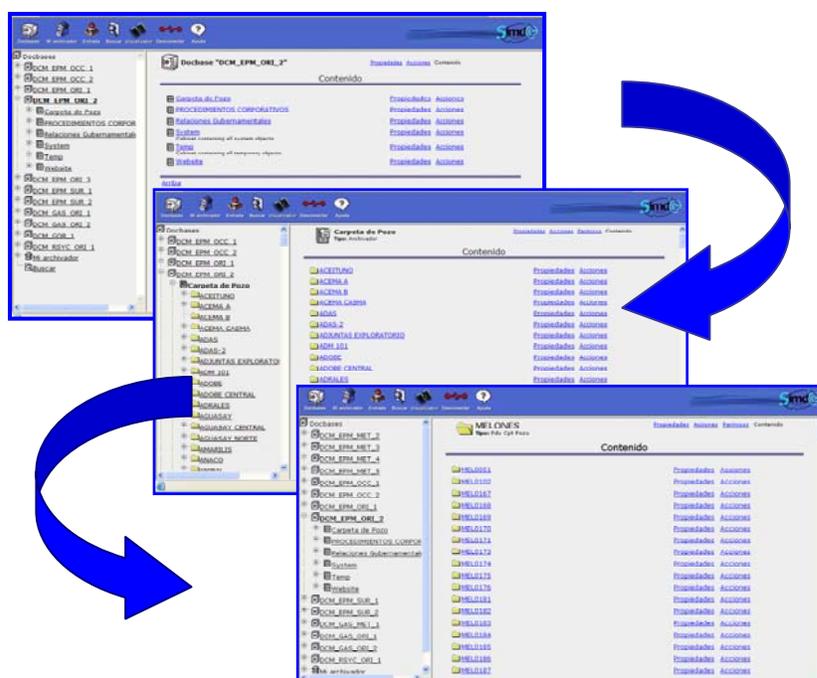


Figura N° 3.11: Ventana Principal de SIMDE, Clasificación por Campos y distribución por Pozos

Una vez seleccionado el pozo de interés, se puede obtener la siguiente información:

- Análisis y Pruebas
- Correspondencia
- Diagramas, Planos y Registros
- Informes Complementarios
- Informes Financieros y de Costos
- Informes Geológicos
- Propuestas, Programas y Recomendaciones
- Reportes Operacionales (Figura N° 3.12).

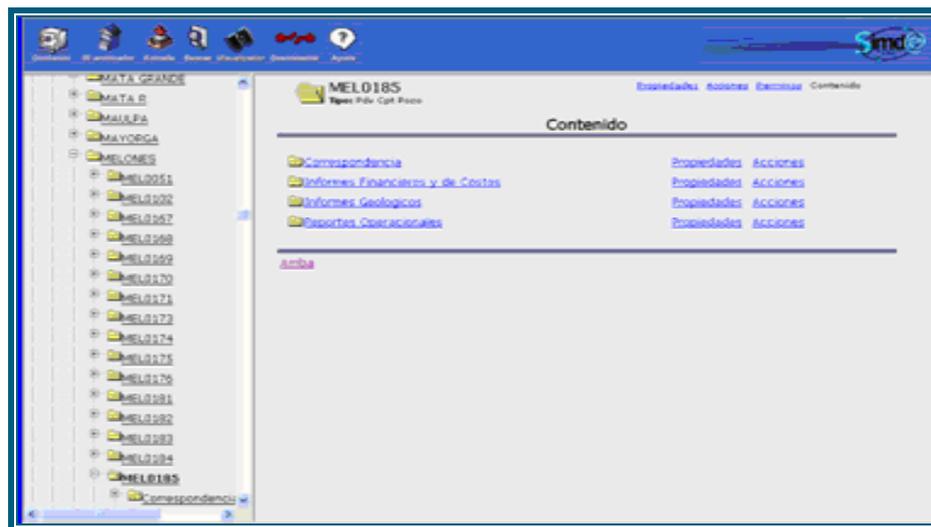


Figura N° 3.12: Información contenida por pozo en SIMDE

3.4 Sigemap

Sigemap, es una aplicación de PDVSA, de generación de mapas sobre la plataforma gráfica Microstation SE, y desarrollado usando los lenguajes de

programación Visual Basic 5.0, Microstation Development Lenguaje (MDL) y Microstation Basic. El objetivo principal del proyecto es el de proporcionar herramientas para facilitar el desarrollo o creación de mapas bajo la plataforma gráfica Microstation SE. (Figura N° 3.13).

La aplicación está dividida en una serie de funcionalidades cada una de ellas con una utilidad específica para la generación de mapas. Las funcionalidades de Sigemap desarrolladas bajo MDL son:

- Digitalización.
- Etiquetador de Límites y Contactos.
- Etiquetador de Isópacos y Estructurales.
- Etiquetar Yacimientos.
- Modificador de elementos Digitalizables.
- Importador de archivos ASCII.
- Exportador de archivos ASCII.
- Colocación de Buzamientos.
- Modificador de textos Asociados.
- Definición de Yacimientos.
- Actualización de Yacimientos.
- Graficación de Pozos.
- Cálculo de Área y Volumen.
- Generación de Grid y Contornos.
- Graficación de Parcelas.
- Generación de Plantillas.

Para la elaboración de mapas en SIGEMAP se toma el mapa ya elaborado manualmente y se coloca sobre una mesa de luz, especialmente diseñada para

digitalizar, con el cursor de la mesa, se hace un Setup, es decir, se configura el mapa con el cargado en el sistema, de manera de que los pozos del mapa coincidan con los observados en el computador. Luego arrastrando el cursor sobre las líneas, y seleccionando el modelo a trazar, se marcan los contornos estructurales, isópacas, límites de rocas, fallas y contactos de fluidos. Posteriormente, se coloca la simbología de los pozos, las profundidades Sub-sea y los espesores de arena neta petrolífera, de manera de darle a los mapas el formato requerido por el Ministerio de Energía y Minas.

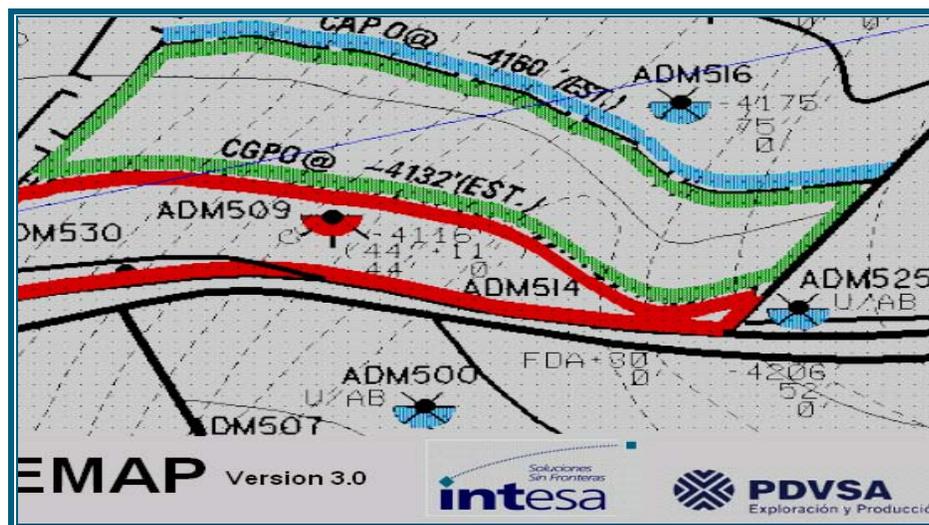


Figura N° 3.13: Figura Central de Sigemap

3.5 Crystal Ball

Crystal Ball es un programa de análisis de riesgo y de pronóstico orientado a través de gráficos, que es fácil de usar y está destinado a quitar la incertidumbre en la toma de decisiones (Figura N° 3.14).



Figura N° 3.14: Pantalla de bienvenida de Crystall Ball

Crystal Ball extiende la capacidad de pronosticar modelos sobre hojas de cálculo de Excel y provee la información necesaria para que el usuario del software pueda llegar a ser un mejor y más eficiente tomador de decisiones.

Como usuario de Microsoft Excel, se conocen dos grandes limitaciones:

- Se puede cambiar solo una celda al tiempo. Como resultado, al explorar el rango entero de datos ingresados, realmente no se puede determinar el riesgo que ha de generar impacto sobre esto.
- El análisis ¿Que sucedería si? (“What-If”) siempre resulta un punto sencillo de estimación que no indica la probabilidad de alcanzar ningún valor en particular.

Crystal Ball supera estas dos limitaciones de la siguiente manera:

- Permite describir un rango de posibles valores para cada celda de incertidumbre dentro de la hoja de cálculo. De modo, que todos los supuestos que se ingresen al modelo son expresados al mismo tiempo.
- Usando un proceso llamado Simulación Monte Carlo, Crystal Ball arroja resultados en un cuadro de pronósticos que muestra el rango entero de posibles valores y la probabilidad de alcanzar cualquiera de ellos.

Además, Crystal Ball mantiene un registro de los resultados de cada escenario.

El procedimiento básico para utilizar Crystal Ball es:

- Diseñar un modelo que refleje un escenario incierto.
- Ejecutar una simulación sobre ese modelo.
- Analizar los resultados.

3.5.1 Menús de Crystal Ball

Cuando cargue Crystal Ball junto con Microsoft Excel algunos menús nuevos aparecerán en la barra de menú de Excel (Figura N° 3.15).

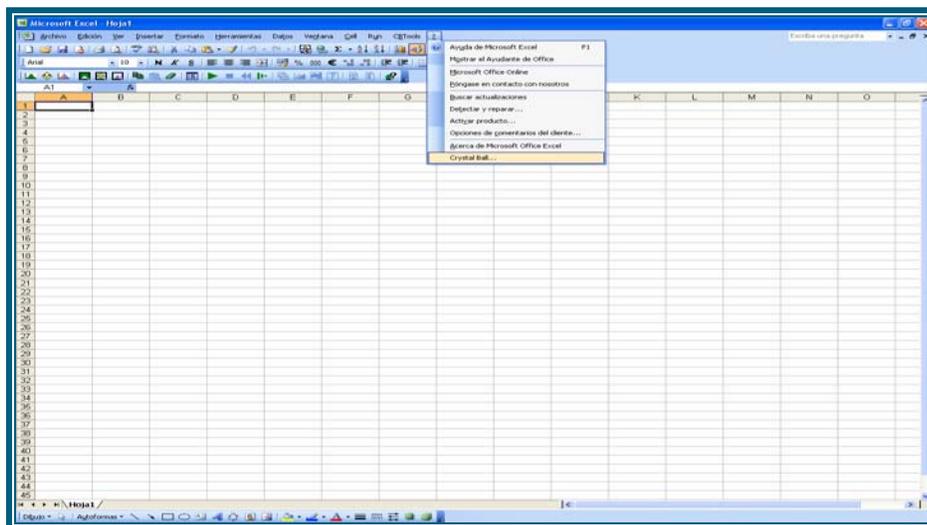


Figura N° 3.15: Menús de Crystal Ball

Estos menús le permitirán definir, ejecutar y analizar simulaciones en Crystal Ball. También podrá usar comandos en el menú de Ayuda (?) de Excel para acceder a la ayuda online, así como también a la documentación y a los modelos de ejemplos de Crystal Ball.

3.5.2 Barra de Herramientas de Crystal Ball

La barra de herramienta de Crystal Ball le proporciona acceso instantáneo a los comandos de menú más utilizados. Cada sección de la barra de herramientas corresponde a un menú en particular. Cuando posicione el cursor sobre un botón de la barra de herramientas, el nombre del comando correspondiente aparecerá en la pantalla (Figura N° 3.16).



Figura N° 3.16: Barra de herramientas de Crystal Ball

Para desactivar la barra de herramientas de Crystal Ball en la sesión actual, seleccione Ver > Barra de Herramientas > Crystal Ball 7.

La clave para usar Crystal Ball es definir ciertas celdas de entrada en la hoja de cálculo como **supuestos** y ciertas celdas de salida como **pronósticos**.

Una vez que ya se hubiesen definido las celdas, Crystal Ball utilizará la simulación Monte Carlo para modelar la complejidad de un escenario real.

Para cada ensayo de una simulación, Crystal Ball repite los siguientes 3 pasos:

- Para cada celda de supuestos Crystal Ball genera un número aleatorio de acuerdo al rango definido por usted y luego lo coloca en la hoja de cálculo.
- Se procede a recalcular la hoja de cálculo.
- Cada una de las celdas de pronóstico genera un valor. A dicho valores lo agrega al gráfico en las ventanas de pronóstico.

Este es un proceso reiterativo que continúa hasta que:

- La simulación alcanza un criterio de detención.
- hasta que usted detiene la simulación manualmente.

El gráfico de pronósticos refleja la incertidumbre combinada de las celdas de supuestos en los resultados de salida del modelo. Tenga en cuenta que la simulación Monte Carlo sólo se aproxima a una situación real. Cuando usted diseñe y simule sus propios modelos de hoja de cálculo, asegúrese de examinar cuidadosamente la naturaleza del problema y continúe refinando los modelos hasta que estos se asemejen lo más posible a su situación.

3.5.3 Ejecutar la Simulación

Para ejecutar la simulación:

Seleccione Ejecutar > Comenzar la simulación.

 Crystal Ball ejecuta una simulación para la situación contenida en el libro de trabajo y muestra un gráfico de pronósticos mientras calcula los resultados.

 En forma predeterminada, la simulación se detiene automáticamente tras haber ejecutado 1.000 iteraciones. Para modelos más grandes usted puede utilizar el botón Detener o Ejecutar > Detener la simulación si fuese necesario detener la simulación antes de que se hubiesen ejecutado todos los iteraciones.

Cuando la simulación se detiene, en la pantalla aparece la ventana de pronóstico tal como se la muestra en la Figura N° 3.17. Puede ocurrir que los números varíen ligeramente cada vez que se ejecute la simulación pero la ventana de pronósticos debería lucir parecida a esta ilustración.



Figura N° 3.17: Cuadro de pronósticos

3.5.4 Restaurar y Ejecutar a Paso Simple

La primera vez que ejecute una simulación de la forma en la que aparece en “Ejecutar la Simulación”, el Panel de Control (Figura N° 3.18) de Crystal Ball aparecerá en la pantalla. Una vez que aparezca podrá observar qué útil es a la hora de gestionar simulaciones y analizar resultados.



Figura N° 3.18: Panel de control de Crystal Ball

 Para resetear la simulación y eliminar todos los cálculos anteriores, haga clic en el botón Resetear.

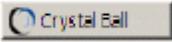
 Para avanzar por la simulación de a un ensayo por vez, haga clic en el botón Paso simple.

3.5.5 Cerrar Crystal Ball

Usted puede guardar y cerrar los modelos de Crystal Ball de la misma manera en que lo hace con los demás libros de trabajo de Excel.

Si lo desea, podrá hacer clic en el botón Resetear o en Ejecutar > Resetear la simulación para resetear su modelo antes de cerrar Crystal Ball.

Para cerrar Crystal Ball:

-  Haga clic derecho en el ícono de Crystal Ball en la barra de tareas de Windows y luego elija Cerrar o
- Cierre Excel.

Para resumir, Crystal Ball es una herramienta analítica que ayuda a ejecutivos, analistas y otros a tomar decisiones al permitirles utilizar simulaciones en modelos de hoja de cálculo. Los pronósticos resultantes de estas simulaciones ayudan a cuantificar las áreas de riesgo para proveer a aquellos que toman decisiones la mayor cantidad de información posible y poder así respaldar decisiones inteligentes.

3.6 OpenWorks

Es el sistema geológico de integración de data y donde se encuentra creada la base de datos del Modelo Estático de Estudios Integrados.

3.6.1 StraWorks

Es un software de la compañía Landmark en el que se pueden hacer interpretaciones, correlaciones, secciones estratigráficas y estructurales, que ayudan a la generación del modelo estático del área estudiada. Entre los modelos con que cuentan, se tienen Correlation, Cross Section y Map View.

3.6.2 Correlation

A través de la aplicación StraWorks de la compañía Landmark, específicamente en el menú “correlation” se pueden visualizar las correlaciones existentes para cada una de las arenas del campo en estudio, en este módulo se pueden visualizar los registros litológicos y resistivos cargados para cada pozo, los cuales son necesarios para poder realizar la correlación con mayor precisión.

CAPÍTULO IV.

MARCO METODOLÓGICO

4.1 Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información

Esta fase es de relevante importancia ya que involucra la recolección y revisión de la información relacionada directa o indirectamente con el tema a desarrollar; libros, revistas, trabajos de grado, documentos técnicos y cualquier otro tipo de estudios previos del área de interés, manuales de aplicaciones que serán utilizadas durante la realización del proyecto y todo el material bibliográfico que ayude al óptimo desarrollo del estudio a realizar. Adicionalmente se solicitó toda la información de los yacimientos U6 MEL 166 y U6 101, completación original, historia de producción, datos de presiones, eventos, entre otros.

La información de producción relacionada con el campo Melones se obtuvo mediante reportes de pozo generados a través de las aplicaciones corporativas OFM y Centinela, también se obtuvo información del estado actual de los pozos, método de producción, configuración mecánica y otros, mediante la revisión de los archivos, con la ayuda de la aplicación digital (SIMDE).

De igual forma se recopiló toda la información de perfiles eléctricos corridos en los pozos, utilizados para realizar la evaluación petrofísica de los mismos.

4.2 Descripción del Modelo Geológico

Para la descripción del modelo geológico de los yacimientos, se procedió primeramente a identificar en los mapas isópacos estructurales de la arena U6, topes, bases y espesores de arena petrolífera en los pozos que la atravesaron y la ubicación

de los mismos. Esta información fue validada mediante la revisión de las correlaciones utilizando el módulo Correlation, de la aplicación Stratworks, de la Plataforma Landmark. Además se desarrollaron secciones estructurales de dirección Norte Sur, para observar la variación de los estratos con profundidad, identificación de contactos de fluidos y fallas. Y secciones estratigráficas, donde se observó el desarrollo lateral de la arena, y el depocentro del canal. Por otra parte se revisaron los informes técnicos realizados en la Unidad de Estudios Integrados referentes al ambiente de sedimentación y la estratigrafía de la arena U6.

Una vez validada esta información, se procedió a una breve reinterpretación del modelo geológico de los yacimientos.

4.3 Determinación de parámetros petrofísicos de la formación

Una vez determinado la profundidad del tope y la base de la arena U6 en cada uno de los pozos pertenecientes a cada yacimiento se procedió a realizar la evaluación petrofísica, con el objetivo de conocer, básicamente, datos de porosidad, permeabilidad y saturación de agua, que sirvan para generar los mapas de isopropiedades para cada yacimiento en estudio.

La evaluación petrofísica se realizó a los 35 pozos que atraviesan la arena U6, con el uso de la aplicación Petroworks/Pro del programa computarizado Openworks, Plataforma Landmark, en el cual se seleccionaron los algoritmos a utilizar, las curvas de entrada, y se identificaron las curvas de salida, para luego ser llamadas en forma de sumario.

4.3.1 Determinación del Volumen de Arcilla (Vsh)

El cálculo de volumen de arcilla (Vsh) se realizó para treinta y uno (31) pozos correspondientes al Yacimiento U6 101 y para cuatro (4) pozos correspondiente al yacimiento U6 MEL 166.

El perfil usado para determinar el porcentaje de arcilla fue principalmente el Gamma Ray, teniendo como apoyo para el cálculo la sección PreInterprete (modulo Shale Volume), de la aplicación PetroworkPro, en el cual se definieron los valores de gamma ray (Gr) y volumen de arcilla (Vsh), máximos y mínimos.

A continuación se muestran las fórmulas usadas en esta aplicación:

4.3.1.1 Método de Gamma Ray Linear

$$V_{shale} = \frac{GR_{leído} - GR_{arena}}{GR_{arc} - GR_{arena}} \quad \text{Ec. (4.1)}$$

Donde:

- GRleído: Valor leído de la curva GR en la arena en estudio.
- GRarena: Valor mínimo (arena limpia) leído de la curva GR.
- GRarc: Valor máximo en la lutita adyacente leído de la curva GR.

4.3.1.2 Método de Gamma Ray Power Law

$$VCL_{GR_{PowerLaw}} = \frac{0,006078 * (100 * VshGR_{linear})^{0,30521}}{100} \quad \text{si } VshGR_{linear} \leq 0,55 \quad \text{Ec. (4.2)}$$

$$VCL_GR_{PowerLaw} = \frac{2,1212 * (100 * VshGR_{linear}) - 81667}{100} \quad si \quad 0,55 < VshGR_{linear} \leq 0,73 \quad \text{Ec. (4.3)}$$

$$VCL_GR_{PowerLaw} = VshGR_{linear} \quad si \quad VshGR_{linear} > 0,55 \quad \text{Ec. (4.4)}$$

Donde:

- VCL_GRpowerLaw: Índice de arcillocidad por el Método Gamma Ray Power Law (Fracción).
- VCL_GRlinear: Es el índice de arcillocidad por el Método Gamma Ray Linear (Fracción).

En los pozos que no contaban con la curva de rayos gamma (GR), el cálculo de volumen de arcilla se realizó por el método del potencial espontáneo (SP), utilizando la siguiente ecuación:

4.3.1.3 Método del SP

$$VshSP = \frac{SP_{log} - SP_{clean}}{SP_{sh} - SP_{clean}} \quad \text{Ec. (4.5)}$$

Donde:

- SPlog: Es el valor del potencial espontáneo para la profundidad que se quiere evaluar (mv).
- SPclean: Es el mínimo valor de la curva de SP para el intervalo evaluado (mv).
- SPSh: es el máximo valor de la curva de SP para el intervalo evaluado (mv).

4.3.2 Determinación de la Porosidad (Φ)

En lo referente al cálculo de la porosidad efectiva, primeramente se verificó que cada uno de los pozos contara con las curvas de densidad y neutrón (RHOB, NPHI), para poder obtener el valor de porosidad efectiva al petróleo. Se utilizó la ecuación de Gaymard para definir la porosidad efectiva.

$$\phi_E = \sqrt{\frac{(\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2)}{2}} \quad \text{Ec. (4.6)}$$

Donde:

- Φ_E : Es la porosidad efectiva de la arena evaluada (Fracción).
- Φ_{DC} : Es la lectura en porosidad en el perfil de densidad corregida por arcillosidad (Fracción).
- Φ_{NC} : Es la lectura en porosidad en perfil de neutrón corregida por arcillosidad.

Los cálculos fueron realizados con la ayuda del módulo litología compleja (Complex Lithology) de la Aplicación PetroWorks/Pro.

Las lecturas de porosidades obtenidas de los registros de densidad y neutrón respectivamente, son corregidas por arcillosidad mediante las siguientes ecuaciones:

$$\phi_{DC} = \phi_D - (\phi_{Dsh} * V_{sh}) \quad \text{Ec. (4.7)}$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - (\phi_{Nsh} * V_{sh}) \quad \text{Ec. (4.8)}$$

Donde:

- ϕ_{DC} : Porosidad densidad corregida por arcillosidad (fracción).

- ϕ_D : Porosidad densidad de la arena de interés (fracción).
- ϕ_{Dsh} : Porosidad de la arcilla por densidad (fracción).
- V_{sh} : Volumen de arcilla de la arena de interés (fracción).
- ϕ_{NC} : Porosidad neutrón corregida por arcillosidad (fracción).
- ϕ_N : Porosidad neutrón de la arena de interés (fracción).
- ϕ_{Nsh} : Porosidad de la arcilla por densidad (fracción).
- ϕ : Porosidad efectiva (fracción).

Para los pozos que no poseen la curva de Densidad - Neutrón se generó una curva sintética, utilizando la siguiente ecuación:

$$PHIE_calculada = 0,32 - (0,39 * Vsh) \quad \text{Ec. (4.9)}$$

Donde:

- “PHIE_calculada”: Es la curva de porosidad sintética (Fracción).
- Vsh: Es la curva de índice de arcillosidad mínima (Fracción).

Esta ecuación fue cargada en el módulo “paquete matemático” (MathPack) de la aplicación PetroWorks/Pro (Figura N° 4.1), permitiendo generar una curva de porosidad efectiva sintética para los 17 pozos, que no contaban con curvas de Densidad- Neutrón.

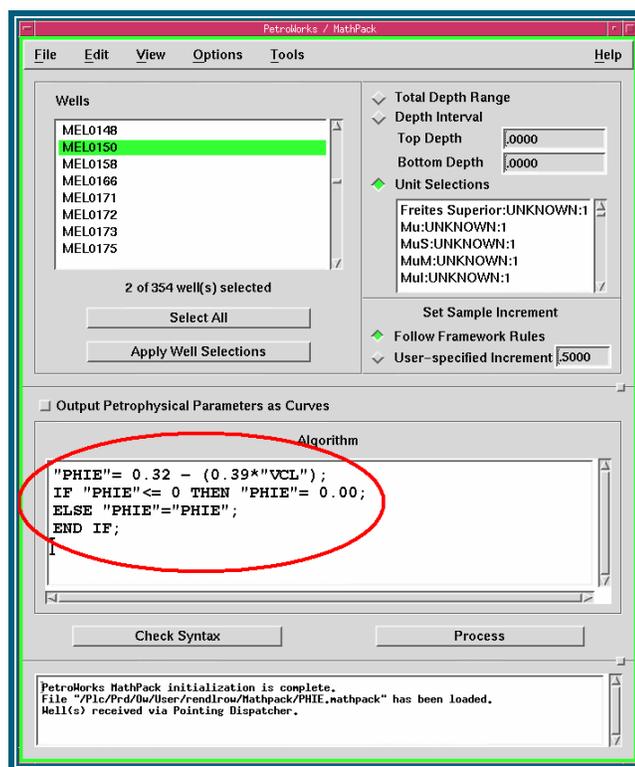


Figura N° 4.1: Módulo MathPack, utilizado en la generación de la curva sintética de porosidad efectiva

4.3.3 Determinación de la Saturación de Agua (S_w)

Para el cálculo de la saturación de agua se utilizó el modelo de Simandoux Modificado, aplicada en arenas arcillosas y ofreciendo resultados aceptables en yacimientos con resistividad de agua relativamente baja, basándose en el concepto de la fracción volumétrica de arcilla para la determinación de la saturación de agua. Este modelo está definido por la siguiente ecuación:

$$S_w = \frac{a * R_w * (1 - V_{sh})}{2 * \phi^m} * \left[-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \left(\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \left(\frac{4 * \phi^m}{a * R_t * R_w * (1 - V_{sh})} \right) \right)^{\frac{1}{2}} \right] \quad \text{Ec. (4.10)}$$

Donde:

- Sw: Saturación de agua (fracción).
- Rw: Resistividad de agua de formación (Ω -m).
- Vsh: Volumen de arcilla (fracción).
- Rsh: Resistividad de la arcilla para el intervalo evaluado (Ω -m).
- Rt: Resistividad de la zona no invadida (Ω -m).
- a: Es el coeficiente de tortuosidad (Adimensional).
- m: Es el factor de cementación (Adimensional).
- n: Es el exponente de saturación (Adimensional).
- Φ_e : Es la porosidad efectiva de la formación para el intervalo evaluado (Fracción).

Esta Saturación de agua (Sw), se calculó simultáneamente junto con la porosidad para los pozos que contienen la curva de Densidad – Neutrón en el modulo Complex Lithology de la Aplicación PetroWorks/Pro.

Los valores de resistividad de las lutitas (Rsh) fueron estimados para cada pozo, leídos directamente en los registros.

4.3.4 Estimación de los parámetros petrofísicos

Los valores de los parámetros: “exponente de tortuosidad” (a), “exponente de cementación” (m) y “exponente de saturación” (n) fueron obtenidos de un informe petrofísico realizado por el equipo de Estudios Integrados Pesado/Extrapesado del Dpto. Social San Tomé, mediante el análisis de núcleo realizado a las muestras tomadas de los pozos MS-827 MEL-124, y MFD-023, De este mismo estudio se tomó el valor de la resistividad del agua (Rw). La saturación irreducible de agua fue obtenida a través de la teoría de pickett plot.

4.3.5 Determinación de Saturación de agua Irreducible (Swirr)

La saturación de agua irreducible se determinó graficando la resistividad de la formación (RT) vs. saturación de agua (Sw), con el soporte de la sección Cross Plot/Histogramas. Tomándose el valor de Swirr donde la curva se hace asintótica al eje Y.

4.3.6 Determinación de la permeabilidad (K)

Con la idea de obtener un valor aproximado y representativo, se calculó la permeabilidad de la formación utilizando la ecuación de Timur, la cual se basa en la interrelación entre la porosidad (Φ) y la saturación de agua irreducible (Swirr).

Esta ecuación está definida por los siguientes parámetros:

$$K = \frac{0,136 * (\phi)^{4,4}}{(Swirr)^2} \quad \text{Ec. (4.11)}$$

Donde:

- K: Permeabilidad (md).
- Φ : Porosidad (porcentaje).
- Swirr: Saturación de agua irreducible (porcentaje).

Sin embargo la curva generada por esta ecuación no mostraba valores que representaran a las permeabilidades obtenidas a través del análisis de núcleos realizados a los pozos MS-827, MEL-124 y MFD-023.

Se empleó la metodología utilizada por los petrofísicos de la Unidad de Pesado San Tomé, los cuales a partir de datos de los núcleos de los pozos MS-827 y MFD-023, del campo Melones, graficaron los puntos de permeabilidad y porosidad del núcleo del pozo MS-827 (Tabla N° 4.1) y por regresión lineal se obtuvo el algoritmo exponencial para calcular la permeabilidad de la formación en los pozos verticales del campo Melones Central (Figura N° 4.2).

Tabla N° 4.1: Datos de permeabilidad y porosidad del núcleo POZO MS-827

PERMEABILIDAD AL AIRE	POROSIDAD
(mD)	(fracción)
2630	0,359
4740	0,339
10400	0,373
1480	0,262
3060	0,234
5630	0,272

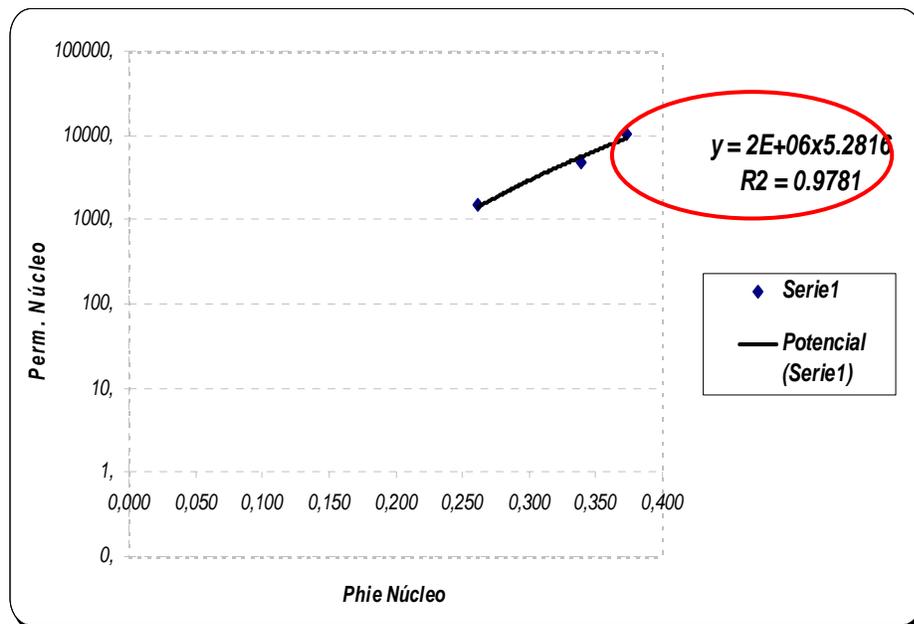


Figura N° 4.2: Gráfico cruzado de permeabilidad vs. porosidad de núcleo

La ecuación obtenida es la siguiente:

$$K - \text{Melones} = 2.000.000 * (PHIE)^{5,2816} \quad \text{Ec. (4.12)}$$

Posteriormente se consideró la información de núcleo del pozo MFD-023 para generar la ecuación que permite estimar la relación entre la permeabilidad vertical y horizontal (KV/KH), y de esta manera obtener la ecuación empírica que permite evaluar la permeabilidad de la formación atravesada por los pozos horizontales del campo Melones Central (Figura N° 4.3).

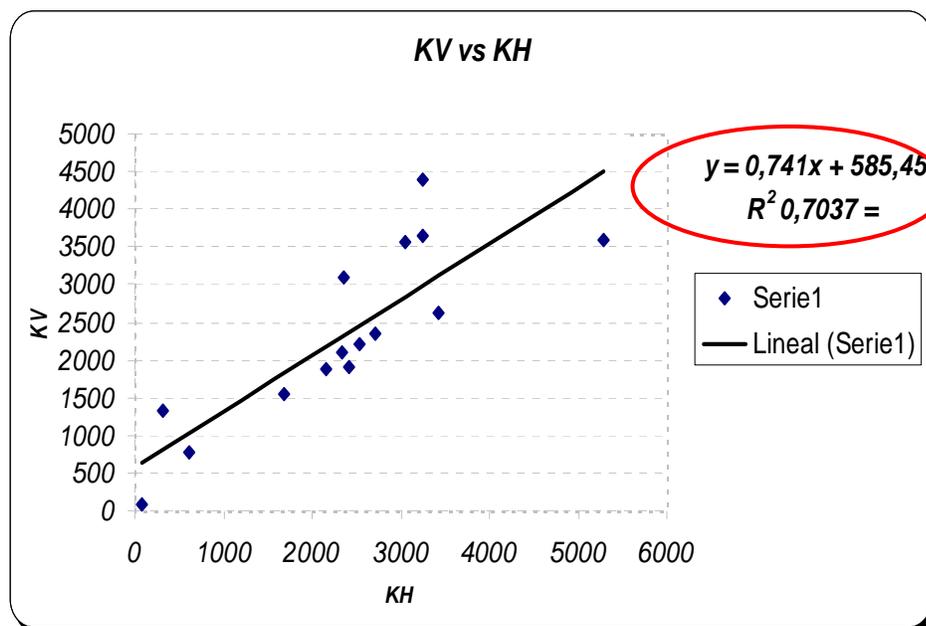


Figura N° 4.3: Gráfico de la relación entre Kv/Kh

La ecuación obtenida fue la siguiente:

$$KV / KH_{\text{Melones}} = 0,741 * (KH) + 585,45 \quad \text{Ec. (4.13)}$$

La información petrofísica del análisis de núcleo de la muestra tomada del pozo MEL-124, no fue considerada para generar alguna correlación, debido a que durante la realización de los estudios la muestra no fue debidamente preservada por lo que los resultados obtenidos del análisis no se consideran confiables.

4.3.7 Determinación de los valores promedios de las propiedades de la roca

Una vez calculadas las propiedades de permeabilidad, porosidad y saturación de agua, se determinaron valores promedios ponderados por espesor de arena petrolífera para cada una de ellas, utilizando la siguiente ecuación:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i * h_i}{\sum h_i} \quad \text{Ec. (4.14)}$$

Donde:

- Xi: Propiedades (permeabilidad, porosidad y saturación de agua).
- hi: Espesor (pies).

Estos valores promedios obtenidos serán utilizados para el cálculo del POES volumétrico.

4.3.8 Mapa de Isopropiedades

Con el uso de la información petrofísica de permeabilidad (K), porosidad (Φ), saturación de agua (S_w) y arena neta (AN) para los Yacimientos U6 MEL 166 y U6 101, obtenidas a partir de evaluaciones en el área, se elaboraron mapas de isopropiedades utilizando para ello la herramienta OFM (Figura N° 4.4) a través del módulo Map Grid, que permite visualizar arealmente el comportamiento de las variables mapeadas (K, Φ , S_w , AN).

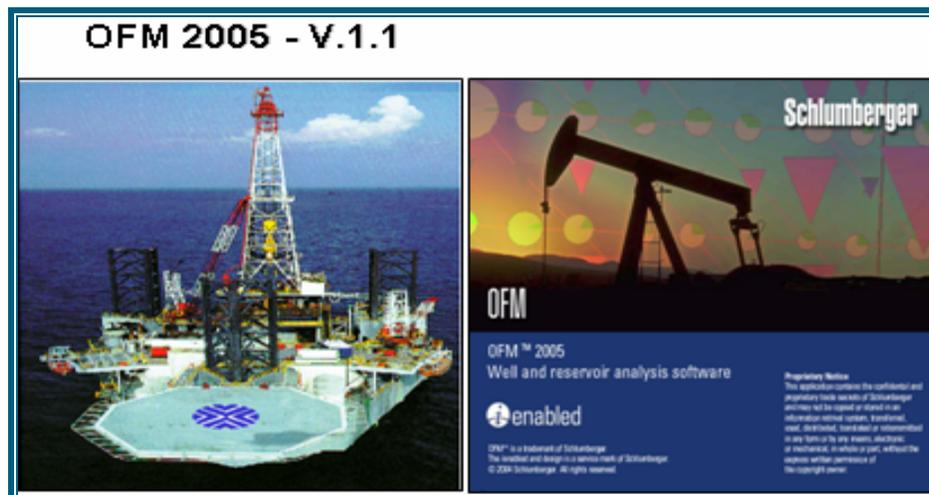


Figura N° 4.4: Logo del Software OFM

4.4 Revisión y Validación de los datos de Producción

La validación de producción se inició con la comparación de las bases de datos disponibles como Centinela y OFM. Durante este proceso se estableció la premisa de que, al no presentarse diferencias entre las bases de datos, se consideraría consistente la información existente.

Apoyados en la información recolectada, y datos extraídos de los sumarios mensuales a través de los softwares CENTINELA y de la base de datos de producción, Oil Field Manager (OFM), se generó un archivo Excel a partir de todas las fuentes disponibles, que contiene básicamente: la historia de producción de petróleo, gas y agua de los 3 pozos productores del área, los eventos ocurridos durante su vida productiva, arenas probadas y completadas oficialmente, breve descripción de los trabajos realizados, así como su estado actual que permitieron comparar todas las bases de datos. Luego, se cotejó la historia de producción resultante con la historia de eventos de los pozos (aperturas, cierres, inyección de

agua, gas, etc.) chequeándose la correspondencia entre estas y aplicando las modificaciones necesarias.

El análisis del comportamiento de la gráfica de producción con respecto al tiempo, para cada pozo, se realizó mediante la herramienta (OFM), para así determinar la existencia de cierres de producción y posibles fluctuaciones, que alteran el comportamiento de producción durante su vida productiva.

4.4 Chequeo de las Propiedades PVT de los fluidos

4.4.1 Inventario de los Análisis P.V.T

Para conocer la información de análisis PVT disponibles para los yacimientos en estudio, fue necesario revisar las carpetas de los pozos en formatos digital, con la ayuda de aplicación SIMDE; también se contó con reportes en físico de los mismos. En total se recopiló un (1) análisis PVT de la muestra de separador que se tomó el 17/07/1997 en el pozo MEL-172.

Este análisis PVT de la muestra de fluido, fue revisado y validado de acuerdo a la representatividad de la misma, comparando las condiciones a las cuales se realizó la prueba en el laboratorio, con las que reportó el pozo al momento del muestreo (R_s , T , P_{wf} , P_y), luego se chequeó la consistencia interna de los análisis, mediante las siguientes pruebas: Linealidad de la Función “Y”, Balance de Masa, Densidad y Desigualdad.

4.4.2 Chequeo de la representatividad de la muestra

Para garantizar que la muestra de fluido sea representativa del fluido original de yacimiento, es esencial verificar su representatividad, lo cual consiste en verificar los siguientes aspectos:

➤ **Temperatura**

La temperatura utilizada en los experimentos PVT debe ser igual a la temperatura del yacimiento, con una desviación no mayor a 10°F. Para obtener los valores de temperatura de los yacimientos en estudio, se utilizó la correlación de la Total desarrollada para el Oriente de país, ya que no se contó con pruebas de presión que nos permitieran tener un valor más consistente de este parámetro.

$$T_{lab} = T_{yac}$$

La correlación de la Total está definida con la siguiente ecuación:

$$T_{yac} = 0,0167 * H + 95,668 \quad \text{Ec. (4.15)}$$

Donde:

- T_{yac} : Temperatura de yacimiento, °F.
- H: Profundidad subsea, pies.

➤ **Relación Gas Petróleo (RGP)**

La RGP utilizada para recombinar las muestras de líquido y gas de separador en los experimentos PVT, debe ser similar a la RGP obtenida bajo condiciones estables en el pozo (desviación máxima del 10%).

➤ **Presión**

La presión del yacimiento debe estar por encima de la presión de saturación, si la presión del yacimiento a declinado por debajo de la presión de burbujeo ya no es posible tomar muestras representativas del fluido original del yacimiento. Para el cálculo de la presión inicial de los yacimientos, se utilizó la correlación de la Total desarrollada para el Oriente de país, ya que no se dispuso de pruebas de presión que nos permitieran tener un valor consistente de este parámetro.

La correlación de la Total para obtener la presión inicial de los yacimientos está definida con la siguiente ecuación:

$$P_i = 0,43 * (prof .datum) + 71,117 (lpca) \quad \text{Ec. (4.16)}$$

4.4.3 Chequeo de la consistencia de los resultados

La consistencia interna de cada estudio del comportamiento termodinámico de fluidos PVT se determinó mediante la revisión y análisis de las siguientes pruebas: Prueba de la Linealidad de la Función “Y”, Prueba de Balance de Masa, Prueba de Densidad y prueba de desigualdad.

4.4.3.1 Prueba de la Linealidad de la Función “Y”

Para verificar la consistencia interna del experimento de Expansión a Composición Constante, se deben graficar los valores de Función “Y” vs Presión con los valores obtenidos del experimento y determinar por mínimos cuadrados, la mejor recta que pasa a través de ellos. Si el crudo presenta poca cantidad de componentes

no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio son hechas con precisión se debe obtener una línea recta.

Los valores de la Función “Y” vienen dado por la relación de presión y volumen relativo, expresada con la siguiente ecuación:

$$\text{Función "Y"} = \frac{P_b - P}{P_{abs} * (V_r - 1)} \quad \text{Ec. (4.17)}$$

Donde:

- P_b : Presión de burbujeo (Lpc).
- P : Presión de medición (Lpc).
- P_{abs} : Presión de medición en unidades absolutas (Lpc).
- V_r : Volumen relativo (Lpc).

Observando el comportamiento de la Función “Y”, se puede determinar si la presión en el laboratorio ha sido subestimada o sobrestimada con respecto a la presión del crudo del yacimiento.

4.5.3.2 Prueba de Balance de Masas

Esta prueba consiste en verificar si el gas en solución (R_s) de la prueba de Liberación Diferencial es igual al calculado con la ecuación de Balance de Masa basado en datos de densidad del crudo, factor volumétrico de formación del petróleo en función de la presión y gravedad específica del gas liberado en cada etapa, suponiendo como base de cálculo un litro de crudo residual. La diferencia entre los dos valores de R_s no debe exceder al 5%.

Para realizar el balance de masas fue indispensable que la prueba de liberación diferencial, del análisis PVT, disponga de los siguientes datos:

- Gravedad API del crudo residual.
- Relación Gas-Petróleo en solución a diferentes presiones (Rs).
- Factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones (Bo).
- Gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación (γ_g).
- Densidad del petróleo (ρ_o).

El procedimiento utilizado para obtener la relación gas – petróleo en solución (Rs) en cada etapa de liberación, mediante el balance de masas, se tomó de la referencia “Caracterización Física de los Yacimientos del CIED” corregido por G. Rojas (1997).

Las consideraciones y deducciones de las ecuaciones utilizadas se citan a continuación:

A condiciones de 14,7 lpca y 60°F.

Masa de Petróleo

$$m_{o1} = \rho_o * V_o \quad (gm) \quad \text{Ec. (4.18)}$$

$$V_o = 1000 \text{ cc} \quad \text{Ec. (4.19)}$$

$$\rho_o = (\gamma_o \cdot \rho_w) \quad \frac{gm}{cc} \quad \text{Ec. (4.20)}$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \quad \text{Ec. (4.21)}$$

$$\rho_w = 0,999015 \frac{gr}{cc} \quad \text{Ec. (4.22)}$$

Donde:

- m : Masa de petróleo, (gm).
- V_o : Volumen de crudo, (cc).
- ρ_o : densidad del crudo, (gr/cc).
- γ_o : gravedad específica del crudo, (Adimensional).
- ρ_w : densidad del agua (gm/cc).
- Masa de gas en solución.

$$m_{g_1} = 0, \quad (gm)$$

- Volumen de gas en solución.

$$V_{g_1} = 0, \quad (PCN)$$

- Relación gas-petróleo en solución.

$$R_{s_1} = 0, \quad \left(\frac{PCN}{BN} \right)$$

A condiciones de 14,7 lpca y T (Temperatura de la prueba).

Masa de Petróleo

$$m_{o1} = m_{o2}$$

Constante

Donde:

- m_{oi} : Masa de petróleo en cada tapa.

Masa de gas en solución, Volumen de gas en solución y la Relación gas-petróleo en solución a la temperatura de la prueba.

$$m_{g_2} = 0, \quad (gm) \qquad V_{g_2} = 0, \quad (PCN) \qquad R_{s_2} = 0, \quad \left(\frac{PCN}{BN} \right)$$

Donde:

- V_{gi} : Volumen de gas en cada etapa.
- R_{si} : solubilidad del gas encada etapa.

A condiciones de presión inicial (P_i) y T.

Masa de Petróleo

$$m_{oi} = \rho_{odi} * B_{odi} * V_o, \quad (gm) \quad \text{Ec. (4.23)}$$

Donde:

- ρ_o : densidad del crudo, (gr/cc).
- B_{oi} : factor volumétrico del crudo, (BY/BN).
- V_o : Volumen de petróleo (gm/cc).

Incremento de la Masa de gas en solución entre las presiones P_i y P_{i-1} .

$$\Delta m_{g_i} = m_{o_i} - m_{o_{i-1}}, \quad (gm) \quad \text{Ec. (4.24)}$$

Volumen de gas en solución correspondiente a m_{g_i} .

$$V_{g_i} = \frac{379,4}{28,96 \cdot 454,7} \cdot \frac{m_{g_i}}{\gamma_{g_{i-1}}} \quad V_{g_i} = 0,02881 \cdot \frac{m_{g_i}}{\gamma_{g_{i-1}}} \quad (PCN)$$

Relación gas-petróleo en solución a P_i .

$$R_{s_{di}} = R_{s_{di-1}} + 159 * V_{g_i}, \quad \left(\frac{PCN}{BN} \right) \quad \text{Ec. (4.25)}$$

4.5.3.3 Prueba de Densidad

Esta prueba consiste en comparar la densidad del petróleo en el punto de burbujeo, calculada a partir de datos de separadores, con la densidad del petróleo en el punto de burbujeo obtenida a partir de la prueba de Liberación Diferencial, la diferencia no debe exceder del 5%.

$$\rho_{obd} = \rho_{obf} \quad \text{Ec. (4.26)}$$

Donde:

- ρ_{obd} : Densidad del crudo de la prueba diferencial.
- ρ_{obf} : Densidad del crudo calculada a partir de pruebas de separadores.

4.5.3.4 Prueba de desigualdad

Los datos PVT para que sean consistentes deben cumplir con la siguiente restricción

$$\frac{\partial \beta_{od}}{\partial P} < \partial \beta_g \cdot \frac{\partial R_{sd}}{\partial P} \quad \text{Ec. (4.27)}$$

Donde:

- $\delta\beta_{od}$: diferencia de factores volumétricos.
- δR_{sd} : diferencia de solubilidades.
- δP : diferencial de presión.

La finalidad de esta prueba es verificar la consistencia en los cambios de volúmenes de líquido y gas.

4.5 Estimación de Hidrocarburos Originalmente en Sitio y Reservas

4.5.1 Método Determinístico

➤ Cálculo del P.O.E.S

Los valores de los parámetros utilizados en esta ecuación, fueron obtenidos de la evaluación de los yacimientos en estudio. El cálculo del volumen de los yacimientos se obtuvo utilizando la aplicación de cálculo volumétrico del sistema de generación de mapas (SIGEMAP), la porosidad y la saturación de agua inicial se tomaron de los valores promedios de las propiedades calculadas en la evaluación petrofísica y el factor volumétrico inicial del petróleo del análisis PVT.

Este cálculo se hizo a través de la ecuación volumétrica:

$$P.O.E.S. = \frac{7758 * Vb * \phi_{prom} * (1 - Swi)}{Boi} \quad \text{Ec. (4.28)}$$

Donde:

- P.O.E.S.: Petróleo original en sitio (BN).
- Vb: Volumen bruto del yacimiento (acres - pies).
- ϕ_{prom} : Porosidad promedio del yacimiento (fracción).
- Boi: factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN).
- Swi: Saturación de agua inicial (fracción).

➤ Cálculo del G.O.E.S

El volumen de Gas Originalmente en Sitio, presente en los yacimientos de estudio, se encuentra asociado al petróleo, por lo cual se usó para su cálculo la siguiente ecuación:

$$G.O.E.S. = P.O.E.S. * Rsi \quad \text{Ec. (4.29)}$$

Donde:

- G.O.E.S: Gas Original en sitio (MMPCN).
- Rsi: solubilidad del gas original en sitio (PCN/BN).

➤ Factor de Recobro

Debido a la escasez de información que presentan los yacimientos, se utilizó la correlación de Arps para yacimiento con gas en solución para calcular el factor de recobro, la cual esta descrita con la siguiente ecuación:

$$\%RE = 41,81 \left(\phi * \left(\frac{1 - S_w}{Bob} \right)^{0,1611} * \left(\frac{K}{\mu_{ob}} \right)^{0,0979} * S_w^{0,3722} * \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{0,1741} \right) \quad \text{Ec. (4.30)}$$

Donde:

- %RE: Eficiencia de recuperación.
- ϕ : Porosidad.
- S_w : Saturación de agua connota.
- Bob: Factor volumétrico del petróleo al punto de burbuja; BY/BN.
- K: Permeabilidad.
- μ : Viscosidad del petróleo al punto de burbuja.
- Pb: Presión de burbuja.

- Pa: Presión de abandono.

➤ Reservas Recuperables

Una vez conocidos los valores de Petróleo Original en Sitio (POES) y el Factor de Recobro (FR), se procedió a calcular las Reservas Recuperables para cada yacimiento en estudio:

$$Reservas\ Recuperables = P.O.E.S. * FR(BN) \quad \text{Ec. (4.31)}$$

Donde:

- POES: Petrolero Original en sitio.
- FR: Factor de Recobro.

4.5.2 Métodos Probabilístico

En esta parte del trabajo se le asignaron distribuciones de probabilidad a las variables que intervienen en la ecuación volumétrica para el cálculo del POES. La técnica empleada en esta etapa se desarrolló a través de dos metodologías: la primera se basó en el comportamiento probabilístico de las variables, tomando como fuente fundamental los datos medidos en campo (data dura) y validados para el nivel (U6) correspondiente, la asignación de distribuciones se realizó utilizando las pruebas de bondad de ajuste (chi cuadrado), las cuales nos ayudan a tomar decisiones de cuál es la distribución que más ajusta a la serie de datos de las variables seleccionadas. Dicha información representa la estadística del área y refleja el comportamiento real de las variables, dando un soporte técnico y confiable a los resultados del análisis. El otro método se fundamenta en la opinión de expertos (criterio de expertos), utilizados en los casos donde la información es escasa, poco confiable o no se disponga de ella.

Para asignar las distribuciones de probabilidad, se emplearon técnicas estadísticas con la ayuda del Software Crystal Ball 2000®. (Figura N° 4.5), en el cual se definen las Asunciones o variables de entrada del modelo y los Pronósticos o variables de salida.



Figura N° 4.5: Logo del Simulador Crystal Ball

Con la base de datos tabulada se ejecutó el programa Crystal Ball 2000®, el cual trabaja bajo ambiente Microsoft Excel como una aplicación tipo “macro”. Una vez iniciado el software, este muestra una serie de comandos asociados a la definición y cálculo de las distribuciones probabilísticas (Figura N° 4.6).

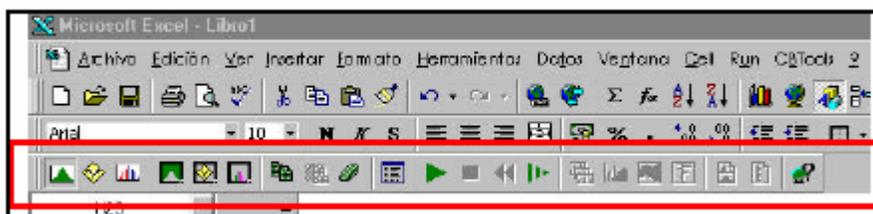


Figura N° 4.6: Barra de Herramientas del Crystal Ball 2000

Luego se seleccionan celdas de la hoja de cálculo para cada una de las variables sujetas a análisis, definida con un número, el cual puede ser el valor promedio del conjunto de datos o el valor de uno (1). Posteriormente en cada una de las celdas seleccionadas se aplica la función “Definir Asunción” (Define Assumption) activando

distribuciones (11 tipos), se debe seleccionar aquella con mejor ajuste, de acuerdo al grado de dispersión, la desviación estándar y el comportamiento paramétrico de la gráfica. Este procedimiento se repite para cada una de las variables, observando la siguiente solución (Figura N° 4.8):

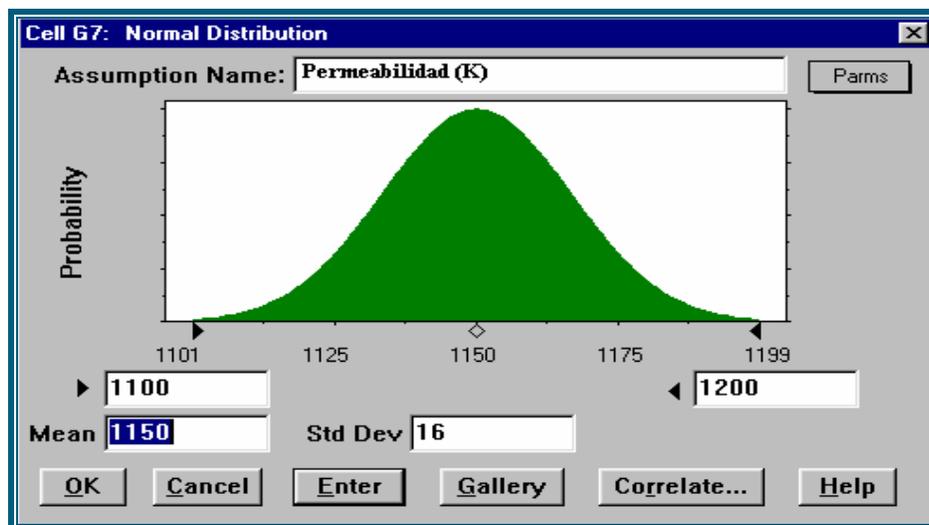


Figura N° 4.8: Distribución de probabilidad generada para una variable aleatoria

Debido a que estas distribuciones son funciones paramétricas que desarrollan un dominio amplio de valores aleatorios que hacen que su función “ $f(x)$ ” se extienda para todo el rango de la variable en estudio, a cada distribución probabilística se le ajustó, por medio de sensibilidades, de la entrada de valores, permitiendo solo la propagación del comportamiento real de dichas variables en el modelo matemático.

Una vez desarrollados los modelos probabilísticos para cada variable de entrada y ajustado a los valores de su rango de variabilidad, se definen las celdas pronósticos con los algoritmos matemáticos, donde cada una de las variables es relacionada directamente con la celda del modelo definido. En la barra de herramientas de Crystal

Ball® se selecciona el icono “Forecast” para definir la variable pronostico (Figura N° 4.9).

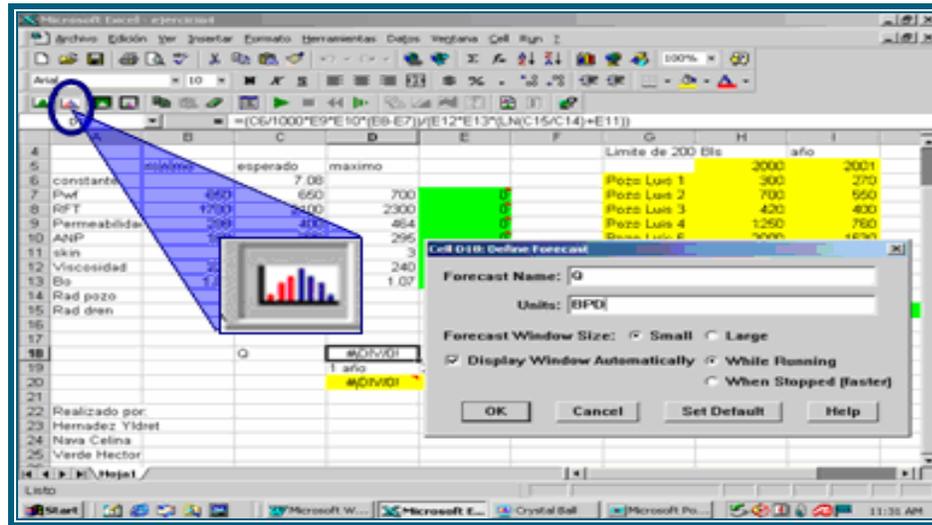


Figura N° 4.9: Definición de la celda pronóstico

Ya establecidas estas variables o cumplidos todos los pasos anteriores se selecciona el icono “Iniciar Simulación” (Star Simulation) para ejecutar la aplicación, propagando cada una de las variables en el modelo, mediante el método de Simulación de Montecarlo. Durante el proceso de simulación, el software Crystal Ball arroja histogramas de probabilidad y frecuencia para el análisis de los resultados (Figura N° 4.10). Es importante recordar que este es un método iterativo y mientras mayor sea el número de variables involucradas, el número de combinaciones se incrementa y por ende mayor deberá ser el número de iteraciones a ejecutar, por lo que se utilizó un mínimo de 10.000 iteraciones para el cálculo.

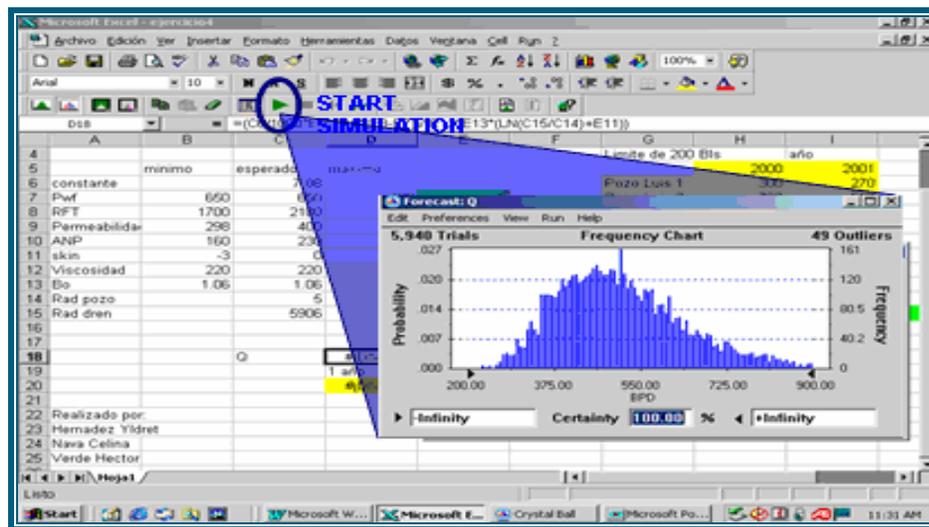


Figura N° 4.10: Inicio de la Simulación Montecarlo

Posterior a la simulación, se procede a determinar los valores estadísticos de la distribución. La media representa la tendencia central de la distribución y el intervalo limitado por los percentiles 10% y el 90% de la distribución, representa la banda de confianza (80% de confiabilidad). En la gráfica generada posterior al proceso de simulación se puede visualizar todos los datos estadísticos que se obtienen, las funciones de probabilidad acumulada y acumulada inversa y los percentiles de la distribución, haciendo click en el ícono “Ver” (View) donde aparece una barra con cada una de estas opciones.

4.6 Evaluación de las estrategias de desarrollo.

A partir de la información obtenida de pruebas de producción o trabajos hechos a pozos, se puede estimar la capacidad que tiene el yacimiento para producir hidrocarburos, ayudando a la perforación de nuevos pozos, bajo similares condiciones de yacimiento.

4.6.1 Estimación de la Tasa Inicial de Producción

Para la estimación de la tasa inicial de producción, fue aplicada la metodología de análisis de riesgo y certidumbre. Un primer paso de esta metodología es conocer el modelo de cálculo de tasa inicial de producción para pozos horizontales y verticales. Las ecuaciones que se utilizarán están conformadas por una serie de variables, que como su nombre lo indica, se caracterizan por no tener un valor fijo, sino por un comportamiento de valores aleatorios que se varían dentro de un rango de valores probables. Es por ello, que a cada una de las variables se le asocia un modelo de probabilidad de acuerdo al tipo de dato obtenido. Estos modelos fueron asignados a cada una de las variables mediante el programa Crystal Ball.

➤ Potencial inicial en pozos horizontales

Según estudios previos, las ecuaciones desarrolladas por el PhD Sada D. Joshi son las que mejores resultados han arrojado en lo relacionado a la estimación de la tasa de producción y de los índices de productividad para pozos horizontales. Tomando en cuenta lo antes mencionado, el modelo matemático que regirá la propagación de la incertidumbre de las variables relacionadas al cálculo de la tasa inicial de producción, queda expuesto de la siguiente manera:

$$q = \frac{k_H h \Delta P}{141.2 B \mu \left(\ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} + \left(\frac{I_{ani} h}{L} \right) \left\{ \ln \left[\frac{I_{ani} h}{[rw(I_{ani} + 1)]} \right] + S'_{eq} \right\} \right)} \quad \text{Ec. (4.32)}$$

Donde:

- Kh: Permeabilidad Horizontal (md).
- L: Longitud Horizontal Efectiva (pies).

- h: Espesor de Arena Neta Petrolífera (pies).
- β_0 : Factor Volumétrico del Petróleo (BY/BN).
- μ_0 : Viscosidad del Crudo (cps).
- ΔP : Diferencial de Presión (lpca).
- Pr: Presión de Yacimiento (lpca).
- Pwf: Presión de Fondo Fluyente (lpca).
- rw: Radio del Pozo (pies).
- Iani: Índice de anisotropía.
- S'eq: Efecto del daño.
- h: espesor (Pies).
- a: eje mayor de la elipse.

Donde Iani es una medida de la anisotropía de la permeabilidad vertical u horizontal y es mostrada por:

$$Iani = \sqrt{\frac{kH}{kV}} \quad \text{Ec. (4.33)}$$

Donde:

- kH: permeabilidad horizontal.
- kV: permeabilidad vertical.

En la ecuación 4.33, a es una media del eje mayor del elipsoide formado por un pozo horizontal de longitud L. La expresión de este elipsoide es:

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{reH}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\}^{0.5} \quad \text{Ec. (4.34)}$$

Para $\frac{L}{2} < 0.9reH$

Donde:

- L: longitud (Pies).
- reH: radio de drenaje del pozo horizontal (Pies).

➤ **Potencial Inicial en Pozos Verticales**

Se utilizó la ecuación de Darcy para calcular el potencial inicial en pozos verticales, considerando flujo radial, la ecuación utilizada es la siguiente:

$$q = \frac{7,08kh(Pe - Pwf)}{\mu\beta_0Ln(re/rw)} \quad \text{Ec. (4.35)}$$

Donde:

- k: permeabilidad (Darcys).
- h: espesor (Pies).
- Pe: Presión del yacimiento (Lpc)
- Pwf: presión de fonda fluyente (Lpc)
- μ : Viscosidad del petróleo.
- β_0 : factor volumétrico del petróleo.

4.6.2 Estimación de Declinación de Producción

Para determinar el tipo de declinación que aplica a cada pozo se empleó la herramienta OFM y su módulo de pronósticos (Forecast). Este módulo permite realizar análisis de curvas de declinación tanto para pozos como yacimientos, utilizando varios métodos de declinación como por ejemplo: Empírico, Fetkovich, Analytical Transient Solution; facilitando los cálculos de reservas, declinación y predicciones del comportamiento de producción, utilizando el tipo de declinación que presenta una menor desviación estándar con respecto al comportamiento real de producción de los pozos.

La declinación de producción con respecto al tiempo muestra un comportamiento, que describe diferentes formas geométricas: exponencial, lineal, hiperbólica, armónica, entre otras. Según estudios previos de análisis de declinación de crudos pesados y extrapesados en el Área, las curvas de declinación de producción tienen características que la definen como de tipo exponencial.

El procedimiento consiste en seleccionar en el panel Analysis / Forecast o hacer clic en el botón Forecast de la barra de herramientas.



4.6.3 Evaluación Económica

Una vez obtenidos los resultados, se realizó la evaluación económica. Esta se hizo mediante una hoja de cálculo de Excel que permite evaluar proyectos y planes de explotación, a partir de la producción de petróleo, agua y gas, tomando en cuenta el costo de inversiones y los costos operacionales, con el fin de tener una idea de la rentabilidad de los planes estudiados.

➤ **Costo de Inversión**

Estos costos se refieren a todo lo necesario para la ejecución del proyecto, vienen representados por los costos de perforación y de completación de un pozo horizontal.

➤ **Costo Operacional de Producción de Petróleo**

El costo operacional de producción de petróleo es el valor definido como los bolívares necesarios para generar un barril de petróleo.

➤ **Indicadores Económicos**

En esta hoja se evalúan los proyectos siguiendo los lineamientos de PDVSA:

- Tasa Interna de Retorno (TIR) $> 15\%$ (Indica la rentabilidad del proyecto)
- Valor Presente Neto (VPN) > 0 (Indica la ganancia neta de la empresa)
- Eficiencia de Inversión (EI) > 1 (Indica lo positiva o negativa que es la inversión).

Una vez obtenida la evaluación se eligió el escenario óptimo de mayor rentabilidad sobre la base de los indicadores económicos ya mencionados, así como el plan de explotación a aplicar.

CAPÍTULO V. DISCUSION DE RESULTADOS

5.1 Recopilación de Información

Después de revisar las bases de datos corporativas existentes en PDVSA, tales como: Centinela, OFM, Carpeta de Pozos (SIMDE), así como documentos impresos; se contabilizó la siguiente información del Campo Melones, la cual servirá de referencia para el estudio (Tabla N° 5.1):

Tabla N° 5.1 Información Disponible

TIPO DE INFORMACIÓN	CANTIDAD	POZOS
Análisis PVT.	1	MEL-172.
Información de producción		MEL-172, MEL 166, MEL-325.
Registros de Pozos.	25	
Informe Petrofísico.	1	
Modelo de Distribución de Fluidos	1	
Informe Geoestadístico.	1	
Tesis relacionada con el estudio.	1	
Análisis de Núcleos.		POZOS: MFD-23, MEL-124, MS-827.

La recopilación de información de los yacimientos: U6 MEL 166 (Probado) y U6 101 (Prospecto), estuvo orientada a los datos oficiales, tomados del Libro de Reservas del año 2009 (Tabla N° 5.2).

Tabla N° 5.2: Datos Oficiales de los Yacimientos

Parámetros del Yacimiento	Yac. Probado U6 Mel-166	Yac. Probable U6-101	Unidades
P.O.E.S	26,4	33,9	MMBls
G.O.E.S	4,066	3,367	MMMPC
Factor de recuperación Primaria	15,8	12,5	%
Reservas Recuperables	4,17	4,2	MMBls
Prod. Acumulada de Petróleo	1,64	0	MMBls
Reservas Remanentes	2,52	1.935	MMBls
Presión Inicial del Yacimiento	1.653,7	1.653,7	Lpc
Presión de Burbujeo	1.092,7	1.092,7	Lpc
Gravedad del Crudo	12	11.7	°API
Temperatura del Yacimiento	160	147	°F
Factor Volumétrico del Petróleo	1,0977	1,124	BY/BN
Relación Gas Petróleo Inicial	154	174	PCN/BN
Porosidad	30	30	%
Saturación de Petróleo	81	85	%
Saturación de Agua	19	15	%
Permeabilidad Absoluta	4158	1.908	mD
Volumen del Yacimiento	15.377	10.990	Acres_Pies
Área del Yacimiento	600	587	Acres
Prof. del C.A.P.O (Estimada)	3.114		Pies
Prof. del Plano de Referencia	3.070	3.054	Pies
Número de Pozos Completados	2	PROSPECTO	Pozos

En el Yacimiento U6 MEL166 se han completado tres (3) pozos, uno (1) vertical: MEL 166, y dos (2) altamente desviados: MEL-172 y MEL-325, los cuales fueron completados con métodos de levantamiento: Bombeo de Cavidad Progresiva. El yacimiento U6 101 como su clasificación lo indica no posee pozos completados.

5.2 Descripción del Modelo Geológico

El modelo geológico de los Yacimientos U6 MEL 166 y U6 101 fue realizado por un equipo multidisciplinario de la Gerencia de Estudios Integrados, Unidad Pesado/Estrapesado San Tomé. En la Figura N° 5.1 se presenta el mapa isópaco-estructural de los yacimientos en cuestión, en el se muestran sus límites y los pozos completados en los mismos.

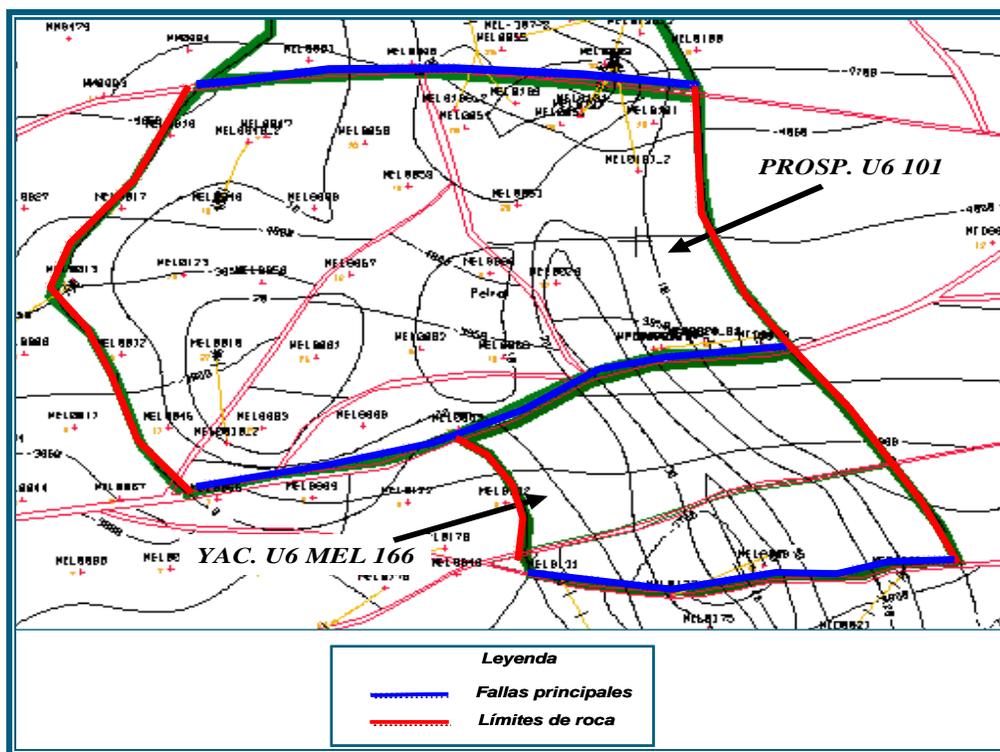


Figura N° 5.1: Mapa isópaco-estructural de los Yacimientos U6 MEL 166 y Prospecto U6 101, Campo Melones

La revisión del modelo geológico se inició con la validación de la correlación del Nivel U, formación Cretácico, Campo Melones. Elaborándose secciones estratigráficas, que permitieron determinar las extensiones laterales y verticales de los cuerpos de arena.

5.2.1 Marco Estratigráfico

El modelo estratigráfico detallado permitió definir las extensiones laterales de los cuerpos sedimentarios que conforman los Yacimientos U6 MEL 166 y U6 101. El espesor promedio de los cuerpos arenosos oscila entre 15 y 25 pies para cuerpos arenosos individuales y hasta 40 pies cuando éstos se encuentran apilados verticalmente. Los límites laterales de los Yacimientos (al Este y al Oeste) se encuentran asociados a los cierres estratigráficos de los cuerpos arenosos. Las extensiones laterales de los cuerpos arenosos alcanzan hasta 3 Km en dirección Oeste-Este y hasta decenas de Kilómetros en dirección Sur-Norte. Los cierres al Norte y Sur serán descritos en el marco estructural.

En el Anexo A se muestran las secciones A-A', B-B' y C-C' y el mapa base de sección. En estas se representa la continuidad de la arena U en dirección de la sedimentación y los cierres estratigráficos laterales de los cuerpos de arena. Los sedimentos son más delgados en la porción Norte de los yacimientos.

5.2.2 Marco Estructural

La sección estructural realizada (Anexo A) contribuyó a determinar la arquitectura de los Yacimientos U6 MEL 166 y U6 101, los cuales presentan un Datum estructural de -3812' y -3970' respectivamente, con un estilo estructural de un Homoclinal con buzamiento Sur3°Norte, y fallas principales del tipo normal con

rumbo Este-Oeste con saltos entre 50 y 100 pies; también se presentan fallas secundarias de menor salto (de 15 a 30 pies) de rumbo Sur/Este-Norte/Oeste.

Las Fallas con rumbo Este-Oeste son los factores principales, responsables de la compartimentalización de los yacimientos asociados al Campo Melones.

El Yacimiento U6 MEL 166, presenta un límite estructural al Sur, asociado a una falla normal de 100 pies de salto, con rumbo Este-Oeste y un buzamiento aproximado de Sur80°Este; al Norte está limitado por una Falla normal de 75 pies de salto, con rumbo Sur/Oeste-Nor/Este y buzamiento Norte85°Oeste.

El Yacimiento U6 101, presenta un límite estructural al Sur, asociado a una falla tipo normal de 75 pies de salto, con rumbo Sur/Oeste-Norte/Este y buzamiento Norte85°Oeste; al Norte está limitado por una falla tipo normal de 50 pies de salto, con rumbo Oeste-Este y buzamiento Sur85°Norte.

Ambos yacimientos (U6 MEL 166 y MEL 101), se encuentran atravesados por fallas normales de menores espesores (de 15 a 20 pies de salto), los cuales no son considerados como sellos o barreras laterales de permeabilidad.

En el Anexo A, se muestra el mapa base de los yacimientos, donde se identifican las diferentes fallas (principales y secundarias) que los atraviesan y delimitan.

5.2.3 Modelo Sedimentológico

El análisis sedimentológico de los Yacimientos U6 MEL 166 y U6 101, consistió en la revisión de informes de estudios sedimentológicos previos, asociados al área en estudio. La elaboración de un mapa paleogeográfico (Figura N° 5.2)

permitió definir un ambiente sedimentario análogo de la unidad U6, como “tipo fluvial entrelazados”, con dirección preferencial de sedimentación hacia el Norte, presentando bajas sinuosidades, una zona de abanicos de roturas con una extensión considerable hacia el Oeste de la zona de canales fluviales. Según la evaluación petrofísica de las curvas de los pozos asociados a los yacimientos, la mayor calidad de roca de yacimiento se encuentra asociada al eje preferencial de sedimentación de los canales fluviales entrelazados y hacia los márgenes laterales de la zona de canales fluviales, así como en la zona de abanicos de rotura, se encuentran las facies sedimentarias con moderada calidad de roca yacimiento.



Figura N° 5.2: Mapa paleogeográfico

Luego fueron revisados los topes y bases de la arena U6 para cada uno de los pozos, con la finalidad de actualizar los mapas isópaco-estructural de los yacimientos.

5.3 Determinación de las propiedades petrofísicas de la formación

Las propiedades petrofísicas de los yacimientos fueron determinadas a partir de los registros disponibles (SP, Gamma Ray, Densidad y Neutrón) utilizando la aplicación Petroworks/Pro (Plataforma Landmark), la cual permitió efectuar una evaluación cada medio (1/2) pies de la arena petrolífera, tomando como base los parámetros de corte, fijados en función a estudios previos realizados en el área.

Los parámetros de corte utilizados en el área fueron los siguientes:

- $5 \leq \Phi \leq 35\%$
- $Sw \leq 50\%$
- $K \geq 55 \text{ mD}$
- $V_{sh} \leq 20\%$
- $R_t > 4,9 \text{ Ohm.m}$
-

Los parámetros petrofísicos determinados se describen a continuación:

El espesor de Arena Neta Petrolífera (ANP) se determinó a partir de la revisión del comportamiento de las curvas de resistividad, GR y SP, obteniéndose un valor promedio de 22 pies para el Yacimiento U6 MEL 166 y de 15 pies para el Yacimiento U6 101.

El Volumen de Arcilla (Vsh) promedio de los yacimientos resultó en un 15% para el Yacimiento U6 MEL 166 y de 19% para el Yacimiento U6 101, lo que refleja, que el desarrollo de la arena U a lo largo de los yacimientos puede ser considerada

como una arena limpia. En tanto que la Porosidad (Φ) de los yacimientos previamente corregida por arcillosidad oscila entre 20-30%, observándose que los mejores valores se encuentran hacia el centro del canal y decrecen a medida que se acercan a los márgenes del mismo y a la zona considerada como abanico de rotura.

La Permeabilidad Absoluta (K), fue calculada a través de ecuaciones obtenidas de los gráficos cruzados elaborados con información de datos obtenidos de análisis de núcleos, las cuales están en función de valores de permeabilidad del núcleo y de porosidad obtenida del perfil de neutrón compensado. Los valores obtenidos oscilan entre 2035 mD y 2717 mD, estando los mayores valores correspondiendo con el eje del canal.

La Resistividad del Agua (R_w) se obtuvo de un informe petrofísico realizado por el Equipo de Modelo Estático de EEII del Dtto. San Tomé. Este valor se utilizó en la ecuación de Simadoux Modificado para el cálculo de la Saturación de Agua de los yacimientos, la cual tiene un valor de 27% para el Yacimiento U6 MEL 166 y de 33% para el Yacimiento U6 101.

Los valores de la evaluación petrofísica obtenida por yacimiento son mostrados en el Anexo B, y los promedios ponderados por espesor de arena neta, se presentan en la Tabla N° 5.3

Tabla N° 5.3: Propiedades Petrofísicas de los Yacimientos

YACIMIENTO	Vsh (%)	Φ (%)	Sw (%)	K (mD)
U6 MEL166	15	28	27	2717
U6 101	19	24	33	2035

Por otra parte se elaboró un gráfico de Resistividad de la formación (Rd) vs Saturación de Agua (Sw), para determinar el valor de saturación de agua irreducible el cual fue de 12% (Figura N° 5.3).

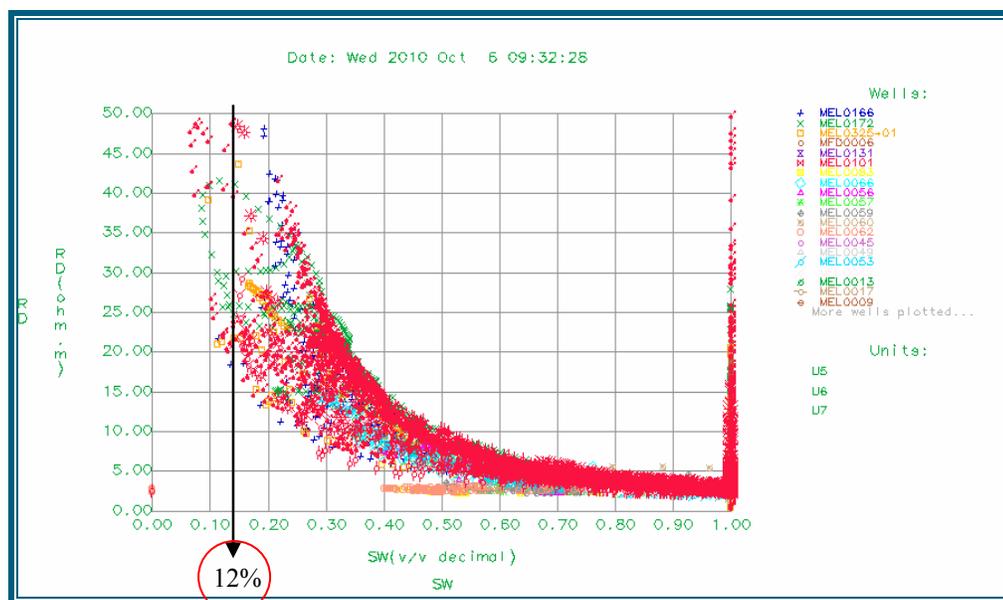


Figura N° 5.3: Gráfico Cross-Plot. (RD vs Sw)

Luego de estimados los valores de porosidad, permeabilidad y arena neta petrolífera, se procedió a elaborar los mapas de isopropiedades, los cuales fueron digitalizados mediante el programa Oil Field Manager (OFM), ubicados a mayor escala en el Anexo B.

Con la ayuda de estos mapas de isopropiedades se muestran las tendencias de cada una de las variables petrofísicas mapeadas, observándose la heterogeneidad y anisotropía de los yacimientos. Sin embargo, es importante resaltar que se muestran, en ciertos casos, valores extrapolados muy elevados que no cotejan con los valores de las propiedades petrofísicas estimadas para los yacimientos en estudio. Estos casos se presentan, en vista de que en dicha zona no existen trabajos de perforación realizados,

lo cual ha impedido el desarrollo y estudio más efectivo de los parámetros petrofísicos, que se apeguen a la realidad natural de estas variables.

5.4 Revisión y validación de datos de producción

Durante la validación, se realizó la recopilación, reconstrucción y análisis de la historia de producción para generar una base de datos confiable, reduciendo así la incertidumbre asociada a los mismos. Esta validación se inició con la recopilación de la información concerniente a los yacimientos desde diferentes bases de datos oficiales (Centinela, OFM, SIMDE) para determinar la consistencia entre la producción mensual de los distintos fluidos y su volumen acumulado respectivo, considerándose las pruebas de producción para detectar y enmendar irregularidades. Las diferencias más comunes encontradas durante la comparación se resumen en: ajuste de puntos anómalos de producción. Se identificaron aquellos puntos anómalos o picos, que no se ajustaban al comportamiento de producción de los pozos, y se corrigieron a partir de las pruebas de producción disponibles. Este es el caso de la producción de gas de los pozos MEL-172 y MEL-166, Yacimiento U6 MEL 166, en el cual se reconstruyó el histórico de producción del gas, en diferentes periodos, usando una RGP ponderada, estimada a partir de las pruebas de producción reportadas en CENTINELA.

Con esta metodología se validaron los históricos de producción, obteniendo una base de datos confiable. En las Figura N° 5.4 y |N° 5.5 se muestran los gráficos de RGP para cada pozo, donde se observa la diferencia existente entre la información obtenida de los históricos de producción extraída de las bases de datos y la respectiva corrección.

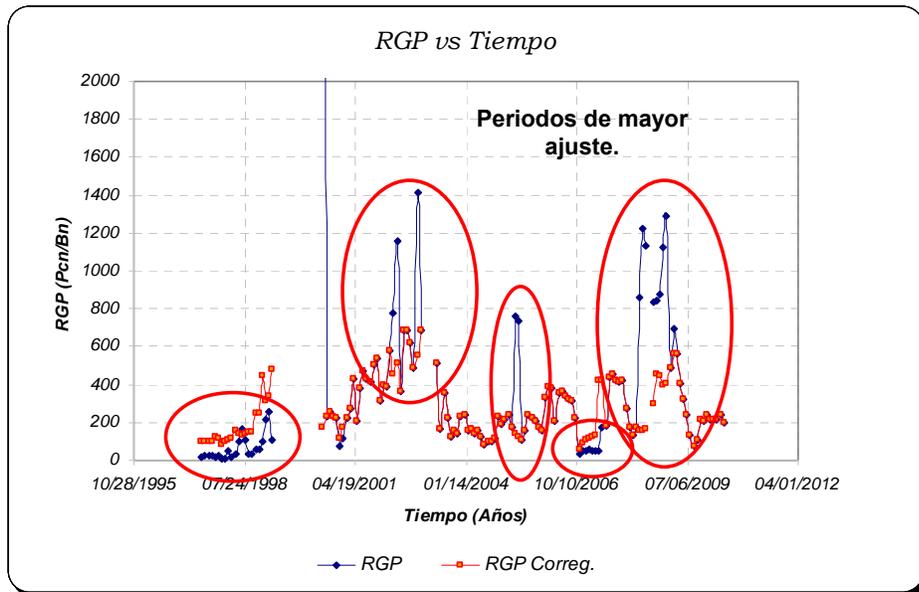


Figura N° 5.4: Grafico de producción de RGP vs Tiempo del pozo MEL 172

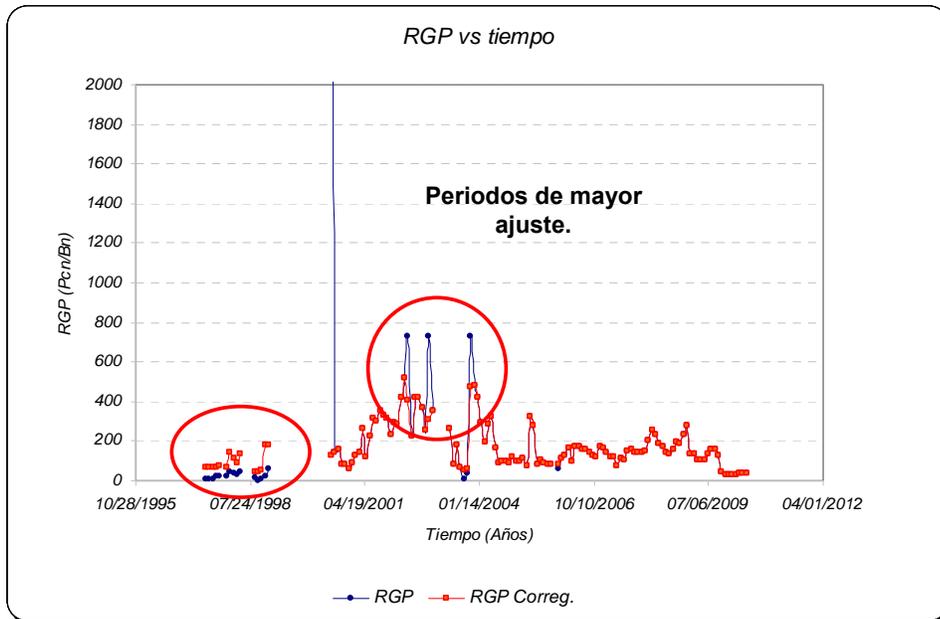


Figura N° 5.5: Grafico de producción de RGP vs Tiempo del pozo MEL 166

5.5 Chequeo de las propiedades PVT de los fluidos

Para la validación del análisis PVT de la muestra de fluido tomada en el pozo MEL-172 a condiciones de superficie, primeramente se chequeó su representatividad, comparando los datos de presión, temperatura y relación gas-petróleo a la que fue sometida la muestra en el laboratorio con los reportados a nivel de campo, a fin de verificar la correspondencia con el fluido de la formación, además se le aplicaron diferentes métodos de consistencia, para demostrar que las pruebas en el laboratorio se realizaron de manera correcta. A continuación se muestran los resultados de este proceso.

5.5.1 Representatividad de la muestra (Información del yacimiento y de la prueba)

- Temp. de yacimiento = 159 °F
- Temp. de la prueba en Lab. = 159 °F
- RGP de producción al momento del muestreo= 119 pc/bl
- Rsi de la prueba= 113 pc/bl
- $P_y > P_b = 1653,9 > 192,7$ Lpca

La muestra es representativa del fluido original en el yacimiento.

5.5.2 Validación de la consistencia de los resultados

5.5.2.1 Prueba de Balance de Masas

Los datos de solubilidad del gas (R_s) obtenidos de la prueba diferencial (Anexo C) fueron comparados con los calculados en esta prueba (Tabla N° 5.4), los resultados

demuestran que el porcentaje de diferencia sobrepasa el 5%, lo que se traduce en inconsistencia de la misma. Se construyó un gráfico de $R_{scal.}/R_{sprueba}$ vs. Presión, donde se muestra la desviación entre los valores de la prueba y los calculados a través del balance de masas. (Figura N° 5.6).

Tabla N° 5.4: Resultados de la prueba de Balance de Materia

Presión, Lpca	Masa Petróleo, gr	Masa gas, gr	Delta volumen Gas, PCN	Rs (Experimental)	Rs (Calculado)	%Error
1092,7	1001,97	2,18	0,1057	113	117,97	4
914,7	999,79	1,53	0,0741	95	101,16	6
814,7	998,27	1,28	0,0620	84	89,38	6
714,7	996,99	1,28	0,0621	74	79,52	7
614,7	995,71	1,26	0,0606	64	69,64	9
514,7	994,44	1,18	0,0563	54	60,00	11
414,7	993,26	1,45	0,0683	45	51,04	13
314,7	991,81	1,45	0,0665	34	40,19	18
214,7	990,35	6,63	0,186	24	29,61	18,96
14,7	983,72	0,00	0,000	0	0,00	0,00

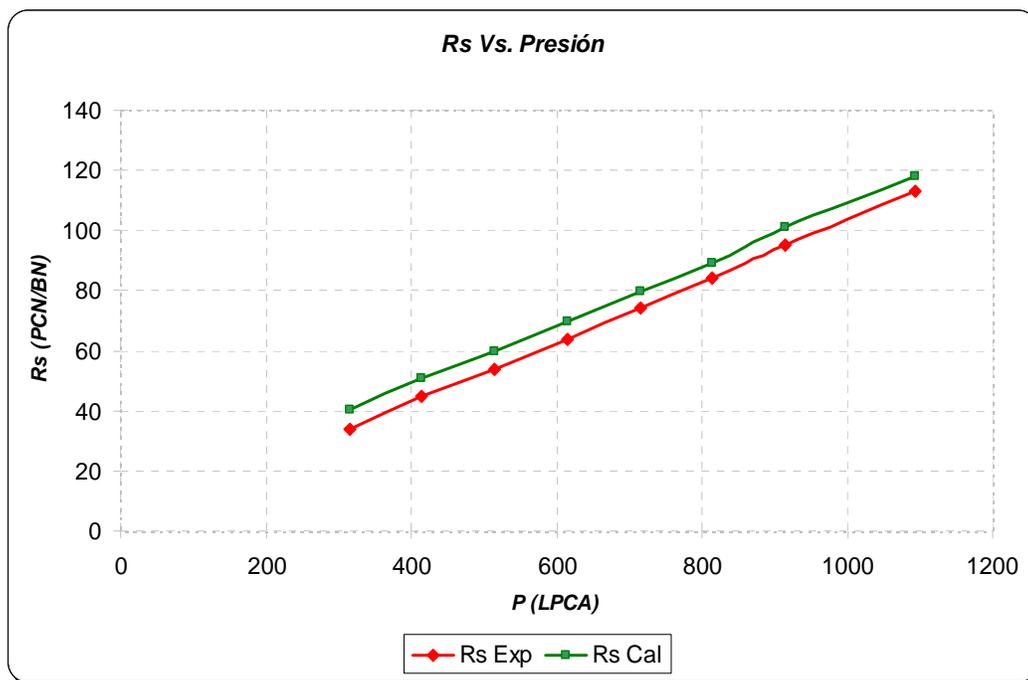


Figura N° 5.6: Solubilidad del gas (Rs) Vs Presión

5.5.2.2 Linealidad de la Función Y

Con los datos de la prueba de liberación a composición constante o flash (Tabla N° 5.5) se elaboró el gráfico de la Función Y vs Presión, la cual debe comportarse como una línea recta, indicando que los volúmenes relativos fueron bien medidos en el laboratorio. Esta condición no se cumple para la prueba reportada (Figura N° 5.7).

Tabla N° 5.5: Resultados Función Y

PRESION (Lpcm)	PRESION (Lpca)	VOL.RELATIVO	Y (LAB)
3000	3014,7	0,9844	
2500	2514,7	0,9880	
2000	2014,7	0,9918	
1800	1814,7	0,9935	
1639	1653,7	0,9948	
1400	1414,7	0,9969	
1200	1214,7	0,9988	
1078	1092,7	1,0000	
1050	1064,7	1,0052	5,11
1031	1045,7	1,0088	5,203
970	984,7	1,0205	5,423
881	895,7	1,0426	5,244
751	765,7	1,0882	4,939
667	681,7	1,1291	4,772
581	595,7	1,1867	4,583
449	463,7	1,3214	4,359
349	363,7	1,5001	4,177
267	281,7	1,7524	4,037
180	194,7	2,2822	3,891
112	126,7	3,2890	3,768

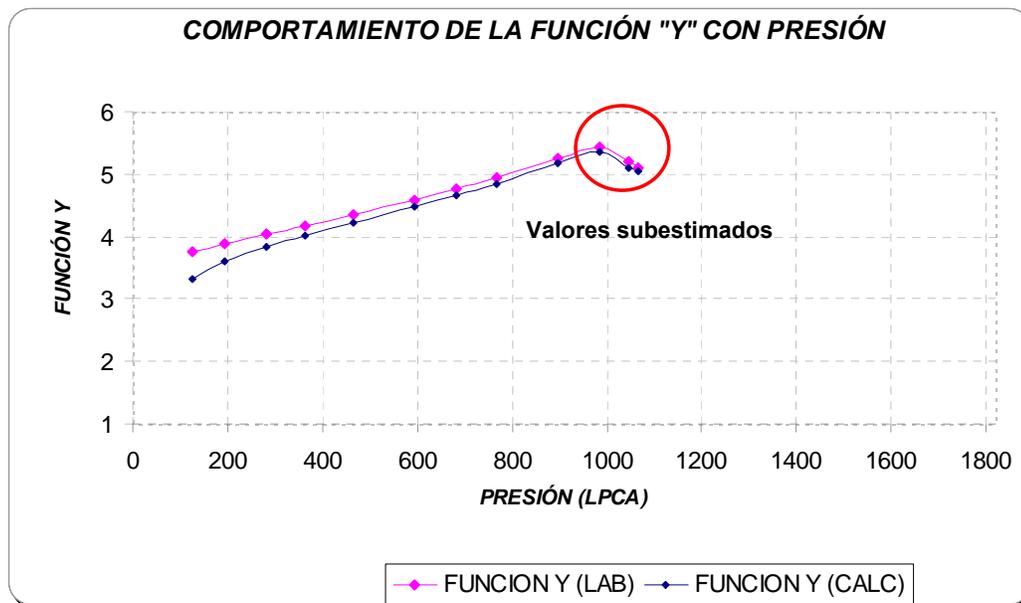


Figura N° 5.7: Comportamiento de la Función Y

Como se observa en la, existe una pequeña dispersión de los puntos cercanos a la presión de burbuja, que probablemente se deba al porcentaje de agentes no hidrocarburos que contiene la muestra, por lo cual fue necesario hacer una corrección de la Presión de burbuja (P_b), estimándose nuevos valores de la Función Y a partir de la ecuación de la recta y a su vez los valores de Volumen Relativo (V_r). Esta corrección puede ser observada en la Figura N° 5.8, donde se reporta un nuevo valor de la presión de burbujeo de 1.153 Lpca.

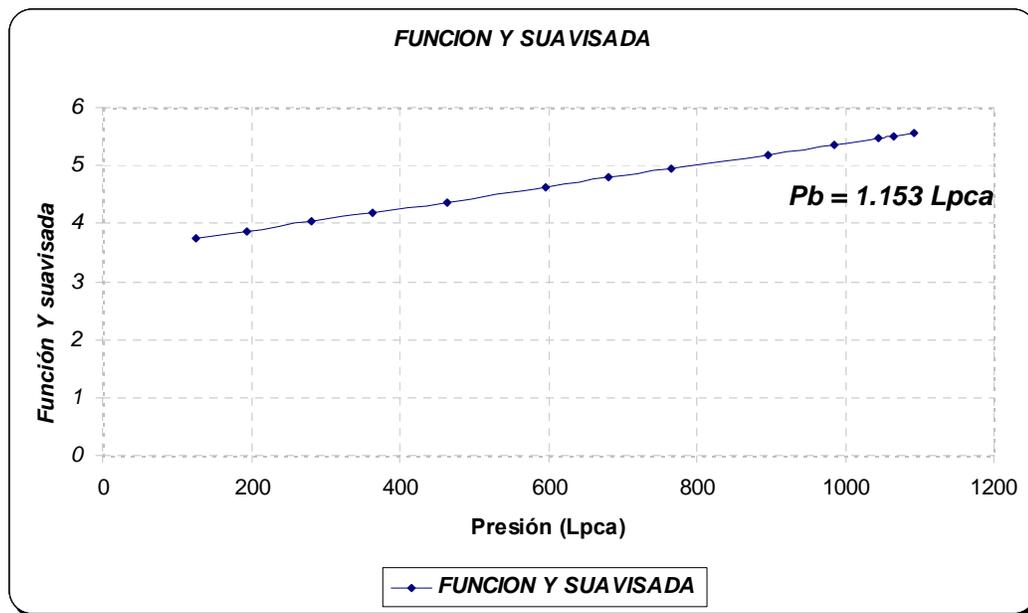


Figura N° 5.8: Función Y suavizada vs Presión

Luego utilizando los volúmenes relativos obtenidos en esta prueba se pudo visualizar la presión de burbujeo en un gráfico de Presión vs Volumen Relativo. (Figura N° 5.9), la cual se puede leer en el punto donde volumen relativo (V_r) = 1.

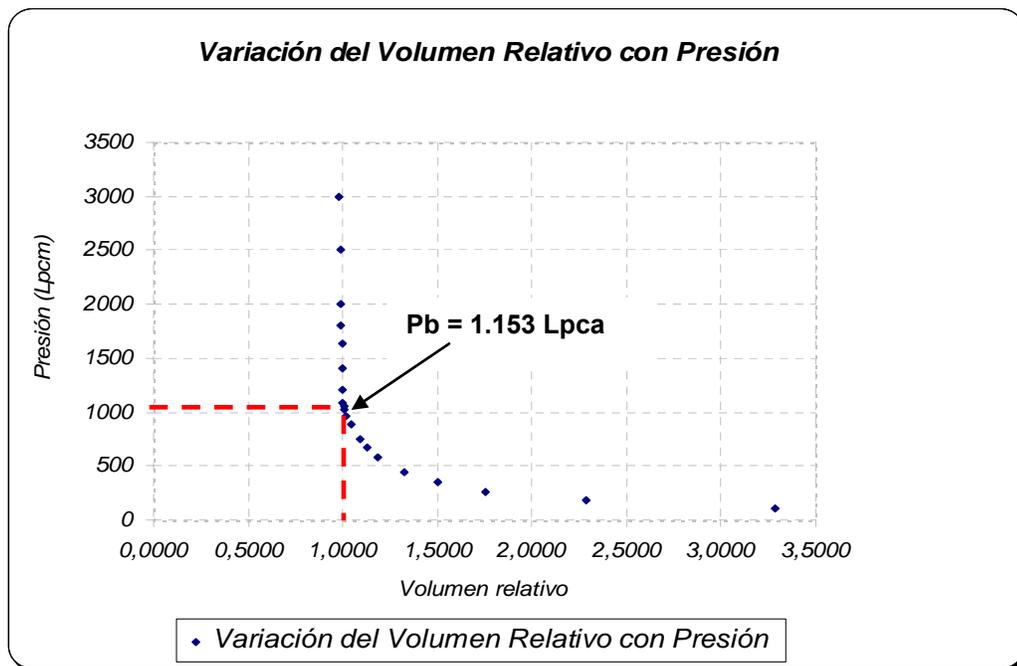


Figura N° 5.9: Grafico de Volumen relativo (V/Vr) vs Presión

En esta grafica no se observa un cambio de pendiente pronunciado, sino una zona de transición, lo cual es característico del tipo de crudo que se está estudiando (crudo pesado).

5.5.2.3 Prueba de densidad

Con la finalidad de comparar que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbuja durante la prueba de liberación diferencial, sea igual a la calculada a partir de los datos obtenidos a las condiciones de separación, se utilizó la siguiente ecuación:

$$\rho_{obf} = \frac{\gamma_o \rho_w}{B_{obf}} + \frac{0,0763277}{B_{obf}} * [(\gamma_g R_s)_{sep} + (\gamma_g R_s)_{tan}] \frac{lb}{BY} \quad \text{Ec. (5.1)}$$

Con esta ecuación se obtuvo una densidad de 0,9250, que representa un 0,05% de error en comparación con la densidad obtenida de la prueba diferencial cuyo valor es de 0,9245, lo cual valida la consistencia de la prueba ya que la misma no excede el 5% especificado según la teoría.

5.5.2.4 Prueba de desigualdad

Esta prueba consistió en cumplir la siguiente relación:

$$\frac{\partial \beta_{od}}{\partial P} < \partial \beta_g \cdot \frac{\partial R_{sd}}{\partial P} \quad \text{Ec. (5.2)}$$

Esto, con el fin de evitar que los datos PVT presenten conflictos numéricos al momento de la simulación numérica y verificar la consistencia en los cambios de volúmenes de líquido y gas. Se cumple la desigualdad para cada valor de presión medido, lo que indica consistencia en los resultados (Tabla N° 5.6).

Tabla N° 5.6: Resultados de la prueba de Desigualdad.

A	B	A<B
3,876E-05	0,002	Consistente
4,300E-05	0,002	Consistente
3,900E-05	0,002	Consistente
4,000E-05	0,003	Consistente
4,300E-05	0,003	Consistente
4,300E-05	0,004	Consistente
4,900E-05	0,006	Consistente
5,200E-05	0,008	Consistente

Luego de aplicar estas técnicas de validación se llegó a la conclusión de que el análisis PVT realizada a la muestra de fluido era representativo y consistente, aunque la prueba de balance de masas mostró inconsistencia en sus resultados. Por lo tanto, los datos suministrados por este análisis serán tomados para efecto del estudio.

Las figuras (Figura N° 5.10 y 5.11) muestran el comportamiento de propiedades del fluido, Solubilidad del gas (R_s) y factor volumétrico del petróleo (B_o) en función de la presión.

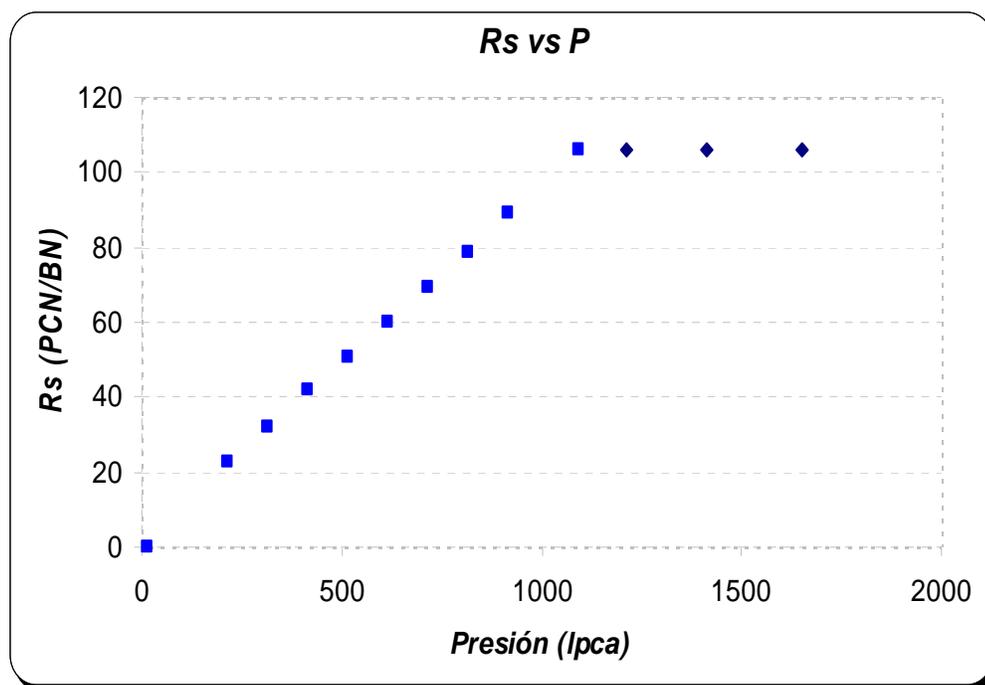


Figura N° 5.10: Comportamiento del R_s vs Presión

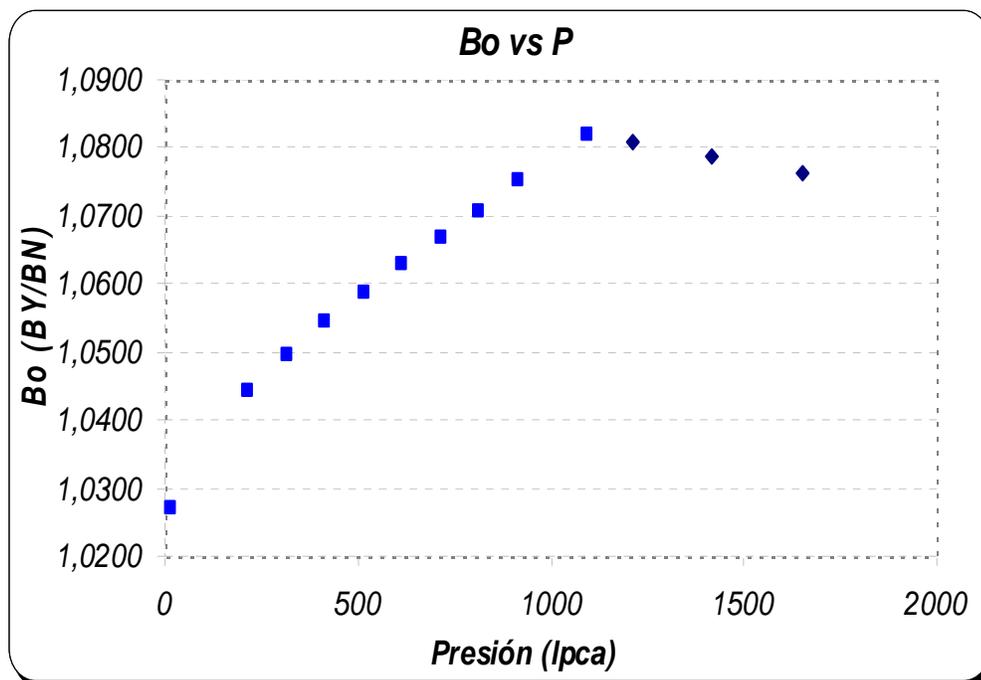


Figura N° 5.11: Comportamiento del Bo vs Presión

5.6 Estimación de Hidrocarburos Originalmente en Sitio y Reservas

En esta fase del trabajo se determinaron los valores de POES, FR y las Reservas de Hidrocarburos de los yacimientos en estudio.

5.6.1 Cálculo Determinístico

El Petróleo Original en Sitio de los yacimientos se cálculo a través de la ecuación de POES volumétrico (Capítulo IV, página 122). Los valores de porosidad y saturación de agua usados en el cálculo fueron seleccionados de los promedios estimados en la evaluación petrofísica. Mientras que el factor de volumétrico del petróleo corresponde al valor reportado en el análisis de las muestras de fluido a través de las pruebas PVT validado.

El Factor de Recobro se calculó mediante la correlación de Arp's para yacimientos con gas en solución (Capítulo IV, página 122), se hace uso de esta correlación debido a la escasez de información que presentan los yacimientos. Una vez obtenidos estos valores se procedió a la determinación de las Reservas recuperables de hidrocarburos, obteniéndose los resultados mostrados en la Tabla N° 5.7 comparados con los reportados en el libro de reservas del año 2009.

Tabla N° 5.7 Resultados determinísticos de POES, Fr Y Reservas de Hidrocarburos

VARIABLE	Yacimiento U6 MEL 166		Yacimiento U6 101	
	VALOR			
	ESTUDIO	OFICIAL	ESTUDIO	OFICIAL
P.O.E.S (MMBN)	38,808	26,4	54,232	33,9
F.R (%)	16,57	15,8	16,75	12,5
RESERVAS (MMBN)	6,43087	4,17	9,0844	4,2

5.6.2 Propagación de la Incertidumbre

Basado en el análisis de la incertidumbre y soportado en el comportamiento estadístico de las variables de entrada de cada uno de los modelos matemáticos, se procedió a la determinación probabilística del POES, factor de recobro y las reservas de hidrocarburos de los Yacimientos U6 MEL 166 y U6 101.

5.6.2.1 Desarrollo Probabilístico de las Variables de Entrada (Asignación de distribuciones probabilísticas)

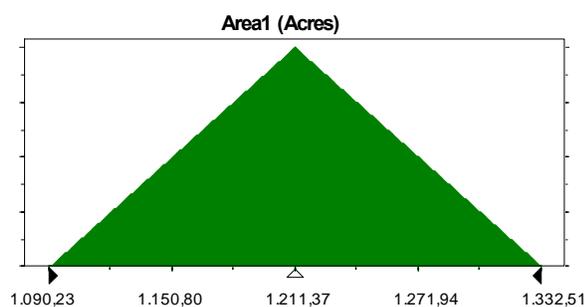
La técnica empleada en esta etapa se desarrolló a través de dos métodos: El primero se basó en el comportamiento probabilístico de las variables y el segundo método se fundamenta en la opinión de expertos, este último, utilizado en los casos donde la información es escasa. Resaltándose, que a pesar de incluir un mayor nivel de incertidumbre a los resultados, éste método es dependiente de la experiencia de la persona consultada y en consecuencia tiende a ser cualitativa.

Utilizando la herramienta Crystall Ball se le asignaron distribuciones de probabilidad a las variables que interviene en el cálculo del POES, factor de recobro y reservas de hidrocarburos, usando para ello la base de datos obtenida del estudio de los yacimientos.

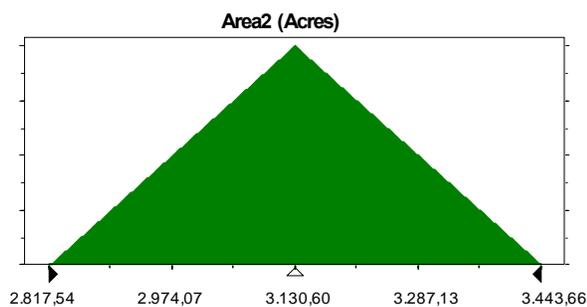
5.6.2.1.1 Ajuste según el Criterio de Expertos

Para el ajuste según este criterio se utilizó como referencia el estudio de incertidumbre del Petróleo Original en Sitio realizado al yacimiento B 6/9 del LRF 0049 e información técnica extraída de Papers publicados por diversos autores. Se asumieron las siguientes distribuciones para cada parámetro:

Área (A): Esta variable puede ser representada por una distribución de tipo triangular, en este caso se requiere de un valor máximo, mínimo y más probable. Sin embargo; la selección de cualquier otra distribución para evaluar esta variable, requiere el consenso de los expertos del área en estudio. En las Figura N° 5.11 y 5.13 se muestran la distribución utilizadas para los yacimientos U6 MEL 166 y U6 101.



**Figura N° 5.11: Distribución de probabilidad asignada al área del yacimiento U6
MEL 166**



**Figura N° 5.12: Distribución de probabilidad asignada al área del yacimiento U6
101**

Porosidad (Φ)/ Saturación (S_w): Para este caso se seleccionó una distribución de tipo lognormal, la cual puede representar el comportamiento de las variables. En las Figura N° 5.13 y 5.15 se muestran las distribuciones seleccionadas para cada variable.

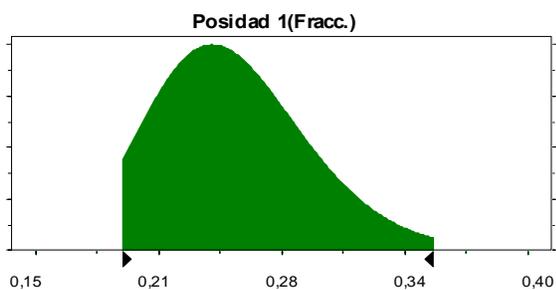


Figura N° 5.13: Distribución de probabilidad asignada a la porosidad de los yacimientos

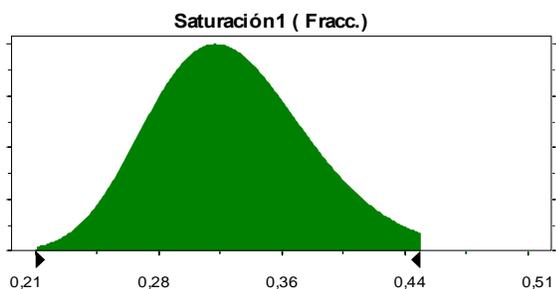


Figura N° 5.14: Distribución de probabilidad asignada a la saturación de agua de los yacimientos

Arena Neta Petrolifera (ANP): La distribución de probabilidad seleccionada para esta variable, fue la de tipo lognormal (Figura N° 5.15). Esta distribución se debió truncar hasta los valores máximos y mínimos de la propiedad modelada.

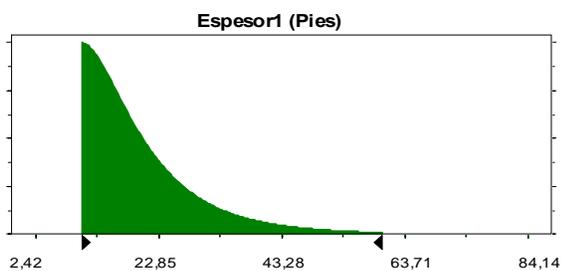


Figura N° 5.15: Distribución de probabilidad asignada al espesor de los yacimientos

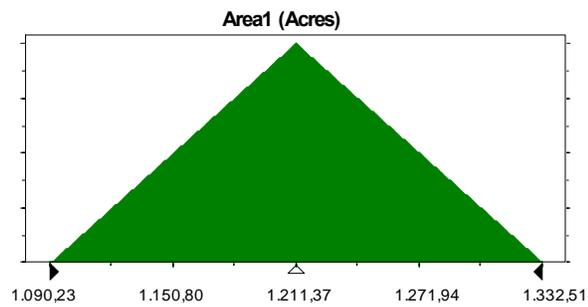
Factor volumétrico inicial del petróleo (Boi): La distribución asignada a esta variable depende de la cantidad de ensayos PVT (presión, volumen y temperatura) disponibles en cada uno de los yacimientos. De contar con varios análisis PVT se utiliza toda la información disponible para generar la distribución probabilística según el procedimiento. En su defecto, para el estudio se dispuso de un único PVT, por lo cual se utilizó el valor de Boi de 1,0782 BY/BN reportado en la prueba.

5.6.2.1.2 Ajuste mediante Pruebas de Bondad de Ajuste

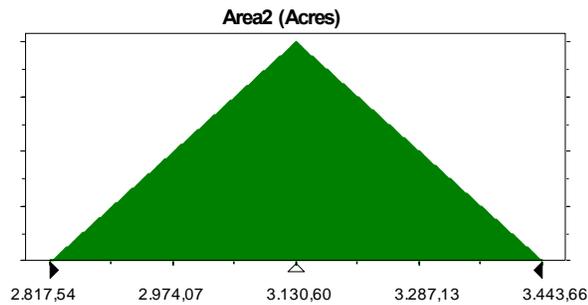
Se dispuso de un volumen de datos (previamente validados), de la petrofísica detallada para cada pozo por yacimiento, se procedió a cargar esa información a una hoja de cálculo de Excel y utilizando la herramienta Crystal Ball se obtuvo la distribución probabilística que más se adaptó al comportamiento de cada variable, lo que se denomina cuantificación de la incertidumbre de las variables de entrada, la cual se propagó mediante la combinación de las variables en el modelo matemático y así cuantificar la incertidumbre total o del resultado. Es importante tener en cuenta lo siguiente: mientras mayor es el nivel de datos disponible, mejor será el ajuste de los datos reales a una distribución probabilística. De esta forma el valor promedio obtenido será más representativo, es decir con un mayor grado de certidumbre.

El ajuste de los datos se realizó utilizando la prueba de bondad de ajuste Chi Cuadrado, que nos dice, cuál de las distribuciones probabilísticas se ajustó más para los rangos de los datos. Como resultado se obtuvieron las siguientes distribuciones de probabilidad para cada variable que intervienen en el cálculo del POES (Figuras N° 5.17, 5.18, 5.19, 5.20 y 5.21)

Área (A): Para el área del yacimiento, la distribución probabilística ajustada fue la triangular, usando para ello el criterio de expertos en ambos yacimientos, Figura N° 5.16 y 5.18.

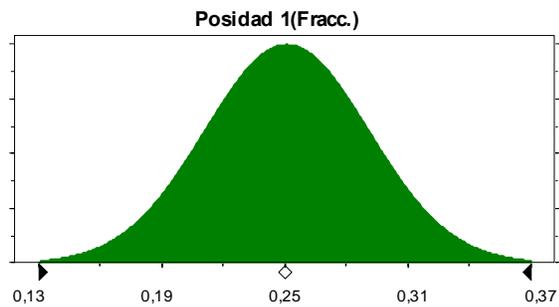


**Figura N° 5.16: Distribución de probabilidad asignada al área del yacimiento U6
MEL 166**



**Figura N° 5.17: Distribución de probabilidad asignada al área del yacimiento U6
101**

Porosidad (Φ): Para la variable porosidad (Φ) fue la Normal. (Figura N° 5.18)



**Figura N° 5.18: Distribución de probabilidad asignada a la porosidad de los
yacimientos**

Saturación (Sw): en este caso la distribución ajustada presentó una tendencia hacia los valores máximos, definiéndose este tipo de distribución como de valores extremos (Figura N° 5.20).

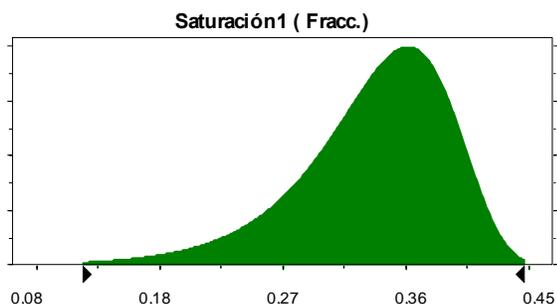


Figura N° 5.20: Distribución de probabilidad asignada a la saturación de agua de los yacimientos

Arena Neta Petrolífera (ANP): En el caso de la arena neta petrolífera se ajustó una distribución de tipo Normal (Figura N° 5.21). Esta distribución fue truncada desde el valor mínimo de la propiedad hasta su valor máximo.

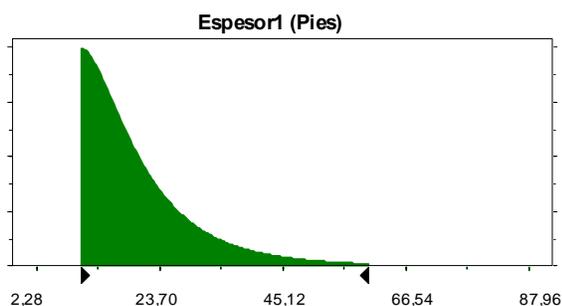


Figura N° 5.21: Distribución de probabilidad asignada al espesor de los yacimientos

Por pruebas de bondad de ajuste, estas mismas distribuciones de probabilidad se ajustaron para ambos yacimientos, ya que por ser estos vecinos, se consideró la misma base de datos.

Análisis del factor volumétrico del petróleo (Boi): Por disponer de un único análisis PVT no se le asignó distribución de probabilidad a esta propiedad y se tomó su valor de 1,0782 BY/BN.

Una vez definida la distribución de probabilidad para cada una de las variables: porosidad (Φ), saturación de agua (S_w), espesor (h) y área de los yacimientos, con el uso del software Crystal Ball, se calculó la incertidumbre asociada a cada modelo matemático utilizado en cada caso (POES, factor de recobro y reservas), y por ende la probabilidad de ocurrencia de los resultados obtenidos determinísticamente, mediante la simulación Monte Carlo.

A continuación se muestran los resultados de la simulación correspondiente al análisis de incertidumbre del Yacimiento U6 MEL 166, esta misma metodología fue aplicada para obtener los resultados en el análisis de incertidumbre del Yacimiento U6 101, por lo tanto sus resultados se mostrarán de forma tabulada.

5.6.3 Petróleo Original en Sitio (POES)

Para este caso, la distribución de probabilidad generada es la que se muestra a continuación (Figura N° 5.22):

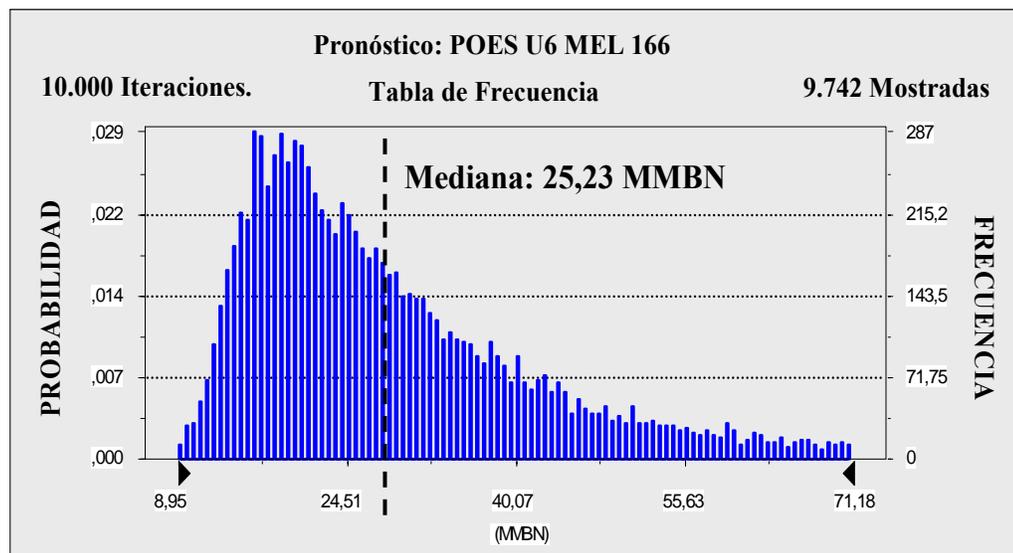


Figura N° 5.22: Distribución de probabilidad ajustada al POES

Este grafico muestra que el valor del POES puede variar de 8,95 MMBN a 71,18 MMBN, con un valor más probable de 25,23 MMBN, valor este que representa a la mediana o percentil 50%, cuya desviación estándar está en el orden de los 15,28 MMBN.

Tomando en consideración el intervalo de confianza seleccionado en la Figura N° 5.23, donde se representa un 80% de probabilidad, que comprende el rango de valores ubicados entre los percentil P10 y P90, se puede considerar que el valor del POES para este yacimiento puede estar entre 15,15 MMBN y 50,32 MMBN.

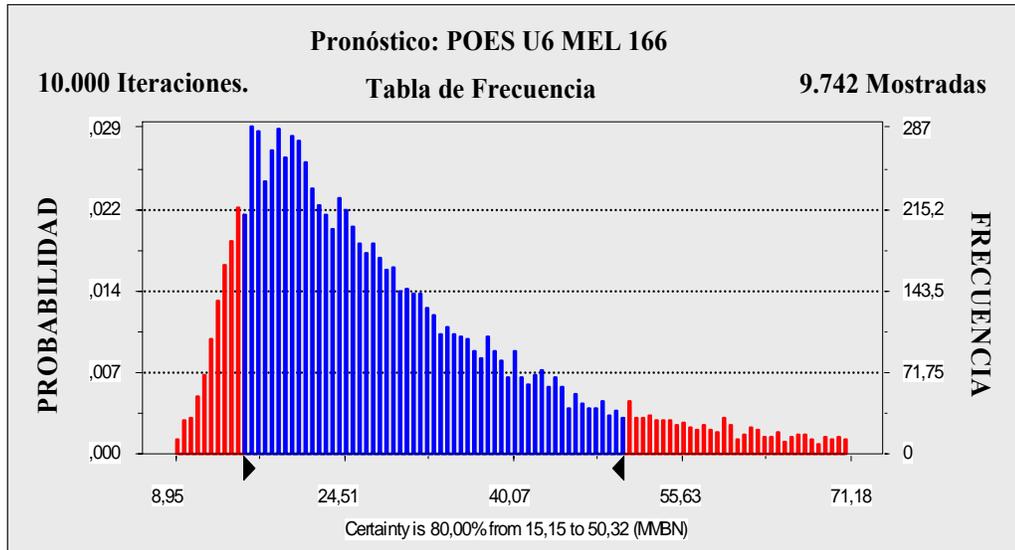


Figura N° 5.23: Intervalo de Confianza del 80%

El valor de POES calculado con la ecuación volumétrica, se ubicó en la distribución de probabilidad generada (Figura N° 5.24), obteniéndose un 20,64% de probabilidad de que sea ese el valor o mayor.

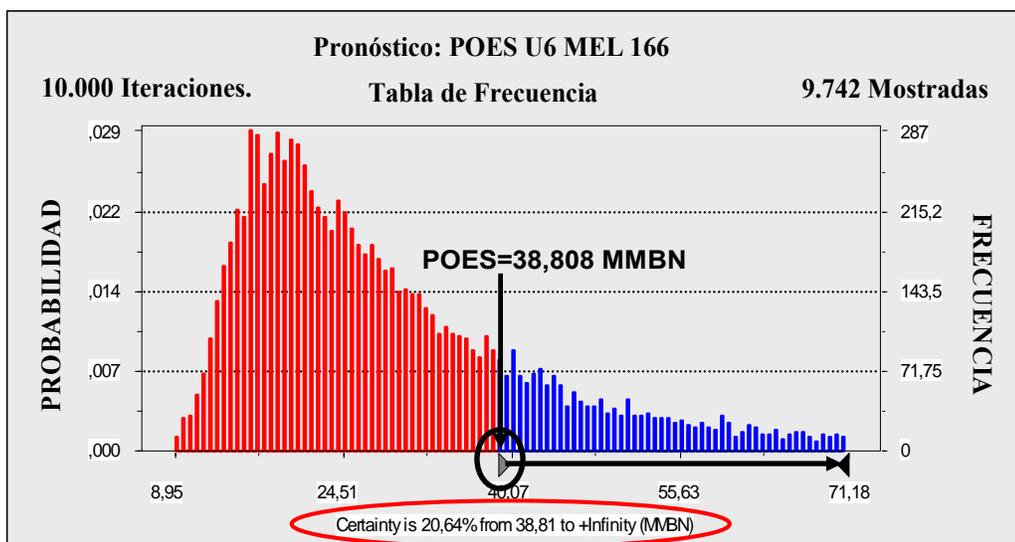


Figura N° 5.24: Probabilidad del resultado determinístico

Analizando el gráfico de sensibilidad y tornado (Figura N° 5.25) de éste resultado, se pueden apreciar las variables que presentan un porcentaje de variabilidad con respecto a la dispersión del valor promedio o media obtenida del POES. En orden descendente, las variables que mayor afectan el resultado es el “Espesor (h)” con un 81,2%, seguido por la porosidad (Φ) con 14,2%.

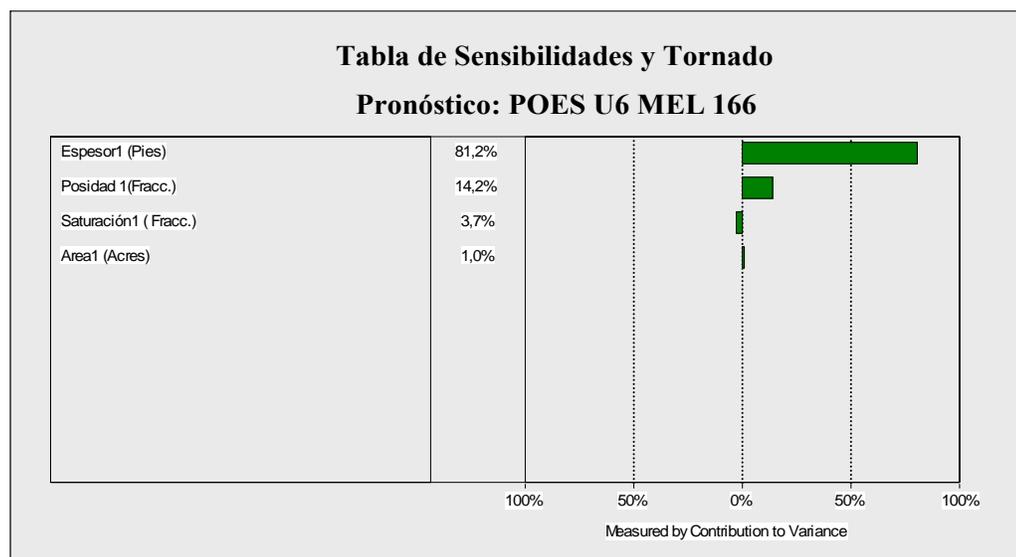


Figura N° 5.25: Grafico de Sensibilidades y Tornado

Luego para definir la distribución probabilística, que permitió cuantificar la probabilidad de ocurrencia del POES, se analizó la tendencia de valores, los cuales muestran una orientación hacia su valor mínimo, por lo cual, se caracterizó un tipo de distribución lognormal, mostrada en la Figura N° 5.26. La distribución generada muestra todos los posibles valores que podría tomar el POES.

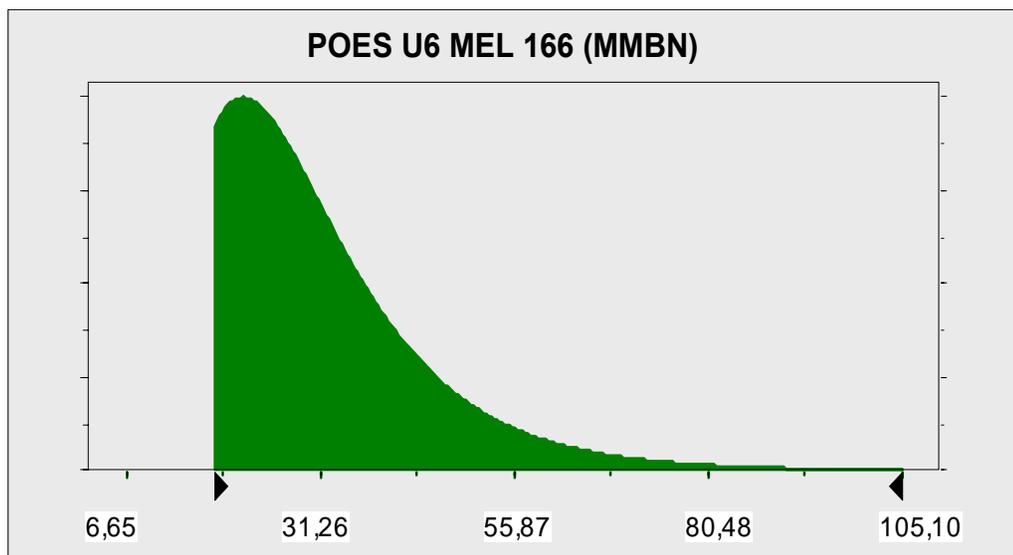


Figura N° 5.26: Distribución de probabilidad ajustada al POES

En la Tabla N° 5.8 se muestran los resultados del análisis probabilístico realizado para el POES de los yacimientos en estudio, donde se comparan los obtenidos por los métodos pruebas de bondad de ajuste y criterio de expertos

Tabla N° 5.8: Resultados

YACIMIENTO	POES DETERMINÍSTICO (MMBN)			POES MÁS PROBABLE (MMBN)
	VALOR	PROBABILIDAD		VALOR
		Criterio de Expertos	Bondad de Ajuste	
U6 MEL 166	38,808	20,64%	20,95%	25,00
U6 101	54,232	66,23%	66,07%	65,00

En el caso del yacimiento U6 MEL 166, donde solo se encuentran 3 pozos perforados, la probabilidad es baja, ya que estos solo cubren un 25% del área total del yacimiento. Según el criterio de expertos, para disminuir la incertidumbre en estudios

de yacimientos, se debe contar por lo menos con un pozo por cada Km² en el yacimiento (1 pozo/Km²).

5.6.4 Factor de Recobro (FR)

Debido a la escasez de información que presentan los yacimientos, se calculó el factor de recobro a través de la correlación de Arp's para yacimientos con gas en solución (Ecuación 4.30 Capítulo IV), utilizándose parámetros como la presión de abandono (P_a), calculada tomando en consideración el producto entre el gradiente del gas y la profundidad al nivel de referencia (DATUM), mediante la siguiente ecuación:

$$P_a = DATUM * 0,1$$

Donde:

DATUM: Centro de masa del yacimiento (P_{bnm})

0,1: Gradiente del gas (L_{pc}/P_{ie})

El factor de recobro se calculó una vez obtenida la presión de abandono para el yacimiento, en esta correlación intervienen variables petrofísicas y propiedades del fluido, cuyo ajuste a una distribución de probabilidad se hizo anteriormente para el cálculo del POES. Se asignaron las mismas distribuciones de probabilidad para variables como: porosidad y saturación de agua, y se ajustaron las siguientes propiedades:

Permeabilidad (K): El ajuste de esta variable se basó en criterio de expertos, tomando como referencia un estudio de análisis de incertidumbre realizado al Yacimiento-B 6/9 del LRF-0049. La distribución de probabilidad asignada es la triangular, donde se tienen valores máximo, mínimo y más probable (Figura N° 5.27 y 5.28).

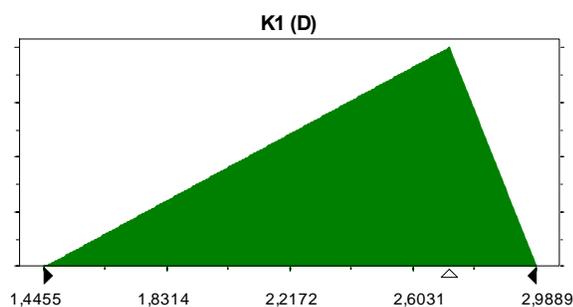


Figura N° 5.27: Distribución de probabilidad asignada a la permeabilidad del yacimiento U6 MEL 166

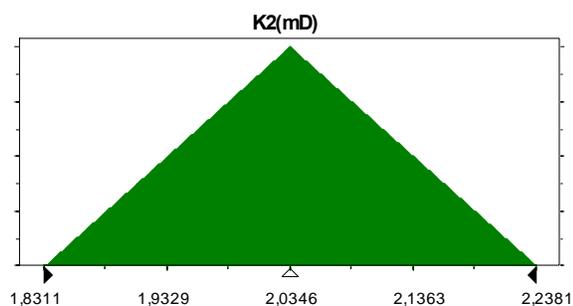


Figura N° 5.28: Distribución de probabilidad asignada a la permeabilidad del yacimiento U6 101

El resto de las variables como presión de abandono (P_a , L_{pca}), presión inicial (P_i , L_{pc}), viscosidad del petróleo (μ_o , cps) y el factor volumétrico del petróleo (B_o , PCN/BN) son valores determinísticos.

Utilizando la misma metodología para el cálculo del POES, fue calculado el factor de recobro. Los resultados de la simulación que se muestran a continuación, corresponden al análisis de incertidumbre del Yacimiento U6 MEL 166. Los obtenidos para el Yacimiento U6 101 son mostrados en el anexo D.

La distribución probabilística generada para el factor de recobro se muestra a continuación (Figura N° 5.29).

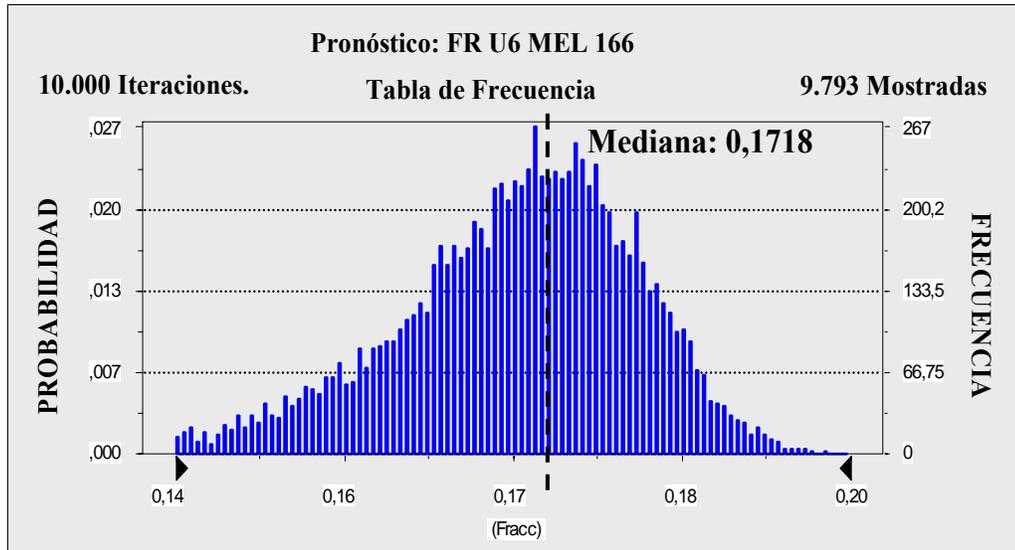


Figura N° 5.29: Distribución de probabilidad ajustada para el factor de recobro

Este gráfico muestra el rango de posibilidades de ocurrencia del factor de recobro, variando de 0,14 a 0,20, donde el valor de mayor probabilidad, correspondiente al percentil 50% o mediana es de 0,1718, con una desviación estándar de 0,0104 de dispersión con respecto a la media.

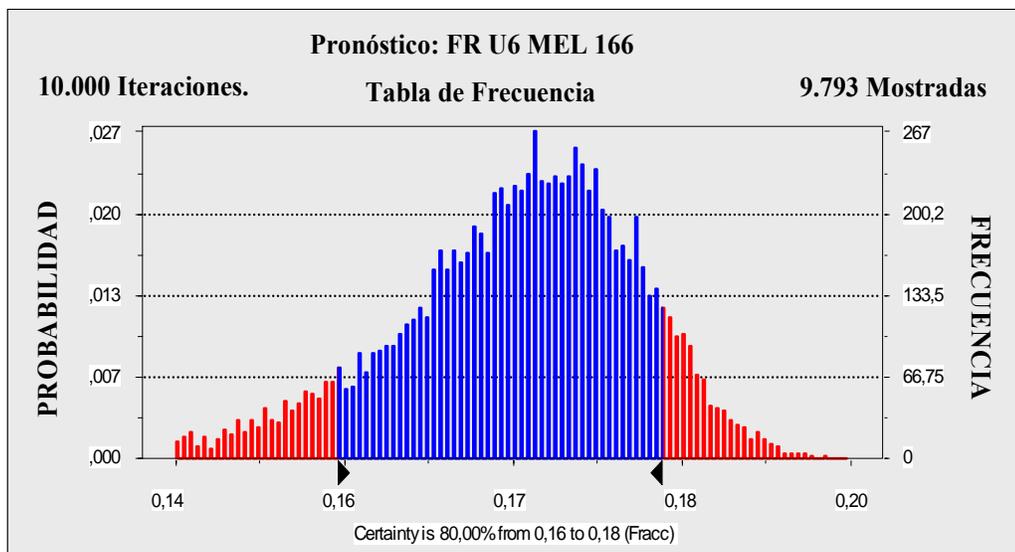


Figura N° 5.30: Intervalo de confianza del 80%

Tal como se observa en la Figura N° 5.30, existe un 80% de probabilidad de que el factor de recobro de este yacimiento pueda estar entre 0,1566y 0,1822, representando su intervalo de confianza.

El valor de factor de recobro calculado con la correlación de Arp's para yacimientos con gas en solución, se ubicó en la distribución de probabilidad generada (Figura N° 5.31), obteniéndose un 85,39% de la probabilidad de su ocurrencia o de que este valor sea mayor o igual al obtenido por el método determinístico.

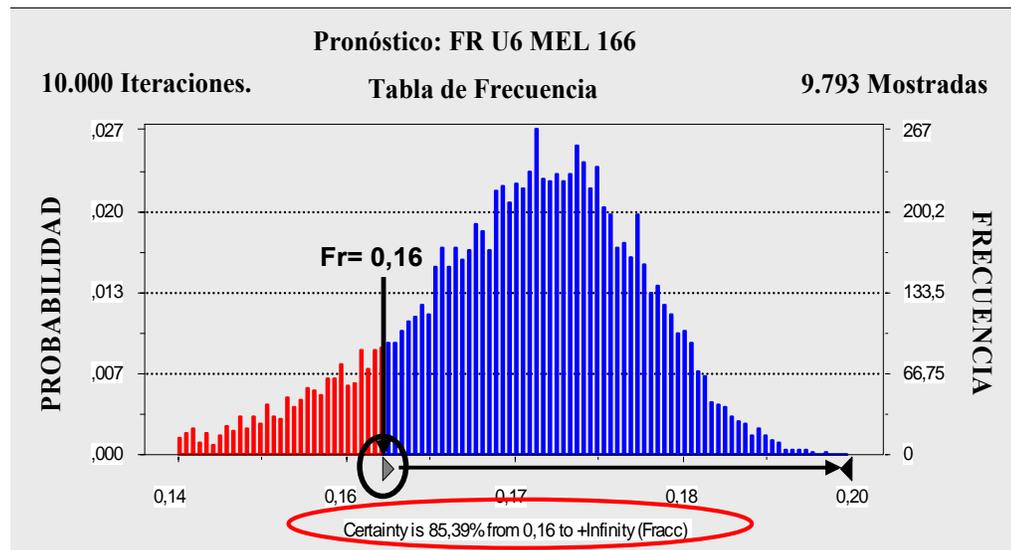


Figura N° 5.31: Probabilidad del resultado determinístico

En la gráfica de sensibilidad (Figura N° 5.32), se muestran las variables que más inciden en el cálculo de este parámetro (Fr), siendo los de mayor impacto la saturación de agua y la permeabilidad con un 70,1% y 24,1%, respectivamente.

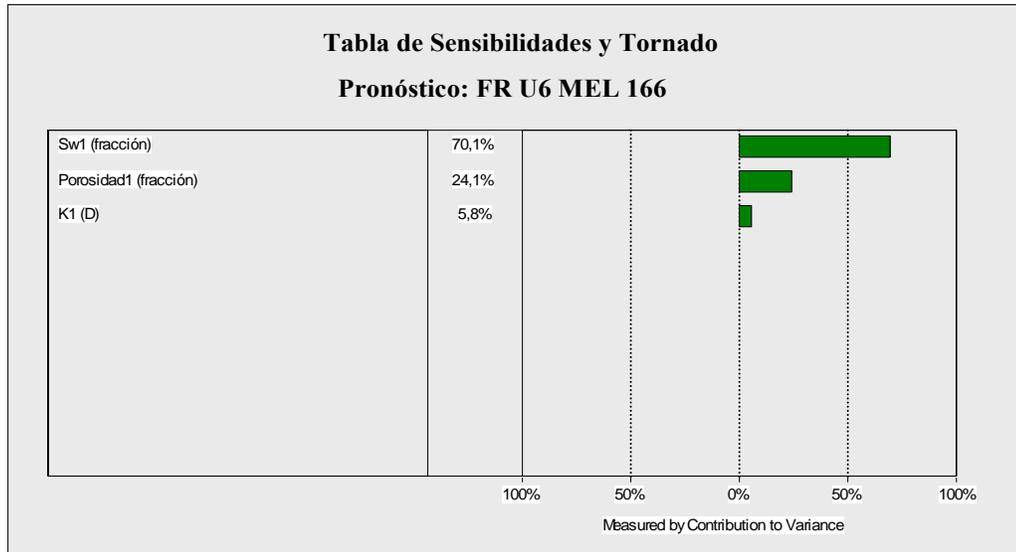


Figura N° 5.32: Diagrama de Sensibilidades y Tornado

La distribución de probabilidad que permitió cuantificar la incertidumbre del factor de recobro, se caracterizó de tipo Lognormal. Esta es mostrada en la Figura N° 5.33.

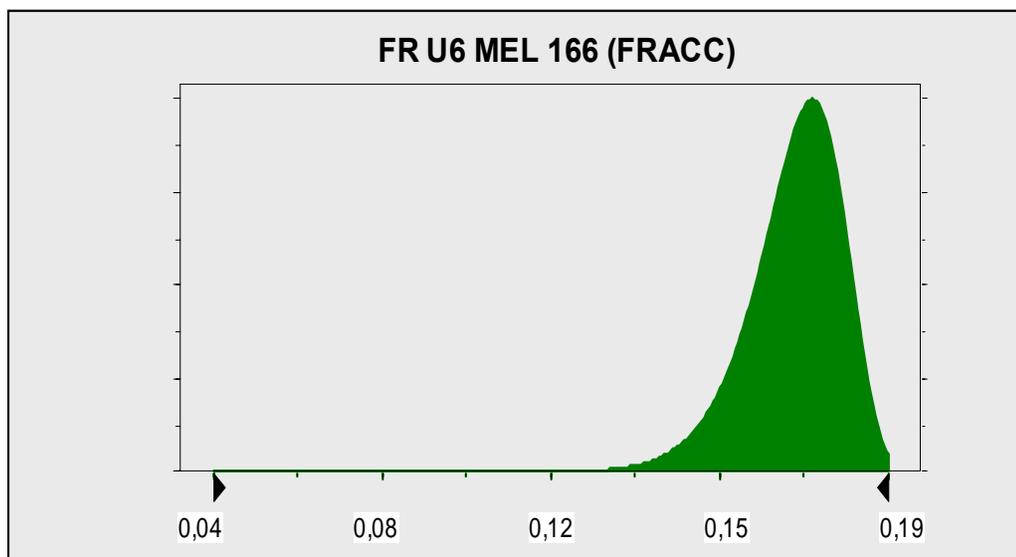


Figura N° 5.33: Distribución de probabilidad ajustada al Factor de Recobro (FR)

Una vez culminados el análisis de incertidumbre, se tabularon los resultados correspondientes a la probabilidad asociada al factor de recobro (Tabla N° 5.9).

Tabla N° 5.9: Incertidumbre de los resultados

YACIMIENTO	FR DETERMINÍSTICO		FR MÁS PROBABLE
	VALOR	PROBABILIDAD	VALOR
		Criterio de Expertos	Bondad de Ajuste
U6 MEL 166	0,1657	85,39%	85,26%
U6 101	0,1675	80,84%	81,36%

5.6.5 Reservas Recuperables de Hidrocarburos

Obtenido el POES y el factor de recobro probabilístico para cada yacimiento se procedió a estimar sus reservas, combinando en el modelo matemático las distribuciones probabilísticas del POES y el factor de recobro.

Tanto el POES como las Reservas pasan de ser un número determinístico a una distribución probabilística, cuyo comportamiento estará en función del comportamiento real de las variables involucradas en su cálculo. El valor de la mediana corresponderá al valor más probable y el rango de la distribución mostrará todos los valores posibles, tal como se muestra en las siguientes distribuciones (Figura N° 5.34)

Para este yacimiento (U6 MEL 166) las reservas de hidrocarburos describió la siguiente distribución de probabilidad: Tipo Lognormal.

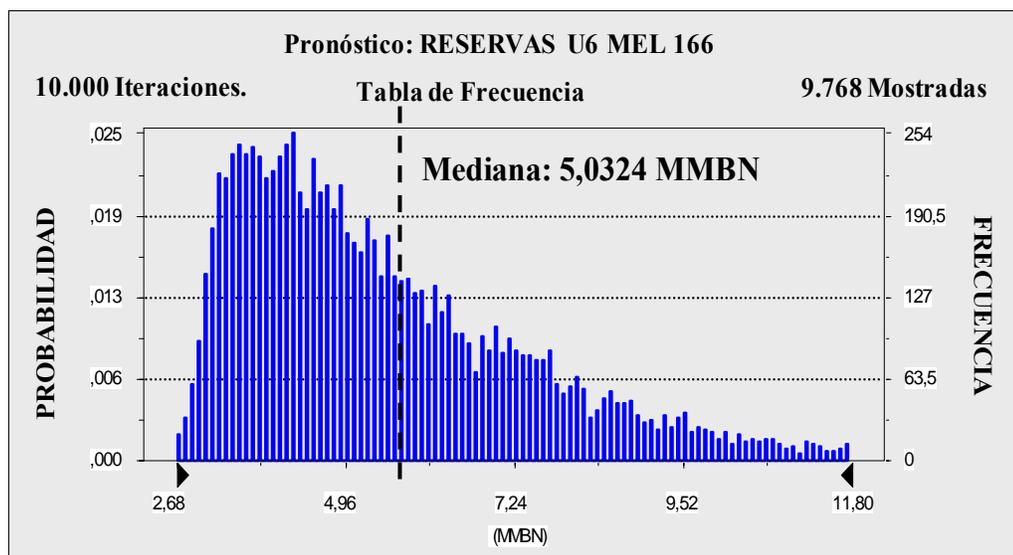


Figura N° 5.34: Distribución de probabilidad de las reservas de hidrocarburos

En la Figura N° 5.34, las reservas de hidrocarburos para este yacimiento podrían variar entre 2,68 MMBN a 11,80 MMBN, cuyo valor más probable es de 5,0324 MMBN, con una desviación estándar de 2,28 MMBN, con respecto a la media. Asumiendo un intervalo de confianza del 80% (Figura N° 5.35) las reservas recuperables estarían entre 3,66 MMBN y 21,23 MMBN.

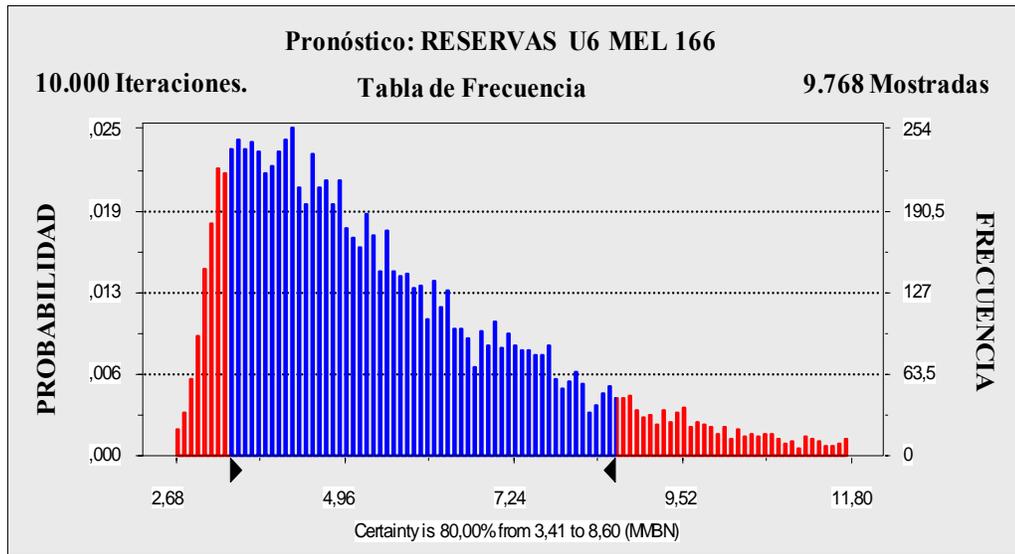


Figura N° 5.35: Intervalo de confianza del 80%

El análisis de sensibilidad de la Figura N° 5.36 muestra que la variable que incide mayormente en el cálculo de las reservas recuperables de un yacimiento es el POES con 98,2%.

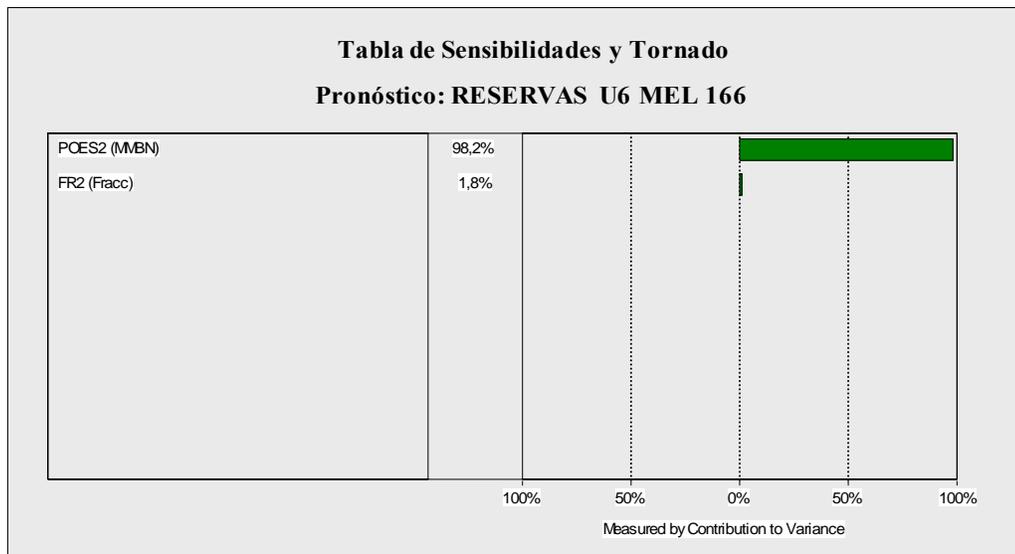


Figura N° 5.36: Diagrama de Sensibilidad y Tornado

En la Tabla N° 5.10 se muestran los valores de reservas que se pueden obtener para los diferentes escenarios de probabilidad (optimista, pesimista y más probable). Los cuales fueron definidos a partir de los percentiles mostrados en la Tabla N° 5.11.

Tabla N° 5.10: Percentiles

YACIMIENTO U6 MEL 166		YACIMIENTO U6 101	
<u>Percentiles</u>	<u>(MMBN)</u>	<u>Percentiles</u>	<u>(MMBN)</u>
0%	2,36	0%	2,82
10%	3,41	10%	6,42
20%	3,79	20%	7,81
30%	4,18	30%	9,09
40%	4,59	40%	10,22
50%	5,03	50%	11,49
60%	5,58	60%	12,89
70%	6,26	70%	14,61
80%	7,20	80%	16,81
90%	8,60	90%	20,36
100%	25,56	100%	44,09

Tabla N° 5.11: Escenarios Optimista, Más Probable y Pesimista

ESCENARIO	PERCENTIL	RESERVAS	
		YAC. U6 MEL 166	YAC. U6 101
OPTIMISTA	10%	3,41	6,42
MÁS PROBABLE	50%	5,03	11,49
PESIMISTA	90%	8,60	20,36

Una vez obtenidos los resultados del análisis de incertidumbre para cada uno de los yacimientos en estudio, se considerarán en la visualización de los escenarios de

explotación, para el Yacimiento U6 MEL 166, aquellas reservas que se ubicaron en el percentil 50%, o escenario más probable, cuyo valor es de 5,03 MMBN, esto con la finalidad del disminuir el riesgo asociado a planes de explotación propuestos en función del valor de reservas obtenido a través del método determinístico, cuyo valor es de 6,43 MMBN con una probabilidad de ocurrencia de 25%, lo cual induciría un alto riesgo en planes de explotación. Mientras que para el Yacimiento U6 101, se considerarán el valor de reservas obtenido a través del método determinístico, esto debido a que las mismas presentaron alta probabilidad de ocurrencia, aproximadamente 70%.

En la Tabla N° 5.12 se muestra un resumen de los resultados del análisis de incertidumbre para la estimación de reservas de hidrocarburos, realizado a los yacimientos en estudio.

Tabla N° 5.12: Análisis de Incertidumbre Yacimiento U6 MEL 166

YACIMIENTO	RESERVAS DETERMINÍSTICO (MMBN)		RESERVAS MÁS PROBABLE (MMBN)
	VALOR	PROBABILIDAD	VALOR
		Criterio de Expertos	Bondad de Ajuste
U6 MEL 166	6,43	25,71%	20,95%
U6 101	9,08	69,47%	69,31%

5.6.6 Evaluación de las Estrategias de Desarrollo

5.6.6.1 Estudio y selección de oportunidades en los yacimientos

Con el fin de conocer las áreas de los yacimientos que presentan oportunidades para la perforación de nuevos pozos, se elaboraron mapas de burbuja del Yacimiento

U6 MEL 166, con la finalidad de visualizar donde a ocurrido el mayor drenaje e identificar zonas con alta producción de gas y/o agua (Figura N° 5.37, 5.38 y 5.39).

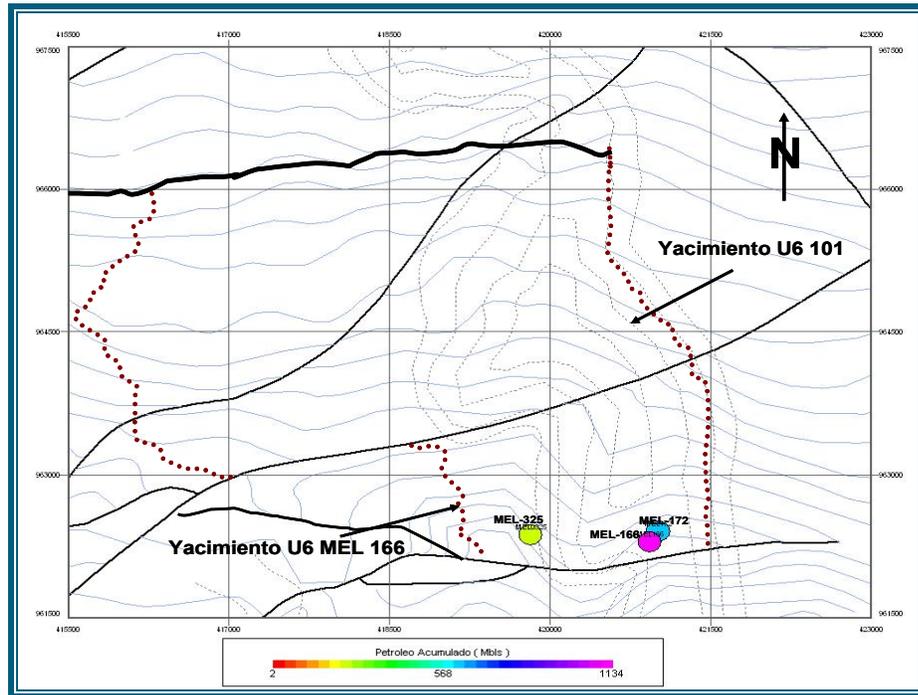


Figura N° 5.37: Petr6leo Acumulado (Yacimiento U6 MEL 166)

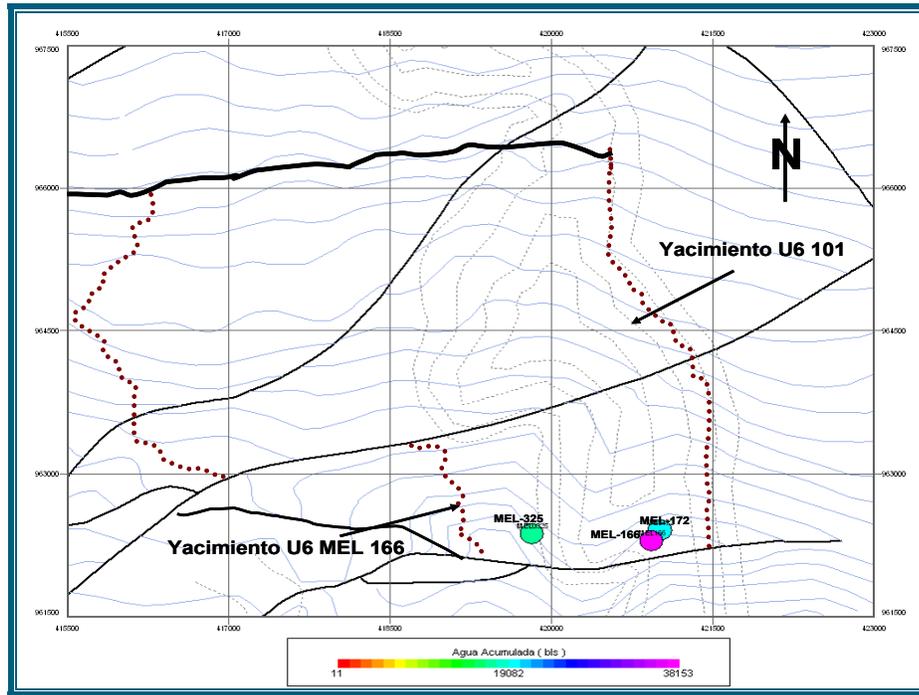


Figura N° 5.38: Agua Acumulada (Yacimiento U6 MEL 166)

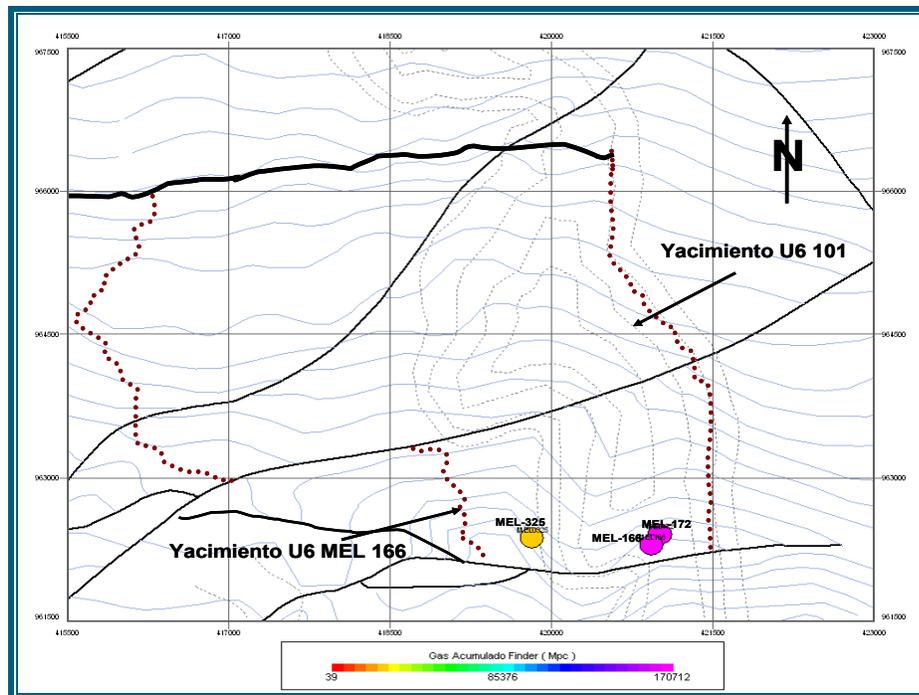


Figura N° 5.39: Gas Acumulada (Yacimiento U6 MEL 166)

También se generaron mapas de isopropiedades (Figura N° 5.40, 5.41, 5.42 y 5.43) para conocer las tendencias de los cuerpos de arena, espesores (h) y calidad de la roca yacimiento.

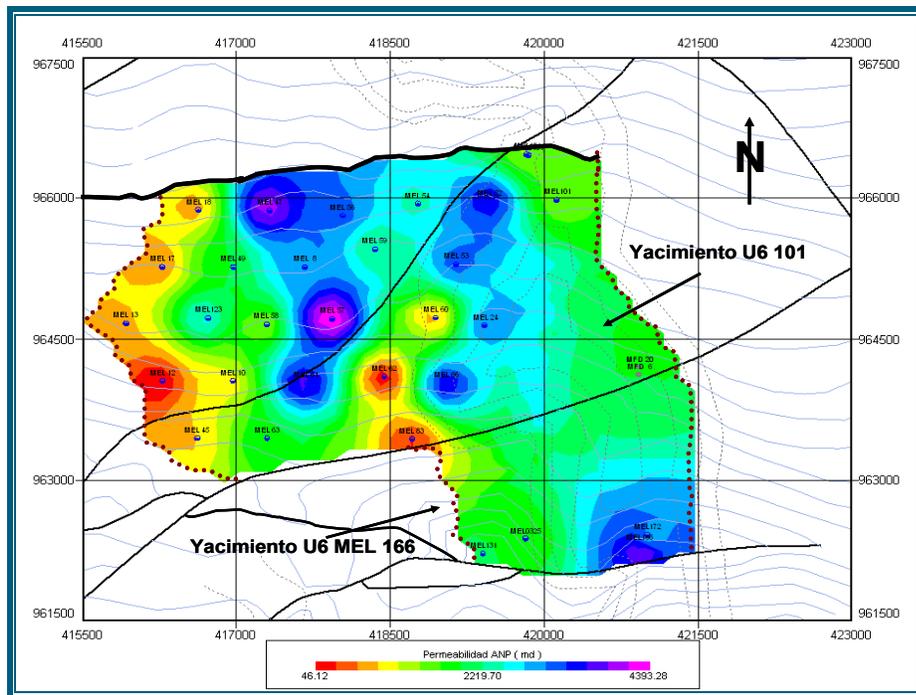


Figura N° 5.40: Mapa de Isopermeabilidad

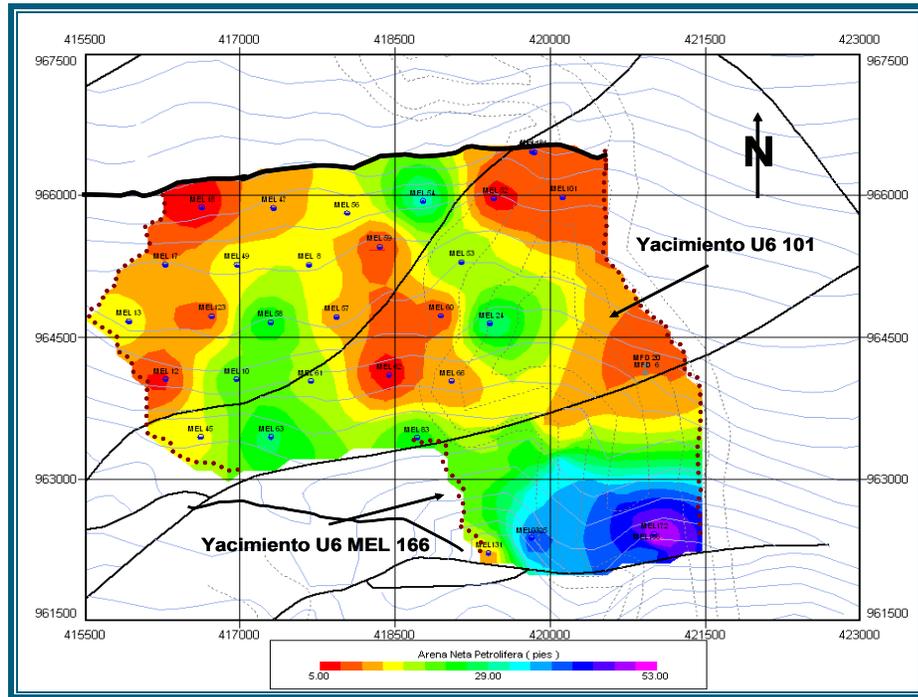


Figura N° 5.41: Mapa de Arena Neta Petrolífera

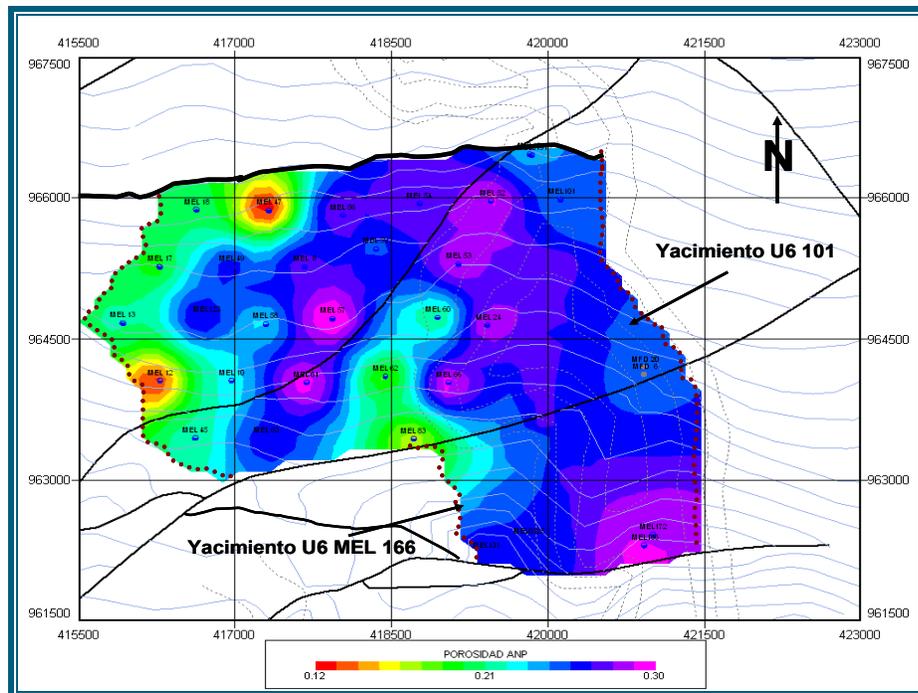


Figura N° 5.42: Mapa de Isoporosidad

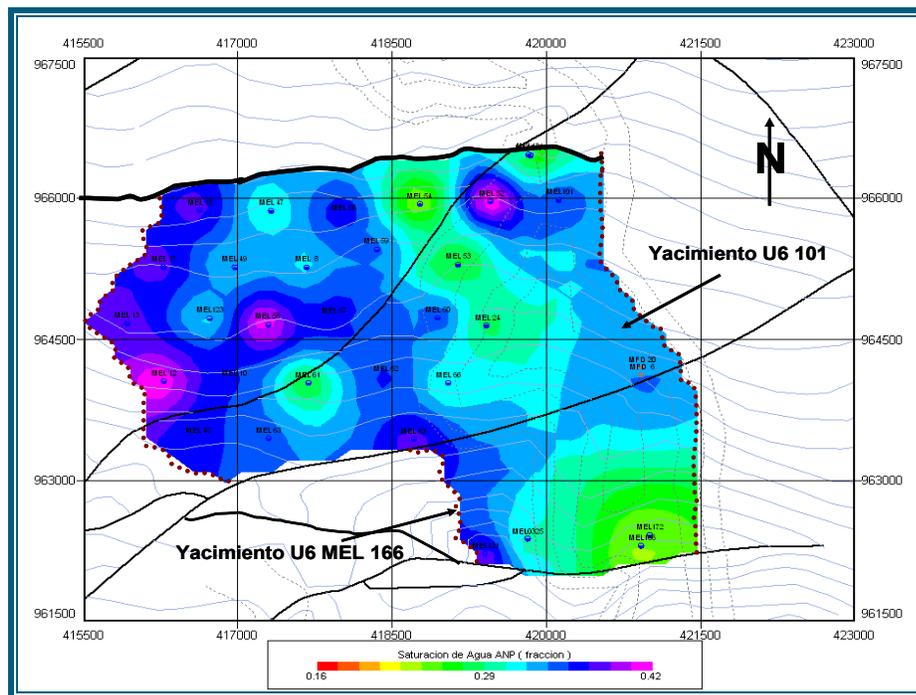


Figura N° 5.43: Mapa de Saturación de agua

Una vez identificados estas áreas, se procedió a visualizar escenarios de explotación para los yacimientos, donde se planteó, de acuerdo a la experiencia de campo, perforar pozos horizontales con una sección de 1500 pies, tomando en consideración un espaciamiento entre pozos de 400 metros.

5.6.6.2 Potencial Inicial en Pozos Horizontales

Para la estimación del potencial inicial de las propuestas de perforación en los yacimientos de estudio se consideraron ciertos parámetros tales como: daño a la formación por efectos del fluido de perforación y/o completación, asumido de $S = 5$, condiciones de yacimiento anisotrópicas (relación de permeabilidad vertical/horizontal) $k_v/k_h = 0,7$, radio del pozo, $r_w = 0,292$ pies (7"), presión de fondo fluuyente asumida con valor de 800 Lpc. Obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla N° 5.13: Potencial promedio para las localizaciones propuestas

YACIMIENTO U6 MEL 166			
LOCALIZACIÓN	POTENCIAL INICIAL	Espesor (Pies)	Permeabilidad (mD)
Loc-1	658,25 Bls/d	32	2083
Loc-2	583,57 Bls/d	24	2350
YACIMIENTO U6 101			
Loc-3	552,88 Bls/d	21	2500
Loc-4	566,89 Bls/d	19	2800

Los valores de espesor (h) y permeabilidad (k), son los valores promedios del área de donde se propone la localización.

5.6.6.2.1 Propagación de la Incertidumbre en el Modelo de Tasa Inicial de Producción

Este cálculo también estuvo basado en el análisis de incertidumbre y en el comportamiento estadístico de las variables de entrada del modelo matemático, con el cual se determinó la tasa inicial de producción para pozos horizontales en los yacimientos.

Una vez definida las distribuciones de probabilidad que se ajustaron a cada variable (Anexo D), se propagó la incertidumbre mediante la combinación de las variables en la ecuación de Joshi, aplicando la simulación Montecarlo.

A continuación se muestran los resultados de la simulación, correspondiente al análisis de incertidumbre del resultado obtenido de potencial inicial, para la Loc-3 del

yacimiento U6 101, los resultados de los demás potenciales son mostrados en forma tabulada.

La distribución de probabilidad generada para el potencial inicial se muestra en la Figura N° 5.44:

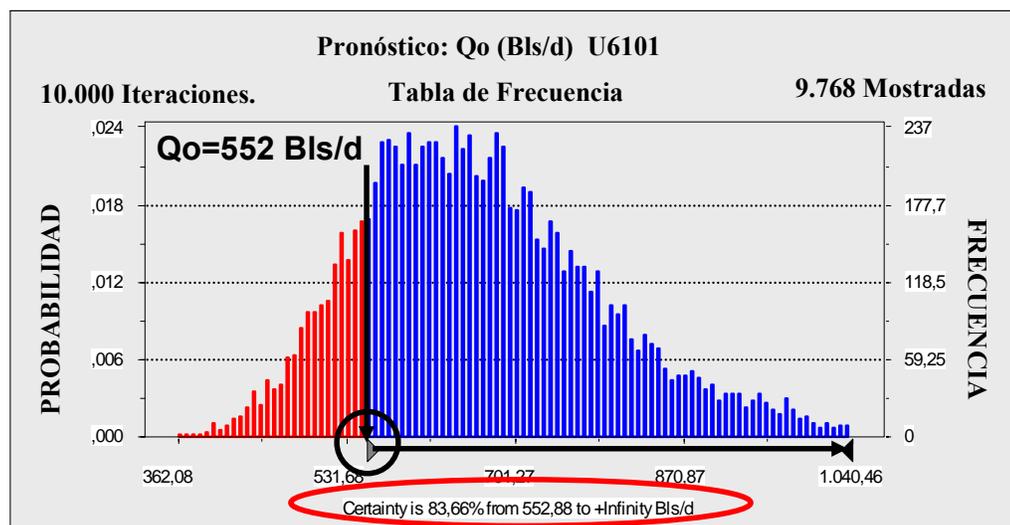


Figura N° 5.44: Distribución de probabilidad del potencial inicial (Loc-3)

El resultado determinístico obtenido para la tasa inicial de producción de la propuesta de perforación, calculado a partir de la ecuación de Joshi varía desde 357,49 hasta 1.034,27 con una probabilidad de 84,14%. La desviación estándar de este resultado está en el orden de los 140,23 BNPD.

Tomando en consideración el intervalo de confianza seleccionado (Figura N° 5.45), donde se representa un 80% de probabilidad de ocurrencia, se puede considerar que la tasa de producción puede estar representada con mayor certeza entre 526,66 BNPD y 849,54 BNPD.

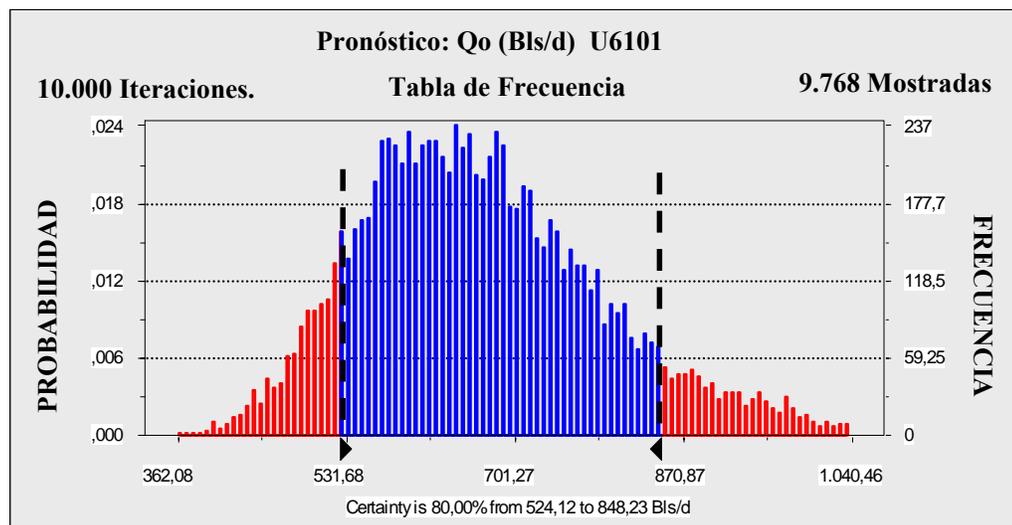


Figura N° 5.45: Intervalo de confianza de 80%

5.6.6.3 Estimación de la Declinación de Producción

El tipo de declinación que presenta el mejor ajuste al comportamiento de producción de los yacimientos en estudio es de tipo exponencial, esto se apoyó con los resultados reportados en el trabajo de grado titulado “Estimación de la Declinación Energética del Campo Melones, de la Unidad de Explotación de Pesado/Extrapesado San Tomé”, obteniéndose un valor promedio de 22,6%,

➤ Cálculo del área de drenaje (elipse)

Los pozos propuestos son pozos horizontales con una sección de 1.500 pies y la determinación de su área de drenaje estuvo relacionada a factores geométricos y al espaciamiento entre pozos, representada por la porción de espacio de sección horizontal que puede ser drenada por un pozo, el cual es considerado como un área o superficie similar a la de una elipse. (Figura N° 5.46)

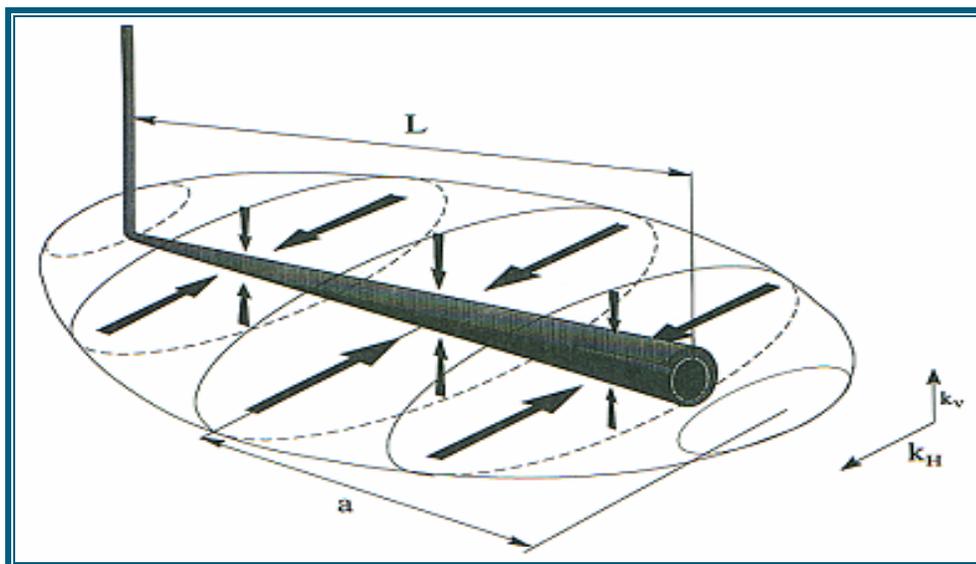


Figura N° 5.46: Área de drenaje de un pozo horizontal

Joshi presentó la siguiente ecuación para determinar el área de drenaje para pozos horizontales:

$$Ah = \frac{\pi * a * b}{43560} \quad \text{Ec. (5.3)}$$

Siendo utilizada para efectos de cálculo.

Donde:

- a: eje mayor de elipse.
- b: eje menor de la elipse.
- La constante resulta de $7758 (\text{Pie}^2/\text{acre}) * 5.615 \text{ Pie}^3/\text{bbl}$.

La metodología de cálculo se muestra en el Anexo F, reportándose un área de 83,89 Acres. Utilizando esta área se calcularon las reservas asociadas a cada una de las localizaciones propuestas, los resultados son mostrados en la Tabla N° 5.14.

Tabla N° 5.14: Reservas asociado a cada localización

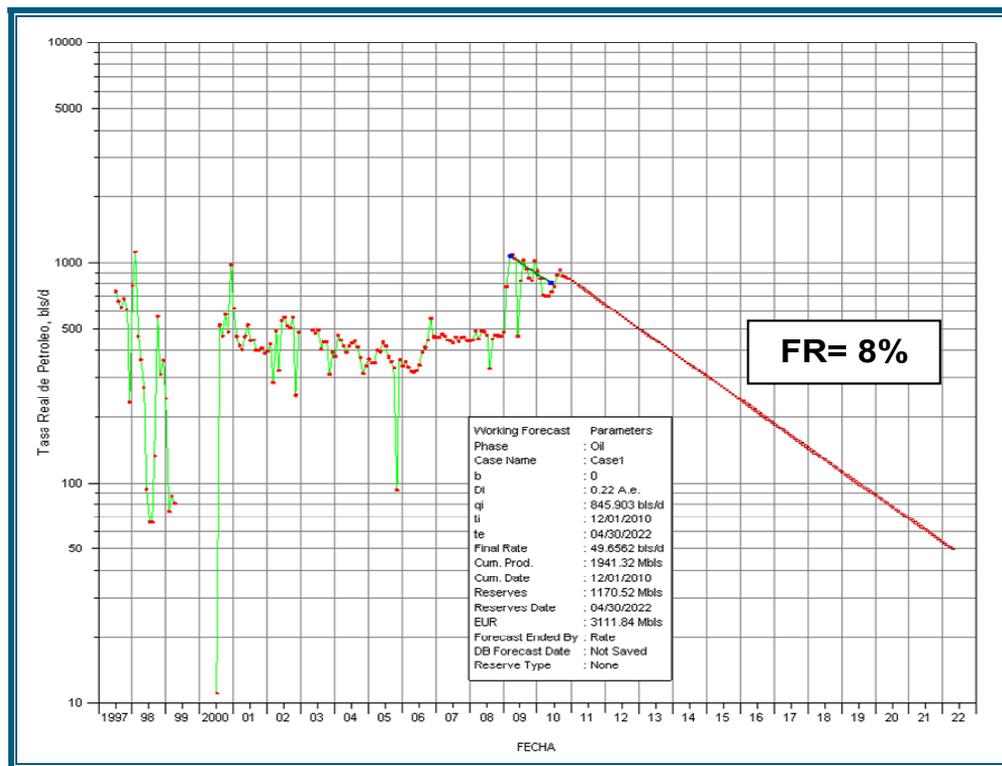
Localización	Área (Acres)	Espesor (h, Pies)	Porosidad (Φ , Fracc)	Saturación (Sw, fracc)	POES (MBN)	Reservas (MBN)
LOC-1	83,89	32	0,29	0,16	4.575	1.824
LOC-2	83,89	24	0,27	0,13	3.726	1.630
LOC-3	83,89	21	0,29	0,14	3.126	1.551
LOC-4	83,89	19	0,29	0,14	2.900	1.576

5.6.6.4 Plan de Explotación

Con la finalidad de predecir el comportamiento futuro de los yacimientos, se plantearon diferentes esquemas de explotación:

- **Yacimiento U6 MEL 166**
 - **Escenario I (Caso Base)**

Este escenario consistió en dejar producir los 3 pozos que se encuentran activos en el yacimiento como lo son: MEL-172, MEL-166 y MEL-325, con la finalidad de observar el comportamiento de producción hasta las condiciones de abandono con una tasa de declinación anual de 22,6% (Figura N° 5.). Las reservas que se pueden recuperar en este escenario son de 1,2 MMBN de petróleo, para un factor de recobro de 3%, lo cual representa un factor de recobro total de 8%. En la Figura N° 5.47 se puede observar la predicción de este escenario.



**Figura N° 5.47: Declinación de producción del Yacimiento U6 MEL 166.
(Escenario I)**

- **Escenario II (escenario I + la perforación de dos (2) pozos horizontales)**

En este escenario se evaluó el esquema presentado en el caso base con la incorporación de dos (2) pozos horizontales, cuyos potenciales iniciales calculados según la ecuación de Joshi serán de 658,25 Bls/d y 583,57 Bls/d, en la Figura N° 5.48 se muestran las localizaciones de los pozos (Loc-1 y Loc-2).

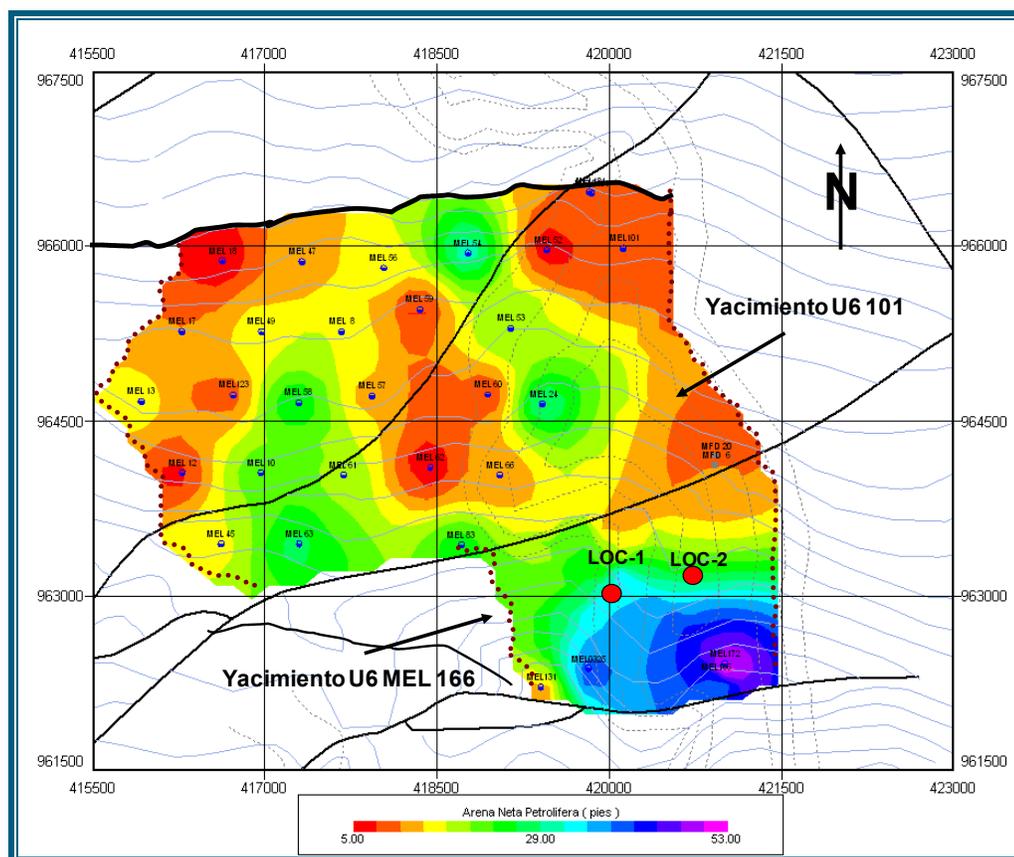
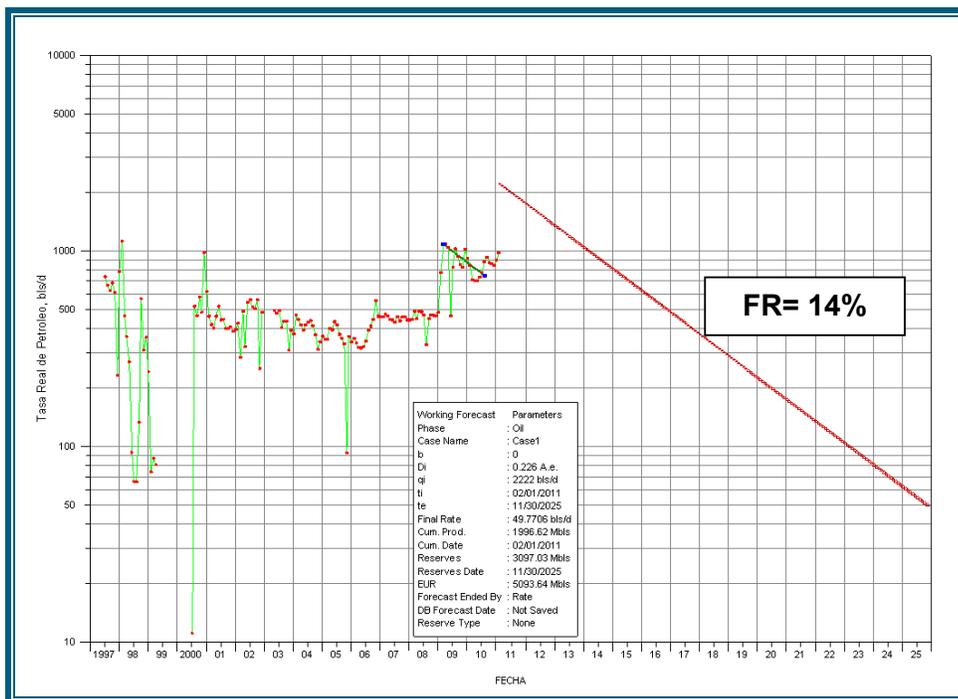


Figura N° 5.48: Ubicación de las localizaciones 1 y 2 en el Yacimiento U6 MEL

166

Con este esquema de explotación se pueden recuperar 3,1 MMBN, en un periodo de 15 años, con una tasa de declinación de 22,6% anual para el yacimiento, (Figura N° 5.49) para un recobro total de 14%, lo que representa un aumento de 6% con relación al factor de recobro del caso base.



**Figura N° 5.49: Comportamiento de producción del Yacimiento U6 MEL 166.
(Escenario II)**

➤ **Yacimiento U6 101**

• **Escenario I**

Se propone como esquema de explotación la perforación de dos (2) pozos horizontales de 1.500 pies de sección (Loc-3 y Loc-4) (Figura N° 5.50), cuyos potenciales estimados estarán alrededor de 552,88 Bls/d y 566,89 Bls/d, respectivamente. Asignándole una declinación anual efectiva de 22,6%, el volumen de petróleo que se espera recuperar de este yacimiento es de 1,8 MMBN para un factor de recobro de 3,3%, en un periodo de 16 años, según el análisis de declinación realizado a través de la hoja de cálculo para la evaluación económica, ya que el

yacimiento no cuenta con producción asociada que permitiera hacer un análisis de declinación como en el caso anterior (Tabla N° 5.15).

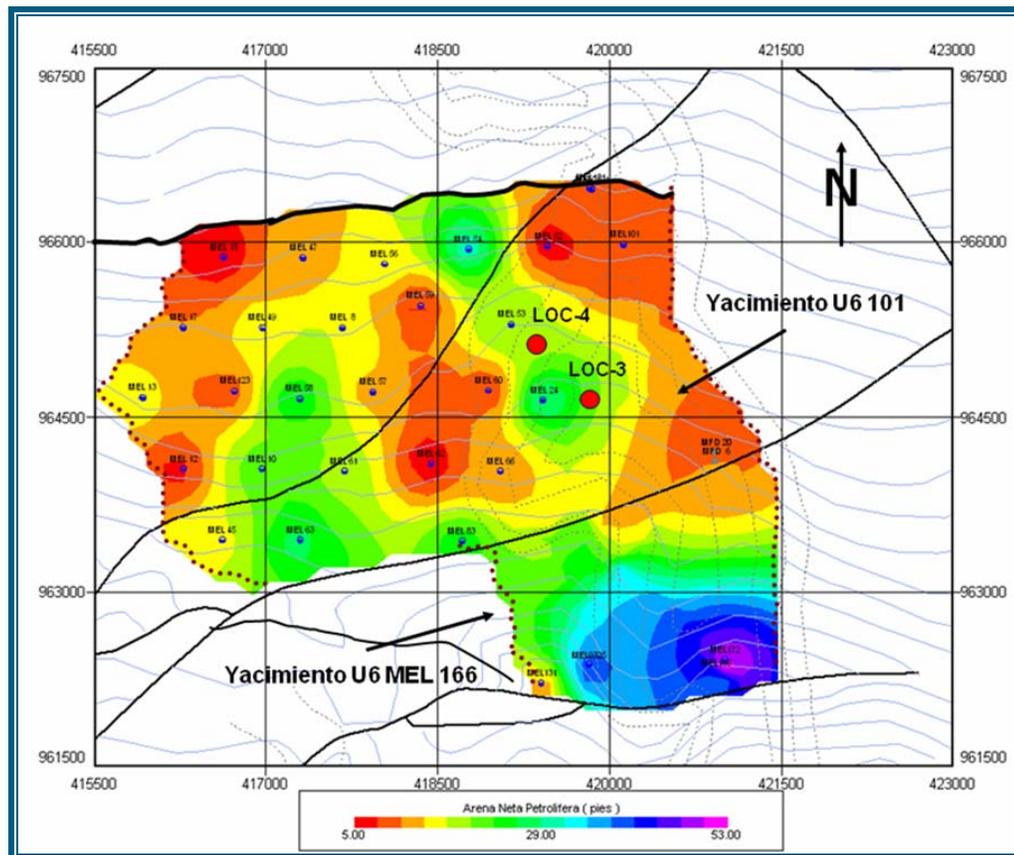


Figura N° 5.50: Posición de las localizaciones 3 y 4 en el Yacimiento U6 101

Tabla N° 5.15: Análisis de declinación.

1	2	3	4	5
	TASA INICIAL	TASA FINAL	GAS	PRODUC CRUDO
AÑO	BND	BND	MMPCN/AÑO	BNP/AÑO
0,00	0,00	0,00	0,00	0
1,00	1.120	893	0,000	365.822
2,00	893	713	0,000	291.823
3,00	713	568	0,000	232.793
4,00	568	453	0,000	185.703
5,00	453	362	0,000	148.139
6,00	362	289	0,000	118.173
7,00	289	230	0,000	94.269
8,00	230	184	0,000	75.200
9,00	184	146	0,000	59.988
10,00	146	117	0,000	47.854
11,00	117	93	0,000	38.174
12,00	93	74	0,000	30.452
13,00	74	59	0,000	24.292
14,00	59	47	0,000	19.378
15,00	47	38	0,000	15.458
16,00	38	30	0,000	12.331
16,02	30	30	0,000	179
-	0	0	0,000	0
TOTAL			0	1.760.027
VPN (TOTAL)				

5.6.7 Evaluación económica

Con la finalidad de conocer la rentabilidad de los escenarios de explotación visualizados, se realizó una evaluación económica para cada uno de ellos, tomando en consideración los lineamientos económicos establecidos por PDVSA para tal fin:

- $VPN > 0$
- $TIR \geq 15\%$
- $EI > 1$

En la Tabla N° 5.16 se muestra un resumen de los resultados obtenido de la evaluación económica.

Tabla N° 5.16: Resultados de la evaluación económica.

Escenario	Inversión (MMMBs)	VPN (MMMBs)	TIR (%)	EI (Bs/Bs)	TP (años)
YACIMIENTO U6 MEL 166					
II	30,00	69.906	84,46	3,3	0,9163
YACIMIENTO U6 101					
I	30,00	25.305	36,77	1,8	1,66

Se puede observar que los escenarios propuestos resultaron rentables ya que los parámetros considerados se encuentran por encima de los indicadores económicos.

CONCLUSIONES

1. La presión de saturación determinada en la prueba instantánea del análisis PVT, demostró que el Yacimiento U6 MEL 166 inicialmente se encontraba en estado subsaturado.
2. La cuantificación de la incertidumbre de las variables de entrada mostraron cuatro tipo de distribuciones de probabilidad características: Normal, Lognormal, Uniforme y Triangular.
3. La distribución de probabilidad para el POES y Reservas, obtenidas por la simulación Montecarlo se ajustaron a un tipo Log normal.
4. El Yacimiento U6 MEL 166 presentó una incertidumbre en el POES de aproximadamente 75%, mientras que para el Yacimiento U6 101 fue de 35%.
5. La incertidumbre en los resultados obtenidos para el Yacimiento U6 MEL 166, se asocian a la escasez de datos disponibles que caracterizan un bajo porcentaje del área total del yacimiento.
6. En el diagrama de tornado se determinó que el espesor (h), es la variable que presentó mayor incertidumbre en el cálculo del POES, y para el factor de recobro resultó la saturación de agua.
7. El valor probabilístico de reservas del Yacimiento U6 MEL 166 (5, 03 MMBN) fue menor al obtenido determinísticamente (6,43 MMBN), lo que induce un mayor riesgo en los compromisos volumétricos de producción.

8. El análisis de incertidumbre del Yacimiento U6 101, indica que el valor probabilístico de reservas resultante (11,64 MMBN) fue superior al valor obtenido a través del método determinístico (9,08 MMBN), en consecuencia, se debe utilizar la información de manera conservadora; y habrá una oportunidad tangible de incrementar dicho valor.

9. La evaluación económica reveló que la estrategia óptima de explotación para el yacimiento U6 MEL 166, la constituye el escenario II, con el cual se obtienen reservas recuperables de 5 MMBN, mientras que para el yacimiento U6 101 resultó el escenario I, con reservas recuperables de 1,76 MMBN.

RECOMENDACIONES

1. Aplicar la metodología de análisis de riesgo e incertidumbre a los yacimientos que presenten escasos datos para el cálculo de las reservas.
2. Someter ante el ministerio del poder popular para la energía y petróleo, MPPEP, los modelos geológicos de los yacimientos U6 MEL 166 y U6 101 con sus respectivas reservas.
3. Perforar las localizaciones propuestas en los escenarios de explotación de los yacimientos U6 MEL 166 y U6 101.
4. Considerar en las nuevas completaciones de los pozos, sensores permanentes para monitorear la presión de los yacimientos U6 MEL 166 y U6 101 que nos permitan caracterizarlo dinámicamente de manera más confiable.
5. Diseñar el plan de captura de muestras de fluidos en el Yacimiento U6 MEL 166, para análisis PVT y determinar sus propiedades en función de la presión.
6. Proponer corte de núcleo en los yacimientos estudiados para caracterizar las propiedades de las rocas y así disminuir la incertidumbre asociada a las mismas y fortalecer los modelos Roca Fluidos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Guzmán M. y Parra R. **“Aplicación del método probabilístico de Monte Carlo para minimizar la incertidumbre en la estimación de reservas en yacimiento de gas”**. Puerto la Cruz, Venezuela, (2005).
2. Ferlisi A. **“Estimación de las reservas del yacimiento UDO-2, Arena PQ2 a partir del método volumétrico y la declinación de presión”**. Puerto la Cruz, Venezuela, (2004).
3. Rojas Y. **“Estimación de reservas a los pozos del yacimiento Morichal-07 por los Métodos Volumétrico y Curvas de Declinación de Producción PDVSA Distrito Morichal”**. Maturín, Venezuela, (2007).
4. Rivera J. **“Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. Venezuela, (2004).
5. Escobar F. **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**, Editorial Universidad Surcolombiana, (2006).
6. Bruzual G. **“Caracterización Física de Yacimientos”**. Puerto la Cruz, Venezuela, (2007).
7. Morales, S. **“Análisis de Riesgo” Coordinación de Exploración y Producción, Gerencia de Presupuesto y Gestión**, PDVSA. Caracas, (1996).

8. Yañez, M. **“Gerencia del Riesgo y la Incertidumbre”** Centros de Excelencia – Confiabilidad Operacional, PDVSA. Caracas, (2001).
9. Spiegel M. **“Probabilidad y Estadísticas”**. Libros McGraw-Hill. Bogotá, Colombia, (1977).
10. GOMEZ, H. **“CAPÍTULO II: Probabilidad y Estadística Descriptiva”** Centros de Excelencia – Confiabilidad Operacional, PDVSA. Caracas, (2001).
11. www.crystallball.com (26 de junio de 2003)
12. JOSHI, S. **“Horizontal Well Technology”**, Penn Well Books Co. Tulsa, Oklahoma, (1991).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	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
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Villalba Betancourt Yannorys María	CVLAC: V- E MAIL: yannoris_464@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

ESTIMACIÓN PROBABILISTICA

RESERVA DE HIDROCARBUROS

CAMPO MELONES

MÉTODO DE RIESGO E INCERTIDUMBRE

FACTOR DE RECOBRO

POES

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

En la División Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco existen numerosos yacimientos con escasos datos de fluidos, presiones y producción que permitan realizar estudios convencionales y/o de simulación numérica para cuantificar en forma precisa las reservas de hidrocarburos.

El objetivo de este estudio, se basó en la aplicación de métodos determinísticos y probabilísticos, para la determinación de los volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio y reservas de los yacimientos U6 MEL 166 (probado) y U6 101 (prospecto).

A través del método determinístico se obtuvieron los valores de los parámetros, POES, Factor de recobro y Reservas, aplicando las ecuaciones correspondientes; mientras que con el método probabilístico, se ajustaron las distribuciones para cada una de las variables involucradas, es decir, porosidad, saturación de agua, espesor, y permeabilidad en los parámetros antes mencionados, utilizando para ello dos (2) metodologías, Criterio de Experto y Pruebas de Bondad de Ajuste, con la utilización del software Crystal Ball. Seguidamente se aplicó la simulación Monte Carlos, con la finalidad de obtener la distribución de probabilidad que permitió calcular la incertidumbre asociada a los resultados determinísticos, POES, Factor de Recobro y reservas con su valor más probable. En estos resultados se observó un amplio rango de valores y en el caso de las reservas de los yacimientos, fueron discretizadas, de acuerdo al grado de certidumbre; en tres escenarios, uno (1) pesimista, que representan el 10 % de probabilidad del valor verdadero de las reservas de los yacimientos, ubicándose en un percentil 90 (P90). Un segundo (2) escenario que corresponde al más probables con un 50 % de probabilidad de ocurrencia, ubicándose en el percentil 50, y por último el tercer (3) escenario, considerado como el optimista, con un 90 % de probabilidad de ocurrencia, ubicándose en el percentil 10.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
ULACIO, IVÓN		CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 12.337.648			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
BASTOS, EDGAR		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
GONZÁLEZ, TANIA		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 13.565.661			
	E_MAIL	taniavicgc@hotmail.com			
	E_MAIL				
FUENMAYOR, GALABÍ		CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	06	14
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estimación Probabilística de las Reservas de Hidrocarburos de los Yacimientos U6 MEL 166 Y U6 101 del Campo Melones.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4
5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

*“estos son de exclusiva propiedad de la **Universidad de Oriente**, y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Concejo Universitario”*

AUTOR

Yannorys María Villalba Betancourt

TUTOR

Ing. Ivón Ulacion

JURADO

Ing. Edgar Bastos

JURADO

Ing. Tania González

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño