

**MODELOS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA ORIENTADOS AL DISEÑO DE
ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS
MEDIANTE EL USO DE DATOS DE CAMPOS MADUROS VECINOS.**

**STEPHANIE ORTEGA LEON
OSCAR CASTAÑEDA ARDILA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2008

**MODELOS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA ORIENTADOS AL DISEÑO DE
ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS
MEDIANTE EL USO DE DATOS DE CAMPOS MADUROS VECINOS.**

**STEPHANIE ORTEGA LEÓN
OSCAR CASTAÑEDA ARDILA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director:

Ing. ELKIN RODOLFO SANTAFÉ
Escuela de Ing. de Petróleos UIS

Codirectores:

**Ing. JUAN MANUEL LACAYO
Ing. JAIRO ZAPATA**

Vicepresidencia de Exploración de ECP.

Ing. RUBEN HERNAN CASTRO
ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2008

DEDICATORIA

Siempre a Dios por permitirme llegar hasta acá, por darme cada mañana el impulso para ponerme en pie y regalarme la fortaleza para no desfallecer cuando creí no poder mas.

A mi mamita Consuelo porque sin ella esto no sería un hecho, Gracias por no abandonarme, ¡gracias por creer en mí, esto es por y para ti!

A mi papito Mario, porque sin su apoyo, estos años hubieran sido en vano.

A mis tres hermanos en especial a la “manita” Layne que siempre tuvo la palabra correcta en el momento preciso.

A ti Juan José porque desde que este monumental reto comenzó fuiste mi mayor propulsor para culminar esto como lo he soñado, sabes lo mucho que te debo, a ti un especial y sentido Gracias.

¡A mi estrellita! Dieguito se que allá cerquita a Dios, estás orgulloso de mi, cómo me haces falta...

Y a todos mis amigos, a Oscar por compartir estos meses y a los que fueron testigos de este largo proceso, hoy sin ustedes a mi lado esto no tendría el mismo sentido.

Solecito

DEDICATORIA

A Dios por haberme regalado el don de la vida y la sabiduría para llegar hasta donde solo el me lo ha permitido y alcanzar este importante logro.

A mis padres por su invaluable apoyo, por estar a mi lado todos estos años, sin ellos esto no sería un hecho.

A ti mi hijo Santiago, que desde hace 5 años te convertiste en mi motor de vida, mi mayor regalo...afortunado soy por poder gozar de tu inocencia y alegría cada día...

A mis tías que han acompañado muy de cerca cada uno de mis pasos y me han ayudado a salir siempre victorioso, Gracias.

Y a cada uno de mis buenos amigos, amigas, a Stephanie por ser parte de esto y a todos los que aportaron de una u otra manera en mi formación como persona y hoy como profesional.

Oscar

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sentidos agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander, la escuela de Ingeniería de Petróleos y todo su cuerpo docente por haber sido durante todos estos años el principal foco de formación académica que hizo de nosotros profesionales de alto rendimiento.

Al Ingeniero Elkin Santafé por su incondicional apoyo, por ser más que una guía y director del presente proyecto, un amigo, por sus ideas brillantes, por ser la gran persona que es.

A los Ingenieros Juan Manuel Lacayo y Jairo Zapata de la división de vicepresidencia de exploración de ECOPETROL por haber confiado en nosotros para la ejecución de este proyecto.

Al Instituto Colombiano del Petróleo ICP, en especial a los Ingenieros Rubén Castro y Sergio Orozco por la ayuda brindada para acceder a los medios necesarios para desarrollar este trabajo.

A todas las personas que hacen parte del grupo de investigación Campos Maduros, en especial a Liliana por sus valiosos aportes y recomendaciones a favor de conseguir óptimos resultados en esta tesis.

Y a todos aquellos amigos que siempre han estado presentes, a todos quienes sientan que de una u otra manera les debemos su compañía y apoyo en arduas jornadas de estudio y también de parranda, a Martha, Elizabeth, Pao, a ti Luis Carlos porque aunque apareciste un poco tarde

estuviste muy al pendiente de todo, a Diana Cristancho, Nelson Quintero, Jhayra, Chele, El pisco, Camilo, a Leydi Cardozo, a Robertico, a Poli, Laureano, la flaca, a Lopesierra y al resto que se nos escapan....cada uno sabe cuánto y de que manera influyeron en nuestras vidas. ¡¡¡GRACIAS A TODOS!!!

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.	1
1. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS EN ACTIVIDADES EXPLORATORIAS	4
1.1 CONCEPTOS Y MANEJO DEL POZO.	6
1.2 TECNOLOGÍA Y DISCRETIZACIÓN ESPACIAL Y TEMPORAL.	7
1.3 FASES Y DIRECCIÓN DE FLUJO.	7
1.4 ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS.	8
1.5 PROCESO PARA SIMULAR.	10
1.6 REGLAS DE ORO DE LOS INGENIEROS DE SIMULACIÓN.	12
1.7 CLASIFICACIÓN DE LOS SIMULADORES	15
1.7.1 De acuerdo al tipo de fluido	15
1.7.2 De acuerdo al número de dimensiones	15
1.7.3 De acuerdo al proceso de recuperación	16
1.7.4 Gobernados por los mecanismos de flujo:	16
1.8 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA DESARROLLAR UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN	17
1.9 ALGUNOS SIMULADORES.	17
1.9.1 Software no comercial (libre).	17
1.9.2 Software comercial	18
1.10 MODELO PARA ACEITE NEGRO: ECLIPSE 100	21

1.11 Elementos de modelamiento de fluidos en ECLIPSE 100	22
1.11.1 Definición del Fluido.	22
1.11.2 Examinar balance de materiales.	23
1.11.3 Simulación de experimentos.	23
1.12 ELABORACIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.	23
1.13 CÓMO TRABAJA UN MODELO	25
1.14 EL MENÚ DEL SOFTWARE PVT	26
1.14.1 EOS.	26
1.14.2 PROPS	30
1.14.3 COMB	30
1.14.4 SIMULATE	30
1.14.5 REGRESSION	30
1.14.6 ECLIPSE	30
1.14.7 SAVE/RUN	30
1.14.8 UTILITIES	30
1.14.9 EXIT	31
1.15 ENFOQUE DE LA SIMULACIÓN COMPUTACIONAL.	31
1.15.1 De acuerdo al proceso a modelar	31
1.15.2 De acuerdo al método de solución	31
1.15.3 De acuerdo a la complejidad del problema	32
1.16 USO INDEBIDO DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.	33
1.17 FUENTES DE ERROR EN LOS RESULTADOS CALCULADOS.	36
2. INCERTIDUMBRE Y MODELAMIENTO	38

2.1 CÁLCULO DE RESERVAS	38
2.1.1 Método Volumétrico	39
2.2 ECUACIONES VOLUMÉTRICAS	44
2.2.1 Yacimientos de aceite	44
2.2.2 Yacimientos de Gas	44
2.3 CÁLCULOS DE VOLUMEN MANUALMENTE	46
2.4 CÁLCULOS DE VOLUMEN ASISTIDO POR COMPUTADOR	48
2.4.1 Método Krigging	48
2.4.2 Método de Curvatura Mínima	50
2.4.3 Método de la Distancia Inversa	50
2.4.4 Método de Triangulación	51
2.4.5 Método de Funciones de Bases Radiales	52
2.5 RIESGOS EN OPERACIONES DE EXPLORACIÓN PETROLERA.	53
2.6 RIESGO GEOLÓGICO PARA ECOPETROL	56
2.7 LA PROBABILIDAD DE ERROR	60
2.8 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD	66
2.8.1 Distribución de probabilidad continua	66
2.9 TIPOS DE DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD CONTINUA	68
2.9.1 Distribución normal	69
2.9.2 Distribución log-normal	73
2.9.3 Distribución triangular	74
2.9.4 Distribución gamma	75
2.9.5 Distribución Chi cuadrado	76

2.9.6 Distribución t student	78
2.10 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD ASOCIADAS A CADA UNA DE LAS INCERTIDUMBRES EN UN YACIMIENTO PETROLÍFERO	79
2.11 DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA.	81
2.12 LOS GRÁFICOS ESTADÍSTICOS.	84
3. METODOLOGÍA PROPUESTA	86
3.1 MODELO GEOMÉTRICO.	90
3.1.1. Discretización.	90
3.2 SISTEMA ROCA- FLUIDO	90
3.2.1 Curvas de Permeabilidad Relativa.	91
3.2.2. Porosidad.	92
3.2.3. Permeabilidad.	93
3.2.4. Espesores.	93
3.2.5. Propiedades de los fluidos (PVT).	93
3.3. CONTROL NUMÉRICO	94
3.4. PREDICCIÓN	95
4. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA	97
4.1 Modelo geométrico	97
4.1.1 CICLO I	99
4.1.2 CICLO II	100
4.1.3 CICLO III	100
4.1.4 CICLO IV	101
4.2 DEFINICIÓN DEL SISTEMA ROCA -FLUIDO	101

4.2.1 Determinación de las Curvas De Permeabilidad relativa.	101
4.2.2 Cálculo de la Porosidad	109
4.2.3. Cálculo de la Permeabilidad.	114
4.2.5 Determinación de las Propiedades de los fluidos	122
4.3 CONTROL NUMÉRICO	126
4.4 Predicción	127
5. RESULTADOS OBTENIDOS	138
5.1 GRÁFICAS COMPARATIVAS	143
5.2. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.	145
6. CONCLUSIONES	148
7. RECOMENDACIONES	149
BIBLIOGRAFÍA	150
ANEXOS	152

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Porcentajes que los Deciles separan a la derecha o izquierda	62
Tabla 2. Porcentajes que los Cuartiles separan a la derecha o izquierda	62
Tabla 3. Porcentajes que los Centiles separan a la derecha o izquierda	63
Tabla 4. Distribuciones de probabilidad asociadas a cada una de las incertidumbres en un yacimiento petrolífero	80
Tabla 5. Diferentes gráficos estadísticos	84
Tabla 6. Tablas empleadas para realizar el promedio de las curvas de permeabilidad relativa	105
Tabla 7. Permeabilidad relativa promedio	106
Tabla 8. Promedio de valores iniciales	108
Tabla 9. Valores de la curva de permeabilidad final	109
Tabla 10. Valores para la media y la desviación estándar para el ciclo I	111
Tabla 11. Segmento de la tabla para determinar el valor de t correspondiente al percentil P90	113
Tabla 12. Valores de t correspondientes a los percentiles P10, P50 y P90	113
Tabla 13. Valores de porosidad correspondientes a los percentiles P10, P50 y P90 del ciclo I	113
Tabla 14. Valores de la media y la desviación estándar para determinar la permeabilidad	117

Tabla 15. Valores de permeabilidad correspondiente a los percentiles P10, P50 y P90	118
Tabla 16. Valores de los espesores correspondientes a los percentiles P10, P50 y P90 del ciclo I	122
Tabla 17. Características del petróleo en Barco	123
Tabla 18. Propiedades del aceite	123
Tabla 19. Tablas PVT de los fluidos	124
Tabla 20. Propiedades del gas	125
Tabla 21. Propiedades del gas real	126
Tabla 22. Reporte de datos SUMMARY generado por Eclipse 100 para el caso 1	128
Tabla.23. Reporte de datos SUMMARY generado por Eclipse 100 para el caso 2	133
Tabla 24. Reporte de datos SUMMARY generado por Eclipse 100 para el caso 3	136
Tabla 25. Datos de producción Final	138
Tabla 26. Reporte final de Presión Promedio, Volumen Final y Factor de Recobro	138

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Modelos típicos en simulación	7
Figura 2. Proceso en una simulación de yacimientos	11
Figura 3. Diagrama que muestra la clasificación general de los diferentes tipos de simuladores	14
Figura 4. Diagrama de flujo para la elaboración de un modelo de simulación numérica 2D	24
Figura 5. Diagrama de flujo que muestra cómo trabaja un modelo de simulación numérica	25
Figura 6. Espesores de la formación	43
Figura 7. Proyección de Áreas para calcular los volúmenes manualmente	47
Figura 8. Mapa de contorno de la saturación de petróleo por el método Krigging	49
Figura 9. Mapa Estructural por el método Krigging	49
Figura 10. Mapa Estructural por el método de Curvatura Mínima	50
Figura 11. Mapa Estructural por el método de la Distancia Inversa	51
Figura 12. Mapa Estructural por el método de Triangulación	52
Figura 13. Mapa Estructural por el método de la Bases Radiales	53
Figura 14. Medidas de dispersión. Deciles, Cuartiles y Centiles	61
Figura 15. Curva de una distribución normal, con la media y una desviación estándar σ	70

Figura 16. Porcentaje de área comprendida entre $\mu - \sigma$ y $\mu + \sigma$	71
Figura 17. Porcentaje de área comprendida entre $\mu - 2\sigma$ y $\mu + 2\sigma$	71
Figura 18. Curva de una distribución Log normal	74
Figura 19. Función de distribución gamma	76
Figura 20. Distribución Chi cuadrado	77
Figura 21. Distribución t Student	79
Figura 22. Metodología empleada en el presente trabajo de grado	87
Figura 23. Diagrama de flujo que ilustra la metodología Propuesta	89
Figura 24. Secuencias estratigráficas	98
Figura.25. Grafica de las diferentes curvas de permeabilidad superpuestas	102
Figura26. Gráfica de las curvas de permeabilidad seleccionadas	103
Figura 27. Grafica de las curvas de permeabilidad relativa normalizadas	104
Figura 28. Curva de permeabilidad relativa promedio “des normalizada”	107
Figura 29. Curva de permabilidad relativa final que será cargada en el simulador .	108
Figura 30. Mapa de porosidad para el ciclo I. Formación Barco. Campo Tibu área A	109
Figura 31. Mapa de porosidad para el ciclo I. Formación Barco. Campo Tibu área B 97	110
Figura 32. Grafica de distribución normal para porosidad	111
Figura 33. Mapa de permeabilidad para el ciclo I. Formación Barco. Campo Tibu área A	114

Figura 34. Mapa de permeabilidad para el ciclo I. Formación Barco. Campo Tibu área A	115
Figura 35. Grafica de distribución normal para la permeabilidad	116
Figura 36. Grafica de distribución Log normal para la permeabilidad	117
Figura 37. Mapa de Espesores para el ciclo I. Formación Barco. Campo Tibu área A	119
Figura 38. Mapa de Espesores para el ciclo I. Formación Barco. Campo Tibu área B	120
Figura 39. Grafica de distribución log normal para el espesor	121
Figura 40. Tasa de producción de aceite generada por Eclipse 100. Caso 1	139
Figura 41. Relacion Gas – Aceite generada por Eclipse 100. Caso 1	139
Figura 42. Presión de las celdas generadas por Eclipse 100. Caso 1	140
Figura 43. Tasa de producción de aceite generada por Eclipse 100. Caso 2	140
Figura 44. Relacion Gas – Aceite generada por Eclipse 100. Caso 2	141
Figura 45. Presión de las celdas generadas por Eclipse 100. Caso 2	141
Figura 46. Tasa de producción de aceite generada por Eclipse 100. Caso 3	142
Figura 47. Relacion Gas – Aceite generada por Eclipse 100. Caso 3	142
Figura 48. Presión de las celdas generadas por Eclipse 100. Caso 3	143

Figura 49. Tasa de produccion de aceite generada por Eclipse 100	143
Figura 50. Relacion Gas – Aceite generada por Eclipse 100	144
Figura 51. Presion de las celdas generadas por Eclipse 100	144
Figura 52. Produccion acumulada de aceite generadas por Eclipse 100	145

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Tablas de permeabilidad relativa con sus respectivas gráficas.	153
Anexo 2. Datos de porosidad evaluados mediante función de distribución normal para los ciclos I, II, III, IV, Campo Tibú, formación barco, cuenca Catatumbo.	180
Anexo 3. Datos de permeabilidad evaluados mediante función de distribución normal para los ciclos I, II, III, IV, Campo Tibú, formación barco, cuenca Catatumbo.	200
Anexo 4. Datos de espesores evaluados mediante función de distribución Log normal para los ciclos I, II, III, IV, Campo Tibú, formación barco, cuenca Catatumbo	221
Anexo 5. Data arrojada después de realizada la simulación.	236
Anexo 6. Tabla de distribución norma	294

RESUMEN

TITULO:

MODELOS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA ORIENTADOS AL DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS MEDIANTE EL USO DE DATOS DE CAMPOS MADUROS VECINOS.*

AUTORES:

**STEPHANIE ORTEGA LEÓN
OSCAR CASTAÑEDA ARDILA.****

PALABRAS CLAVE:

Probabilidad, Incertidumbre, Análisis estadístico, Black oil, Eclipse 100.

DESCRIPCIÓN

La simulación de yacimientos es una técnica que combina el modelamiento matemático, numérico y computacional para representar el comportamiento del flujo de fluidos en medios porosos. Esta herramienta permite evaluar el comportamiento actual y futuro del yacimiento de manera rápida, económica y confiable. Es así como se puede obtener un óptimo recobro de los hidrocarburos contenidos en un yacimiento.

Puesto que la información disponible en un prospecto es prácticamente nula, el grado de incertidumbre asociado es elevado. Con el ánimo de incrementar la probabilidad de éxito en el futuro desarrollo del campo, se ha pensado en utilizar la simulación numérica como plataforma de pruebas soportando la caracterización del modelo estático con un análisis estadístico de las variables que se crean, puedan influir más en la definición de este modelo. Se espera que de los resultados obtenidos sobre las pruebas con el prototipo o prototipos planteados, se genere una metodología que permita por medio de la simulación numérica y la estadística, obtener un medio para evaluar estrategias de desarrollos de prospectos exploratorios.

Dicha metodología será aplicada para un fluido black oil por el tipo de software empleado, en este caso ECLIPSE 100, pero se puede implementar para cualquier tipo de fluido siempre y cuando el simulador así lo permita. Además los datos incorporados deben pertenecer a la misma cuenca para minimizar la incertidumbre de los resultados.

* Trabajo de Grado-Modalidad Práctica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Elkin Rodolfo Santafe. Codirectores: Ing. Juan Manuel Lacayo. Ing. Jairo Zapata

SUMMARY

TITLE:

ORIENTED MODELS OF NUMERICAL SIMULATION TO THE DESIGN OF STRATEGIES OF EXPLORATORY PROSPECTUSES' DEVELOPMENT BY MEANS OF DATA USE OF NEIGHBORING MATURE FIELDS.

AUTHORS:

STEPHANIE ORTEGA LEÓN
OSCAR CASTAÑEDA ARDILA.

KEY WORDS:

Probability, Uncertainty, Statistic analysis, oil Black, Eclipse 100.

DESCRIPTION.

Oilfield simulation is a technique that combines mathematical, numerical and computer modeling to represent the behavior of the flow of fluids in porous means. This tool allows to evaluate the present and future behavior of the oilfield in a fast, economic and reliable way. In this way how an optimal recovery of hydrocarbons contained in an oilfield can be obtained. Since the information available in a prospectus is practically null, degree of uncertainty is elevated.

Intending to increase the probability of success in the future development of the field, it's been considered to use numeric simulation as a tests platform, supporting the characterization of the static model with a statistic analysis of the variables that are created, can influence more in the definition of this model. It's hoped that from the results obtained on the tests with the raised prototype or prototypes, a methodology is generated that allows through numerical simulation and statistics, to obtain means to evaluate strategies of developments of exploratory prospectuses.

This methodology will be applied for a black oil fluid by the type of software used, in this case ECLIPSE 100, but it is possible to be implemented for any type of fluid as long as the simulator therefore allows it . In addition the incorporated data must belong to the same basin to diminish the uncertainty of the results.

* Working Grade-mode Business Practice

** Faculty of Engineering physicochemical. Petroleum Engineering School. Ing. Elkin Rodolfo Santafe. Co-Director: Eng. Juan Manuel Lacayo. Ing. Jairo Zapata

INTRODUCCIÓN

Colombia está a las puertas de un nuevo y repetido escenario importador de crudo. En aproximadamente 90 años de actividad exploratoria en el país se han descubierto cerca de 8000 millones de barriles equivalentes de petróleo; el 70% de los 162 campos comerciales descubiertos es menor a 20 millones de barriles y solo campos como Cusiana-Cupiagua, La Cira- Infantas ,Caño Limón y Chuchupa – Ballena tienen reservas de más de 500 millones. Alrededor de 1100 pozos exploratorios se han perforado con un éxito del 15% y las oportunidades están enfocadas en la ejecución de nuevas estrategias a fin de establecer elementos que lleven a las multinacionales de renombre a generar nuevos escenarios que junto con el aumento sostenido en el precio del crudo estimule aun más la exploración, genere un menor riesgo y a su vez apunte a oportunidades con un mayor número probable de reservas para cumplir con los objetivos a largo plazo.

Herramientas como la simulación numérica de yacimientos, la estadística y sus estudios detallados hacen posible estos propósitos mediante el análisis de la mayoría de los tipos de fluidos y los procesos de recuperación del crudo, permitiendo caracterizar los yacimientos y obtener valiosa y necesaria información que busque incrementar la productividad de los campos mediante proyectos de recuperación secundaria o terciaria y métodos de perforación más eficientes.

Los conocidos simuladores comerciales poseen una amplia variedad de opciones usadas para estimar cuán productivo puede ser un yacimiento tomando en cuenta numerosos escenarios ya sea en la colocación de nuevos pozos productores e inyectores y la estimulación de los mismos, entre otros.

Estos programas de simulación deben ser capaces de contabilizar la cantidad de fluidos que entran y salen del yacimiento, la facilidad con que se mueven a través de un medio poroso y sus cambios de composición con respecto a las variaciones de presión y temperatura; así mismo están en la capacidad de administrar sistemas de una, dos o tres fases, ya sea con gas disolviéndose en el aceite o el aceite vaporizándose en el gas.

Imaginar actualmente el diseño de exploración y explotación de un campo petrolero sin el uso de una herramienta computacional como esta es bastante complejo, sólo un software con estas y otras características, puede manejar los innumerables modelos matemáticos que describen el flujo de los fluidos en cada punto del yacimiento y muchas de estas actividades dependen directamente de la exactitud y velocidad en los cálculos que sólo una computadora puede ofrecer; de esa manera es posible afirmar que la Ingeniería del Petróleo depende completamente de herramientas computacionales en la mayoría de sus actividades.

Sin embargo, a su vez no existe simulador capaz de tomar una decisión; por ahora, son sólo eso: “simuladores”, pronosticadores confiables en respuesta a la realidad y fidelidad con que el modelo haya sido construido y en la mayoría de los casos bastante acertados a lo que puede ocurrir en la realidad. Siempre será necesaria la experiencia, habilidad e ingenio de una mente humana a la hora de decidir entre múltiples opciones la más rentable, la más precisa, la más eficaz.

De esta manera el uso extensivo de estas herramientas logra llevar a cabo proyectos que si bien es sabido inicialmente causan incertidumbre en cuanto a su aplicación en las etapas de exploración, explotación, mercadeo y distribución, también ejemplifican la necesidad en la industria de utilizar sofisticados enfoques para la identificación y evaluación de estos riesgos, los

cuales pueden ser interpretados como incertidumbres de muy alto impacto que pueden afectar en forma significativa los resultados futuros.

No obstante, a pesar de los importantes avances en las técnicas sobre medición del riesgo, la verdad es que su manejo y diversificación depende por entero de la actitud de los inversionistas y de las instituciones al manejar de la mejor manera el problema y desarrollar soluciones más concluyentes frente al mismo.

1. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS EN ACTIVIDADES EXPLORATORIAS

El valor de la simulación de yacimientos está en la capacidad de investigar múltiples opciones mucho antes que una broca de perforación toque tierra. Se pueden examinar muchos escenarios dentro de un “yacimiento virtual”, cambiando los emplazamientos de los pozos, la geología del yacimiento, las limitaciones de la producción, o cualquier combinación de datos de entrada al modelo. Es así como los ingenieros desarrollan yacimientos en etapas—comenzando con la exploración y terminando con el abandono del campo—con modelos basados en datos de una etapa que influyen en la etapa siguiente. En la fase de exploración, la geología del yacimiento es incierta. En un simulador de yacimientos, se pueden incluir varias aplicaciones geoestadísticas. Al tener suficientes realizaciones, se pueden examinar casos de producción alta, media y baja de gran significado estadístico para mostrar la variabilidad económica. Durante el desarrollo se perforan varios pozos que incorporan más información acerca de la formación y que contribuyen a delinear el campo. Los resultados de producción de los primeros pozos se pueden utilizar para afinar el modelo de yacimiento, disminuyendo además las dudas acerca de las propiedades del yacimiento. Las trayectorias de los pozos surgen de decisiones basadas en la información adecuada. El modelo de yacimiento proporciona estimaciones de los hidrocarburos en sitio y de los hidrocarburos recuperables, las que se necesitan para la toma de decisiones y para informar a los organismos reguladores. Cuando los contratos especifican requisitos de entrega para el suministro de gas, los modelos pueden incluir la naturaleza cíclica de la demanda de gas, incluidas las opciones de reinyección.

La simulación de yacimientos petrolíferos tiene que ver con la construcción y operación de un modelo, donde se integran resultados a partir de geología, petrofísica e ingeniería, capaz de reproducir el comportamiento real del yacimiento. No son más que un conjunto de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales, que sujetas a ciertas suposiciones, describen los procesos físicos activos en el yacimiento, tales como: transferencia de masa y movimiento de fluidos en medios porosos cambios de composición, entre otros...

El objetivo de la simulación de yacimientos petrolíferos es la estimación del comportamiento futuro del campo bajo uno o varios esquemas de producción, lo cual es el principal insumo en la evaluación técnico-financiera de un proyecto.

Al considerar que los yacimientos de petróleo son un recurso no renovable cuya explotación requiere de altas inversiones de dinero, los modelos de simulación representan una herramienta muy práctica ya que por sus costos relativamente bajos, es viable disponer de un recurso con el que es posible ensayar diferentes alternativas de explotación, evaluarlas y seleccionar la mas óptima sin incurrir en grandes desembolsos de dinero.

La confiabilidad de los simuladores modernos y la disponibilidad de los enormes avances tecnológicos en materia computacional han convertido a la simulación de yacimientos en una alternativa para estimar el comportamiento de yacimientos de cualquier tamaño y un elemento de decisión importante tanto para la planificación a corto, mediano y largo plazo como para las decisiones que a diario deben tomarse en las operaciones de producción.

Los simuladores son ampliamente usados para estudiar el comportamiento de los yacimientos y a su vez para determinar métodos de recobro mejorado.

Estos juegan un papel muy importante en modernos procesos de desarrollo de planes de manejo, y para monitorear el comportamiento del yacimiento durante su vida, la cual se da inicio a partir de las actividades de exploración lideradas por su descubrimiento, seguidas por su delineación, desarrollo, producción y finalmente el abandono del mismo.

1.1 CONCEPTOS Y MANEJO DEL POZO

La simulación numérica de yacimientos esta basada en los siguientes conceptos:

- Principios del balance de materia
- Heterogeneidad del yacimiento
- Dirección de flujo
- Flujo de fases
- Distribución de los pozos

A diferencia del clásico enfoque del balance de materia, un simulador de yacimientos incorpora detalles de manejo de pozos como:

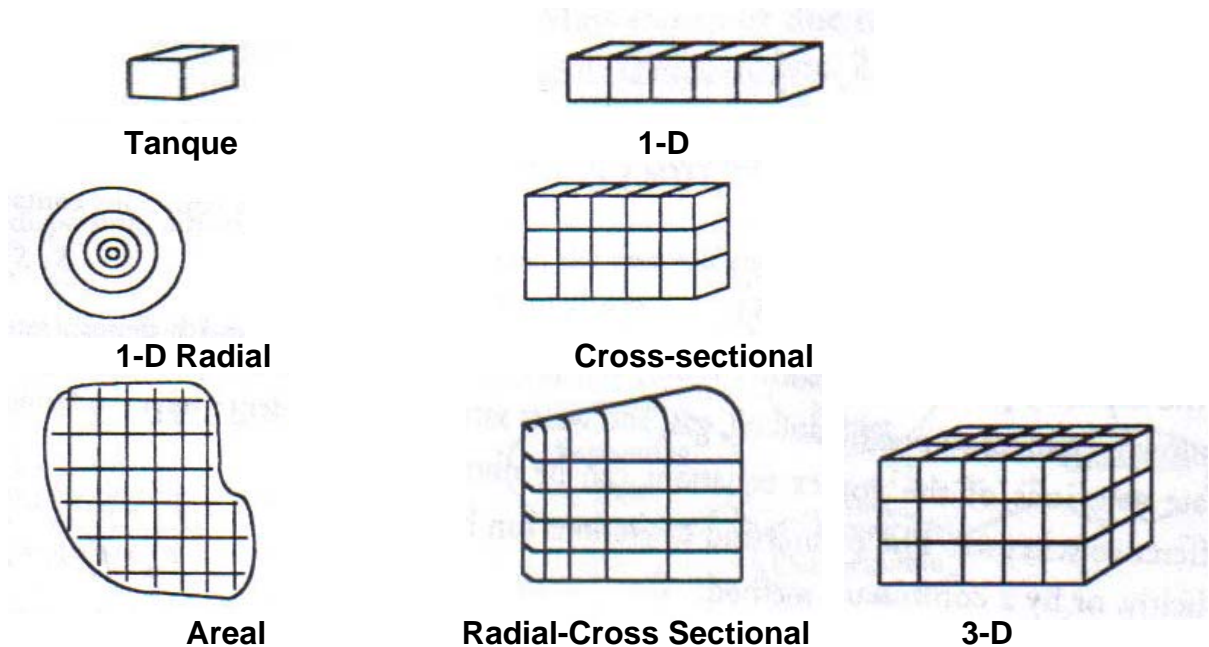
- Localización de los pozos productores e inyectores
- Completamientos
- Tasa o Presión de fondo especificadas, o incluso ambas.
- Daño
- Procesos de estimulación
- Geometría del pozo (vertical, horizontal o desviado)
- Multiproducción (pozos multilaterales)

1.2 TECNOLOGÍA Y DISCRETIZACIÓN ESPACIAL Y TEMPORAL

La simulación se ha convertido en una realidad gracias a los avances hechos en las ciencias computacionales y la tecnología que hoy se encuentra disponible tanto para el manejo de datos, como para reportes escritos y gráficos. Estos permiten que el yacimiento sea dividido en muchos pequeños cubos, celdas o bloques para tener en cuenta su heterogeneidad.

Los cálculos de presiones y saturaciones para cada celda son llevados a cabo en discretos pasos de tiempo.

Figura 1. Modelos típicos en simulación. Tomada de “Computer-Assisted Reservoir Management”.



1.3 FASES Y DIRECCIÓN DE FLUJO

Los simuladores de black-oil se caracterizan por el número de fases presentes, por las direcciones de flujo, y por el tipo de solución usado para

desarrollar las complejas ecuaciones. Este modelo black-oil será el empleado en el presente trabajo de grado.

Las fases de fluido pueden ser:

- Una sola fase (aceite o gas)
- Dos fases (aceite y gas, o aceite y agua)
- Tres fases (aceite, gas y agua)

La dirección de flujo puede ser:

- 1- Dimensión ya sea lineal o radial en una sola dirección.
- 2- Dimensiones ya sea areal, de sección transversal, o sección transversal radial en las direcciones x-y, x-z, ó r-z.
- 3-Dimensiones con direcciones en x-y-z.

1.4 ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS.

El flujo de fluidos simultaneo de aceite, gas o agua a través del medio poroso, es descrito por un set de tres complejas ecuaciones parciales diferenciales:

- Ecuación de continuidad:

$$\partial \frac{(\rho\phi)}{\partial t} + \nabla(\rho\vec{v}) \pm \tilde{g} = 0$$

(1)

- Ley de Darcy :

$$\vec{v} = \frac{[K]}{\mu} \nabla \phi \quad \text{donde: } \phi = P + \rho gz \quad (2)$$

- Ecuación de estado:

$$\rho = \rho(P, t)$$

(3)

La combinación de las anteriores ecuaciones conduce a la ecuación de difusividad, ecuación importante en la descripción del movimiento de fluidos en el yacimiento:

$$\nabla^2 P = \frac{\phi \mu C_t}{K} \frac{\partial P}{\partial t}$$

(4)

Según las dimensiones del sistema, tipo de fluido y demás consideraciones implícitas, al considerar el sistema de coordenadas incluyendo condiciones iniciales y de frontera, se obtiene un conjunto de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales que representan la variación de presión y de saturación a través del medio con el tiempo. Las ecuaciones, en general no tienen

Estas ecuaciones contienen 6 incógnitas:

S_o, S_g, S_w y P_o, P_g, P_w .

Donde S y P denotan saturación y presión respectivamente, y los subíndices o, g y w denotan aceite, gas y agua.

Las relaciones auxiliares que involucran saturaciones y presiones capilares pueden ser usadas para resolver las ecuaciones de flujo:

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

(5)

$$P_{cow} = P_o - P_w = P_{cow}(S_o, S_w)$$

(6)

$$P_{cog} = P_g - P_o = P_{cog}(S_o, S_g)$$

(7)

Donde P_{cow} y P_{cog} denotan presión capilar entre aceite-agua y aceite-gas respectivamente. Si la presión capilar es cero, solo hay una presión, así que el número de incógnitas se reduce a presión, y saturaciones de agua, gas y aceite.

Las soluciones de aproximación de las ecuaciones pueden ser obtenidas usando esquemas de diferencias finitas y las presiones y saturaciones pueden ser resueltas explícitamente, implícitamente o por un método combinado:

- Explicito- Presión explícita , saturación explícita
- Implícito- Presión implícita, saturación implícita.
- Combinado- Presión implícita, saturación explícita (IMPES)

1.5 PROCESO PARA SIMULAR

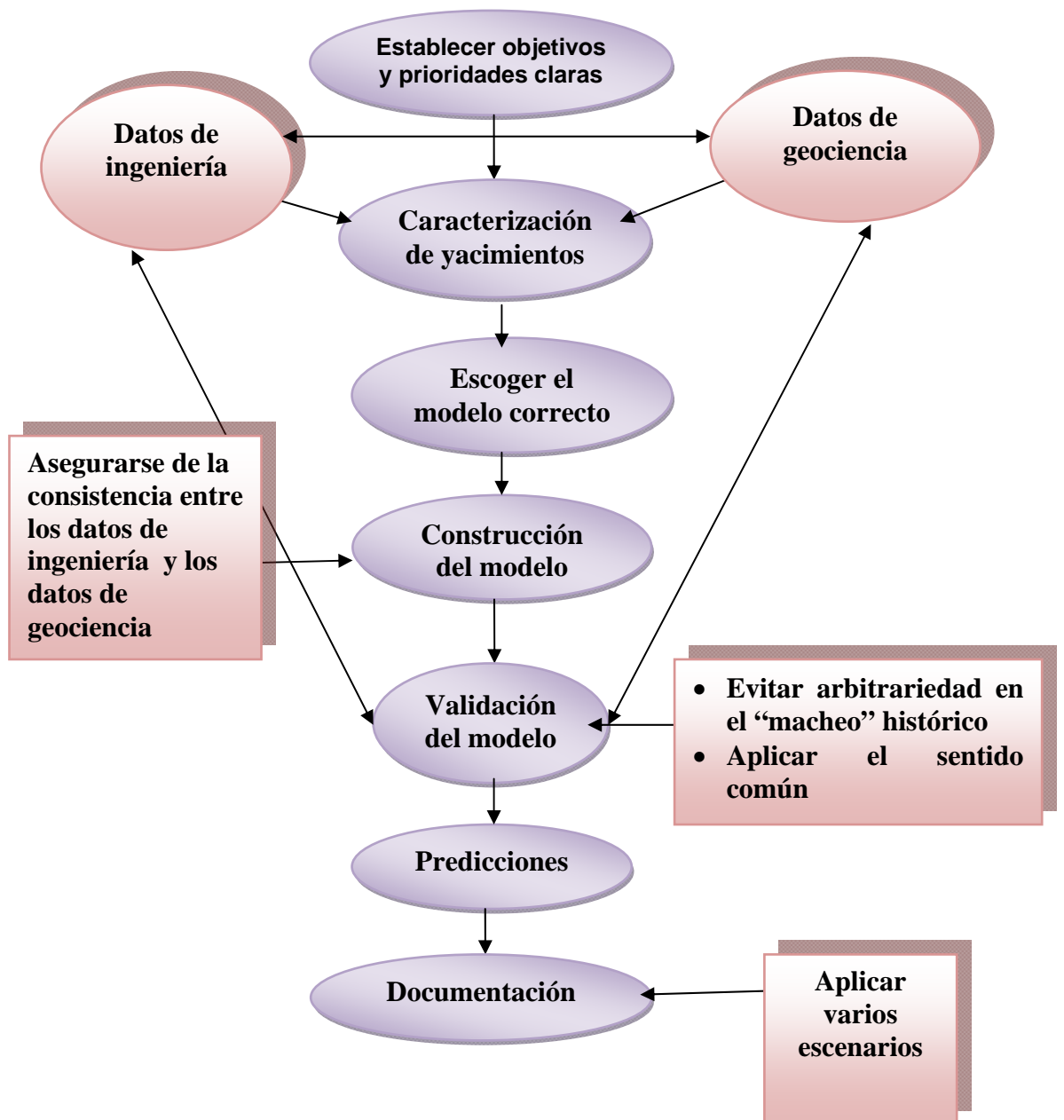
En general, la simulación de yacimientos puede ser dividida en tres fases principales:

- **Recopilación de datos de entrada**- geológicos, de yacimientos, completamientos de los pozos, datos de producción, inyección, etc.
- **“Macheo” Histórico**- inicialización, “macheo” tanto para presión como para saturación e índice de productividad.
- **Predicción del comportamiento**- alternativas de plan de desarrollo.

Entre los datos de entrada se debe contar con datos de roca y fluido, datos de producción e inyección y datos de pozo, pero reunir estos datos puede ser un proceso costoso y dispendioso. La verificación de la fiabilidad de los datos disponibles es vital para el éxito del modelamiento del yacimiento.

El macheo histórico de la producción anterior y la presión, consiste en ajustar los parámetros del yacimiento hasta que el comportamiento del modelo simulado concuerde con el comportamiento histórico u observado. Este es un paso necesario antes de la fase predictiva porque la exactitud de la predicción puede no ser mejor que exactitud del macheo histórico

Figura 2. Proceso en una simulación de yacimientos. Tomada de “Computer-Assisted Reservoir Management”.



1.6 REGLAS DE ORO DE LOS INGENIEROS DE SIMULACIÓN.

¹Aziz ofrece las siguientes reglas básicas para minimizar el peligro en el que muchos usuarios inexpertos incurren por el uso indebido de los sofisticados modelos disponibles en la actualidad.

1. Entienda su problema y defina los objetivos
2. Empiece y termine con el modelo más simple. Entienda las limitaciones del mismo y sus capacidades.
3. Comprenda la interacción entre las diferentes partes del modelo. Yacimiento, acuíferos, pozos, y facilidades están interrelacionados.
4. No asuma que más grande siempre es mejor. Siempre cuestione el tamaño del estudio que está limitado por los recursos computacionales y/o el presupuesto. La calidad y cantidad de datos son importantes.
5. Conozca sus limitaciones y confíe en su juicio. Recuerde que la simulación no es una ciencia exacta. Haga un simple balance de materia para chequear los resultados.
6. Sea razonable en sus expectativas. A menudo lo que usted puede obtener de un estudio es una orientación de las opciones que tiene a su disposición.
7. Cuestione los ajustes de datos para el macheo histórico. Recuerde que este proceso no tiene una única solución.
8. Preste atención a las escalas y medidas en las cuales fueron hechos.

¹ Aziz, Khalid: "Ten Golden Rules for Simulation Engineers" Dialog, JPT, Nov., 1989.

9. No escatime en datos necesarios de laboratorio.

En el proceso de clasificación de reservas usando la simulación de yacimientos no existe diferencia a los demás métodos de estimación de reservas. El grado de confiabilidad que el estimador proponga establecerá la clase de reservas. Si suficientes datos de geología e ingeniería están disponibles para que permita encontrar una estimación razonable, algunos proyectos de recobro bajo mecanismos primarios pueden ser considerados. Si una historia razonable no es encontrada, entonces solamente una parte de la simulación del recobro puede ser probada, con el restante probable y posible.

Si la situación modelada es un mecanismo de recobro mejorado, entonces la clasificación de reservas debería ser basada en el juicio del estimador y de la información tal y como se observa en el funcionamiento de los resultados de proyectos piloto y el funcionamiento de proyectos similares en campos análogos.

En general, la simulación de yacimientos para cada grid block utiliza parámetros para la estimación de hidrocarburos, como el espesor, área, saturación de fluidos en la roca, porosidad y factor volumétrico de formación, dados en la siguiente ecuación

$$OOIP = 7758 Ah \phi \frac{(1 - S_w)}{B_o}$$

(8)

Figura 3. Diagrama que muestra la clasificación general de los diferentes tipos de simuladores



1.7 CLASIFICACIÓN DE LOS SIMULADORES

1.7.1 De acuerdo al tipo de fluido

- YACIMIENTOS DE GAS
 - Solo maneja gas.
 - Monofásico o bifásico dependiendo si hay o no agua.

- YACIMIENTOS DE ACEITE
 - Simula presencia de agua, gas y petróleo.
 - Solubilidad se tiene en cuenta solo en términos de gas y aceite (R_s y R_v).
 - No tiene en cuenta cambios de composición en estas fases.

SUPOSICIONES:

 - Agua y aceite son inmiscibles.
 - Gas miscible en el aceite.
 - Gas es inmiscible en el agua.

- YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

1.7.2 De acuerdo al número de dimensiones

- CERO DIMENSIÓN
 - Modelo tipo tanque.
 - Propiedades del fluido y de la roca no varían.
 - Perturbación debido a la producción se transmite instantáneamente.

- UNA DIMENSION.

- Lineal
 - Vertical
- DOS DIMENSIONES
 - Areal
 - Sección transversal
 - Cilíndricos
- TRES DIMENSIONES

1.7.3 De acuerdo al proceso de recuperación

- Conificación en la cara del pozo
 - Permite al usuario mejorar intervalos de completamiento.
- Recobro térmico
 - Estimulación con vapor
 - Combustión “in situ”
- Inyección de químicos
- Desplazamiento de miscibles

1.7.4 Gobernados por los mecanismos de flujo:

- Black- Oil: Flujo de fluidos
- Composicional: Flujo de fluidos y composición de las fases.
- Térmico: Flujo de fluidos y flujo de calor.
- Químico: Flujo de fluidos, transporte de masa debido a dispersión o adsorción y particionamiento.

1.8 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA DESARROLLAR UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN

- Porosidad y permeabilidad
- Geometría del yacimiento
- Datos de permeabilidades relativas y presión capilar
- Propiedades PVT
- Presiones y saturaciones
- Método de solución de las matrices planteadas
- Dimensiones del yacimiento

HERRAMIENTAS:

- Registros de perforación
- Sísmica
- Mapas de espesor neto y bruto
- Mapas estructurales
- Pruebas de presión
- Registros eléctricos
- Correlaciones
- Pruebas de laboratorio (fluidos y núcleos)

1.9 ALGUNOS SIMULADORES

Podemos encontrar software no comercial (libre) y software comercial:

1.9.1 Software no comercial (libre). Son de libre y fácil acceso, no requieren licencia. Creados por DOE (Departamento de Energía de USA).

BOAST (*BLACK OIL APPLIED SIMULATION TOOL*): Este simulador permite representar el comportamiento de un aceite negro en yacimientos naturalmente fracturados con un manejo de las regiones de saturación de los demás fluidos tales como son el aceite, el gas y el agua presentes y sus contactos. Con una mejor representación del área de drenaje, mayor número de pozos posibles con buena visualización y manejo de los datos, se encuentra este programa en las siguientes versiones BOAST-NFR, BOAST 98, BOASTIII, BOAST VHS, BOAST II, BOAST.

GASDEL: modelos de SWM (single well model) modelo de pozo simple, con análisis convencional de presiones isocronas e isocronas modificadas permitiéndole especificar y caracterizar fenómenos en la cara del pozo y proximidades del mismo.

MASTER: (Miscible Applied Simulation Techniques for Energy) Se pueden representar procesos en donde se aplica recobro mejorado en forma de tratamiento miscible.

MTS: (Microbial Transport Simulator) Simulador 3D, trifásico multicomponente que permite el transporte de microorganismos y nutrientes en medios porosos

1.9.2 Software comercial. Requieren licencia para su ejecución y estas las da la empresa encargada del simulador.

- **ECLIPSE (Schlumberger)**

- **Eclipse 100:** Es un simulador trifásico de uso general, formulación implícita, diseñado para aceites negros pero con soporte para gas

condensados; este simulador es el empleado en el presente trabajo de grado.

- **Eclipse 300:** Es un simulador composicional de n componentes para aceites negros, usa una ecuación de estado cúbica, considera los cambios de las constantes de equilibrio en función de la presión.
- **Eclipse 500:** Simulador térmico para n componentes, formulación implícita. Puede usarse composicional o aceite negro. Modela la inyección y el flujo de calor y la inyección de agua fría o caliente. Permite modelar aceites con componentes no volátiles y hasta tres fases (agua, gas, petróleo).

- **Suite CMG**

- **IMEX:** Trifásico de uso general implícito y explícito – formulación implícita diseñado para aceites negros, incluye manejo de estructuras complejas.
- **GEMS:** Trifásico, basado en una ecuación de estado para modelamiento composicional, usado en procesos generales de recobro.
- **STAR:** simulador composicional de n componentes, modela sólidos dispersos (gel), yacimientos naturalmente fracturados o fracturados hidráulicamente, se usa para procesos térmicos, geotérmicos y combustión in situ.

- **VIP**

- **VIP – COMP:** Simulador composicional de n componentes, trifásico, maneja inyección de CO₂, usa la ecuación de estado de Peng Robinsón de 3 parámetros.
- **VIP – ENCORE:** Simulador de 3 fases que modela flujo inmisible, puede ser usado para modelos de gas condensado y aceite volátil.

- **VIP – DUAL:** Simula yacimientos naturalmente fracturados, heterogéneos y altamente estratificados. Usa doble porosidad y doble permeabilidad.
- **VIP – POLIMER:** Simula yacimientos con inyección de polímeros, tratando al polímero como un componente separado presente solo en la fase acuosa y que no ocupa volumen.
- **VIP – THERM:** Simulador térmico composicional de n componentes, trifásico y modelo implícito, usa ecuación de estado.

Un reto primario para la nueva generación de simuladores de yacimientos es mejorar la descripción del flujo multifásico en medios altamente heterogéneos y en geometrías muy complejas. Pero como generalmente ocurre, muchas iniciativas en esta dirección han encontrado dificultades y la tecnología disponible es aún insuficiente por el crecimiento de la complejidad y el acople de los sistemas lineales que llevan una amplia formulación implícita.

La implementación de un robusto y eficiente solucionador para las formulaciones implícitas es uno de los retos principales que la mayoría de desarrolladores de simuladores encararan hoy en día en la industria del petróleo. El corazón de la computación y cada paso de tiempo está gobernado por la solución sucesiva de sistemas lineales acoplados que representa el comportamiento de diferentes entidades físicas tomando el nombre de elemento de discretización. Generalmente, estos sistemas son altamente no-simétricos e indefinidos. Más aun, el número de condiciones y grado de acople de estos sistemas puede estar sujeto a cambios dramáticos debido a las abruptas variaciones inducidas por la alta heterogeneidad y las complejas operaciones de pozo durante el proceso de simulación. Los solucionadores básicos para estos sistemas están aun en etapas tempranas de desarrollo, a pesar de las intensas actividades de investigación durante los 70's y 80's por muchas compañías y el reciente resurgimiento en el interés para desarrollar una nueva generación de simuladores.

Las precondiciones específicas para los sistemas completamente acoplados no son encontradas frecuentemente en la literatura, debido, en gran medida a la complejidad vista en el contraste del comportamiento físico de las principales variables involucradas como presión (componentes elípticos o parabólicos) y saturaciones o concentraciones (hiperbólicas o componentes dominados por convección). Dada la dificultad de esos sistemas lineales, hay ciertas propiedades deseables asociadas con cada coeficiente de bloque.

1.10 MODELO PARA ACEITE NEGRO: ECLIPSE 100

La aproximación de aceite negro asume que el comportamiento PVT del aceite del yacimiento se puede modelar por medio de dos componentes llamados aceite y gas. Estos componentes corresponden a fluidos que terminan a condiciones de superficie en líquido y vapor en el tanque de almacenamiento. Por definición se asume que ellos son de composición fija con densidad y masa constante. Las propiedades del fluido en el yacimiento se describen entonces por funciones, las cuales, se asumen dependen de la presión solamente (y de la presión de saturación)

El *ECLIPSE 100* usa la llamada formulación PVT extendida para aceite negro, que describe potencialmente el fluido del yacimiento por cuatro variables que son: relación gas-aceite en solución R_s (solubilidad), factor volumétrico de formación del aceite B_o , factor volumétrico de formación del gas B_g , y la extensión para sistemas de condensado, relación gas-condensado R_v (ó R_s). Además se necesitan las viscosidades del gas y del aceite ya que afectan el comportamiento del aceite subsaturado, o del gas por medio de las compresibilidades, o la generación del B_o y el B_g para esta porción del régimen de presión.

El programa PVT es un paquete basado en la ecuación de estado para generar datos PVT a partir de análisis de laboratorio hechas a las muestras

de aceite y gas. El programa se puede usar por medio de un sistema de menú interactivo o correr en modo por tandas (BATCH).

Ecuaciones de estado y correlaciones de viscosidad. Dispone de 4 ecuaciones de estado; estas son las ecuaciones de Redlich-Kwong, Soave - Redlich -Kwong, Peng Robinson y Zudkevitch-Joffe. También se dispone de dos extensiones de tres parámetros de la ecuación de estado de Peng-Robinson, una es la basada en una variación de volumen de Peneloux y otros. Las viscosidades se pueden calcular usando el método de Pedersen que se basa en la comparación de los estados correspondientes con el metano.

1.11 ELEMENTOS DE MODELAMIENTO DE FLUIDOS EN ECLIPSE 100

1.11.1 Definición del Fluido. Se pueden definir varias muestras de fluido especificando los componentes dentro de tres tipos. Los componentes de la biblioteca (library) que requieren solamente entrar la información nemotécnica apropiada. Los componentes caracterizados definen las propiedades de las fracciones *plus* a partir de un conjunto limitado de información.

Finalmente todas las propiedades de un componente se pueden definir, en una instalación la cual puede ser usada selectivamente para editar las propiedades de los componentes existentes. Es posible agrupar los componentes para reducir o pasar a seudocomponentes el sistema fluido, o distribuir la fracción *plus* en más componentes, preservando el peso molecular y la fracción molar.

1.11.2 Examinar balance de materiales. Se puede realizar un balance composicional de materiales a cualquier condensado de gas o a un aceite volátil para la cual debe haberse llevado a cabo un experimento de laboratorio de depleción a volumen constante (CVD). Este se puede usar para calcular las composiciones del líquido y también los valores de K. Adicionalmente las pruebas se pueden realizar en la recombinación de los datos del separador, hacer los cálculos del recobro del yacimiento y la generación de la tabla para aceite negro sin recurrir al uso de la ecuación de estado.

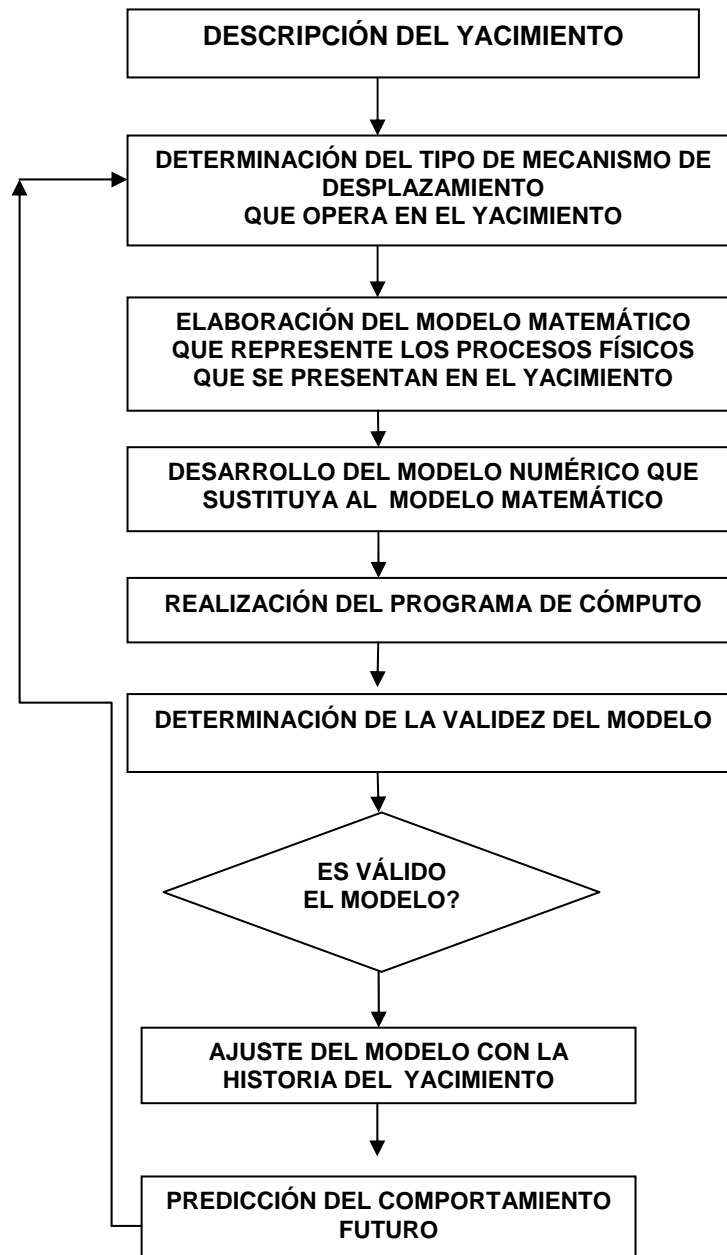
1.11.3 Simulación de experimentos. Los experimentos se pueden realizar sobre el sistema de fluido definido usando el modelo de ecuación de estado. Las posibilidades son: presiones de saturación, cálculos flash, las expansiones a composición constante (CCE), las depleciones a volumen constante (CVD), las liberaciones diferenciales (DL), y las simulaciones de separación multietapa. También se dispone de los experimentos de composición versus profundidad, los diagramas ternarios, la prueba de vaporización, el flash multifase, el punto crítico, la temperatura de saturación, la miscibilidad al primer contacto y en múltiples contactos (condensación y vaporización)

1.12 ELABORACIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

El modelo de simulación dinámica del yacimiento será usado para el registro de datos después inicializado y todos los parámetros en el modelo serán verificados y examinados. El primer modelo es registros de presión y posteriormente registros de corte de agua y relaciones gas – aceite. Un importante factor en el registro de datos puede ser la lista cronológica de flujo de fluidos extraños entre horizontes detrás de las tuberías. Por tanto, la

precisión y adecuada lista cronológica de la historia de workover en cada pozo será importante

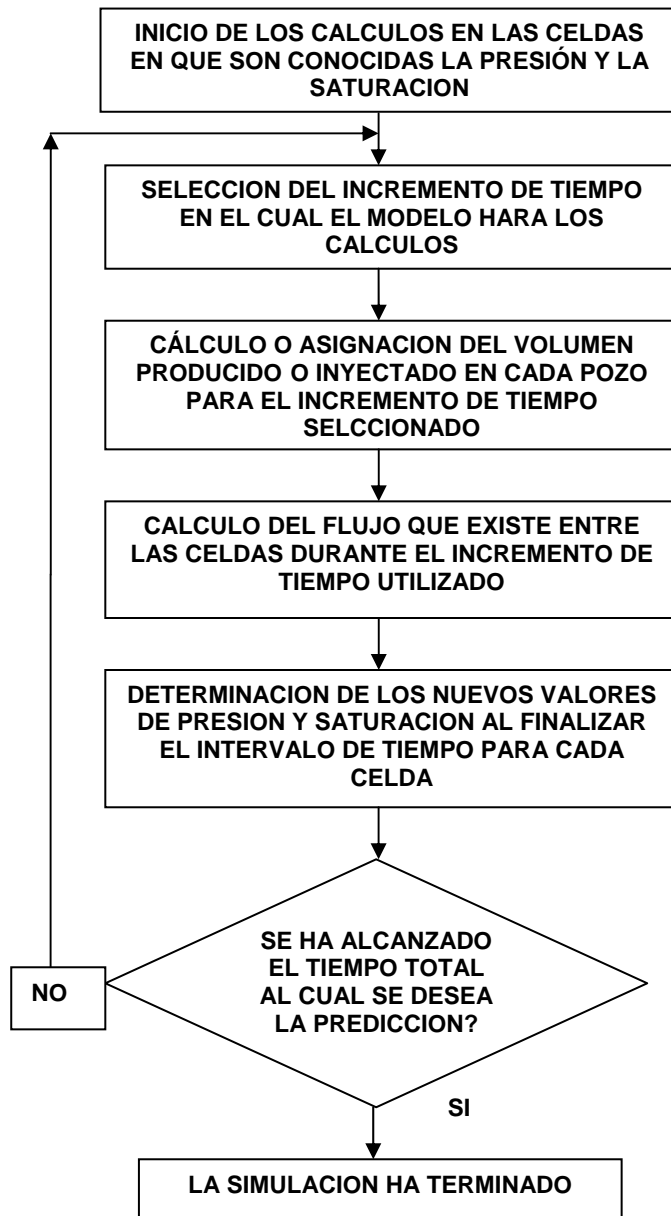
Figura 4. Diagrama de flujo para la elaboración de un modelo de simulación numérica.



Fuente: Tomado de las presentaciones del curso de Simulación Numérica 2008, Elkin Santafé. UIS.

1.13 CÓMO TRABAJA UN MODELO

Figura 5. Diagrama de flujo que muestra cómo trabaja un modelo de simulación numérica.



Fuente: Tomado de las presentaciones del curso de Simulación Numérica 2008, Elkin Santafé. UIS.

Datos PVT para el simulador ECLIPSE. Se pueden preparar las tablas de aceite negro para el *ECLIPSE 100* usando las composiciones de líquido y gas obtenidas de los experimentos de depleción a volumen constante o de liberación diferencial.

Los valores predefinidos para el factor de volumen de formación, compresibilidad, etc., se construyen usando correlaciones a partir de la especificación de la presión, la temperatura, el gas y la sal contenidos en el agua.

1.14 EL MENÚ DEL SOFTWARE PVT

El sistema interactivo consta de un menú principal y una serie de submenús. El menú principal contiene las siguientes opciones:

1.14.1 EOS. Definir las ecuaciones de estado. Esta opción permite al usuario escoger una de las cuatro ecuaciones de estado principales y/o especificar la correlación requerida para la viscosidad.

Las ecuaciones disponibles son:

Redlich –Kwong

$$P = \frac{RT}{(V - b)} - \frac{a}{V(V + b)}$$

(9)

En donde el parámetro a es función de la temperatura y esta dado por: $a = a' T^{-1/2}$ en donde a' es una constante que se establece por las condiciones impuestas en el punto crítico. Mas generalmente, el parámetro a se puede escribir como $a = a'(T)$ tal en el que el punto crítico $a_c = a'(T_c)$ y:

$$a = a_c \frac{f(T)}{f(T_c)}$$

Usualmente la relación $\frac{f(T)}{f(T_c)}$ se denota como α , donde $\alpha \rightarrow 1$ a medida que $T \rightarrow T_c$. Se debe tener en cuenta que $\alpha = T_r^{-1/2}$ donde T_r es la temperatura reducida, $T_r = \frac{T}{T_c}$

Es más conveniente trabajar en términos del factor Z que en términos del volumen. Reemplazando V en la ecuación (9) por ZRT/p y reagrupando se tiene:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \quad (10)$$

donde:

$$A = \frac{ap}{R^2 T^2} \quad \text{y} \quad B = \frac{bp}{RT} \quad (11)$$

Soave- Redlich-Kwong. Esta ecuación cuenta con una modificación al parámetro α haciéndolo función del factor acéntrico ω^* , así como de la temperatura reducida.

$$\alpha = \alpha(\omega^*, T_r)$$

Soave calculó valores de α a una serie de temperaturas para un número de hidrocarburos puros usando como condición, la igualdad de fugacidades en las fases de líquido y vapor a lo largo de la curva de saturación. Se encontró que $\alpha^{1/2}$ es una función lineal de $T_r^{1/2}$ con pendiente negativa; tomando esto y la condición de que $\alpha=1$ a $T_r=1$ da:

$\alpha^{1/2} = 1 + m(1 - T_r^{1/2})$ y para definir el factor acéntrico, soave siguió la definición de Pitzer:

$\omega = -(\log P_r^s + 1)$ a $T_r = 0.7$ donde P_r^s representa la presión de vapor reducida a una temperatura reducida de $T_r = 0.7$. Asumiendo un valor de ω ,

se puede calcular un valor de Pr a Tr de 0.7. Sustituyendo estos valores en la condición de igual fugacidad, se puede estimar un valor de α y también para la pendiente m, la cual se puede parametrizar en ω obteniéndose así:

$$\alpha^{1/2} = 1 + (0.48 + 1.57\omega - 0.17\omega^2)(1 - Tr^{1/2}) \quad (12)$$

Peng Robinson. La principal falla de las ecuaciones de estado de RK y DE SRK, es que arrojan un alto $Z_c = 0.3333\dots$, por lo tanto también una predicción pobre de las densidades de los líquidos. En un intento por mejorar esta situación, Peng Robinson modificó la ecuación (1) así:

$$P = \frac{RT}{(V-b)} - \frac{a}{V(V+b) + b(V-b)} \quad (13)$$

$$P = \frac{RT}{(V-b)} - \frac{a}{[V + (2^{1/2} + 1)b][V - (2^{1/2} - 1)b]} \quad (14)$$

Los valores para Z_c , Ω_a y Ω_b se pueden encontrar usando las técnicas descritas en la sección de la ecuación de Van Der Waals:

$$Z_c = 0.307$$

$$a_c = 0.457235\dots \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$$

$$b = 0.077796\dots \frac{RT_c}{P_c}$$

El valor de $Z_c = 0.307\dots$ es una implementación significativa sobre las ecuaciones de RK y SRK, consecuentemente la ecuación de PR predice las propiedades del líquido significativamente mejor. Sin embargo, este valor es aun más grande que los valores de Z_c para los hidrocarburos reales, que siempre son menores de 0.29.

El parámetro α que se involucra en el parámetro a , donde $a = a_c \alpha$ se asumió que tiene la misma funcionalidad que para las ecuaciones de SRK, y Peng y Robinson encontraron que:

$$\alpha^{1/2} = 1 + (0.37646 + 1.5422\omega - 0.26992\omega^2)(1 - Tr^{1/2})$$

(15)

Para componentes con factores acéntricos grandes, como las fracciones plus con $\omega > 0.49$, el término m se puede modificar a $(0.37646 + 1.5422\omega - 0.26992\omega^2)(1 - Tr^{1/2})$

Zudkevitch-Joffe. Otro intento para mejorar la ecuación original de RK lo hicieron Zudkevitch y Joffe quienes hicieron las constantes Ω_a y Ω_b funciones de temperatura, es decir $\Omega_a(T)$ y $\Omega_b(T)$. Se hizo componente por componente a un conjunto de temperaturas por debajo de la temperatura crítica, por la igualación de las fugacidades y las densidades de las fases de líquido y vapor a lo largo de la línea de presión de saturación. Si se selecciona la ecuación de Peng Robinson, se dispone de la opción YES/NO, en el panel de datos para corregir la dependencia que tiene el valor Ω_a con el factor acéntrico. La selección predefinida es la ecuación de Peng Robinson modificada.

La ecuación de estado y/o la correlación de viscosidad se pueden seleccionar nuevamente en cualquier etapa. Sin embargo, los parámetros de la ecuación de estado predefinidos para cada componente dependen de la ecuación de estado, y estos se reinicializarán si la ecuación de estado se cambia, o pueden ser restablecidos en los valores predefinidos en cualquier momento. En muchos casos, el sistema de fluido y la definición de la ecuación de estado se cargarán desde un archivo PVI (archivo de entrada de datos, aunque puede ser escrito por el PVT para salvar una especificación o

sesión del sistema), en la opción PROPS, caso en el que la ecuación de estado será definida por la palabra clave EOS, y no se necesita entrar al menú EOS.

1.14.2 PROPS. Leer datos de los componentes y propiedades

1.14.3 COMB. Balance composicional de materiales

1.14.4 SIMULATE. Realizar experimentos

1.14.5 REGRESSION. Realizar Regresión

1.14.6 ECLIPSE. Generar tablas para el ECLIPSE

1.14.7 SAVE/RUN. Salvar o correr archivo PVI

1.14.8 UTILITIES. Cambiar los ambientes del programa

1.14.9 EXIT. Salir del programa.

El conjunto de opciones disponibles para seleccionar se pueden cambiar en las presentaciones sucesivas de un menú, de acuerdo con las funciones que hayan sido definidas.

Generalmente, cuando se selecciona una opción del menú principal, se despliega un nuevo menú. El modo interactivo de la corrida del programa toma la forma de una selección de dicha presentación, la cual se usa tanto para controlar el programa como para aceptar datos.

1.15 ENFOQUE DE LA SIMULACIÓN COMPUTACIONAL

Se puede enfocar desde diferentes ópticas:

- De acuerdo al proceso a modelar
- De acuerdo al método de solución
- De acuerdo a la complejidad del problema

1.15.1 De acuerdo al proceso a modelar. Se podría pensar en diferentes niveles:

- Simulación de procesos generales: Aquellos que pueden mediante la simulación emular la interacción entre equipos, modelos físicomatemáticos y sistemas, como procesos de balance de materia en baterías de superficie (HYSYS) o procesos de recobro mejorado como inyección de agua, inyección de vapor, etc (simuladores de yacimientos como ECLIPSE (Geoquest), IMEX, STAR, GEMS (CMG), VIP (Landmark)).
- Simulación de procesos específicos: Se centra en analizar una porción de un sistema y se concentra en un análisis de sensibilidad de parámetros para ver como responde ese subsistema. Por ejemplo, la simulación geomecánica de un pozo o la simulación de la propagación de la fractura generada por un trabajo de fracturamiento hidráulico. También por ejemplo se puede pensar en la simulación de algún equipo en particular como reactores químicos o tratadores.

1.15.2 De acuerdo al método de solución. Obedece al método empleado para solucionar el problema. Se puede pensar que básicamente existen dos formas: forma numérica y con técnicas no convencionales.

Forma numérica: responde al tipo de método de solución que se utilice y da una idea de que tan complejo puede ser el modelo, computacionalmente hablando. Esto involucra elementos como: tiempos de cómputo, número de ciclos de cálculo, cantidad de espacio requerido y hardware requerido. Básicamente dentro de los métodos de solución más tradicionales podemos encontrar: diferencias finitas, elementos finitos y volúmenes finitos. Dentro de los no tan tradicionales podemos encontrar: elementos de frontera, elementos finitos estocásticos y algunos tratamientos estadísticos.

Técnicas no convencionales: obedece a técnicas de solución que involucran elementos estadísticos y de optimización como soporte, pero que están regidos por comportamientos numéricamente no convencionales. Entre ellos encontramos las redes neuronales, los algoritmos genéticos y la lógica borrosa. A su vez, estos se pueden combinar con el uso de bases de datos para dar origen a los sistemas expertos.

1.15.3 De acuerdo a la complejidad del problema. En este nivel de la simulación computacional, se piensa en problemas grandes, medianos y pequeños. Este enfoque básicamente hace referencia al tiempo de simulación. En problemas grandes, los tiempos de cómputo suelen ser elevados, por lo que las técnicas de cálculo computacional ya no son tan útiles. Se requiere entonces pensar en esquemas de solución más elaborados que permitan elevar los tiempos de cómputo. Estos esquemas se enmarcan dentro de lo que se conoce como computación de alto rendimiento y obedece al uso de clusters de computadoras.

Cuando se piensa a escala de problemas medianos, lo que se busca es adaptar no el esquema de solución, sino el código sobre el cual está el modelo computacional. Entonces se piensa en optimizar el algoritmo de solución para que el procesador de la computadora haga menos llamadas al sistema, menos ciclos repetitivos, menos uso de variables, asignación

dinámica de variables, menor espacio utilizado por operación, entre otros. De esta manera se crean filosofías de modelamiento en los programas dentro de las que encontramos la programación orientada a objetos (o programación estructurada) y programación no estructurada.

Cuando se piensa en problemas pequeños a veces la estructura de programación no es tan determinante, en términos de que es una etapa experimental.

La ingeniería de yacimientos siempre ha tenido como objetivo fundamental la estimación del comportamiento probable de los yacimientos sometidos a procesos de exploración y explotación. Hoy en día el propósito continúa siendo el mismo, sin embargo, la manera de llevarlo a cabo ha cambiado en forma determinante a través del tiempo, así: curvas de declinación, métodos de predicción analíticos, modelos físicos e incluso analogías con otros procesos, han sido utilizados hasta llegar a la simulación numérica de yacimientos, gracias a los avances tecnológicos en las áreas de informática y de petróleo.

1.16 USO INDEBIDO DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación de los yacimientos petrolíferos hace referencia a la construcción y operación de un modelo cuyo comportamiento asume la apariencia del comportamiento actual del yacimiento. El modelo en sí es ya sea físico o matemático. Un modelo matemático es simplemente un set de ecuaciones que, sujeto a ciertas suposiciones, describen el proceso físico activo del yacimiento.

El propósito de la simulación es estimar el comportamiento del campo bajo una gran variedad de esquemas de producción. Considerando que el campo

puede producir solo una vez –y en un gasto considerable- un modelo se puede "ejecutar" en muchas ocasiones a bajo costo y en un corto periodo de tiempo. La observación del comportamiento de dicho modelo bajo diferentes escenarios de producción ayuda a seleccionar un óptimo conjunto para mejorar la calidad del yacimiento. Más concretamente, con la simulación de yacimientos, los siguientes propósitos son posibles:

1. Determina el comportamiento de un campo de aceite bajo procesos de inyección de agua o gas, o incluso bajo depleción natural.
2. Se pueden determinar los efectos de la locación y espaciamiento de los pozos.
3. Estimar los efectos de las tasas de producción en procesos de recobro.
4. Se puede calcular la habilidad de entrega de un campo de gas para un número de pozos en determinado lugar.
5. Determinar el drenaje en campos heterogéneos de aceite o gas.

Los ingenieros requieren del uso de sofisticadas herramientas para intuir y juzgar los complejos modelos matemáticos. El punto no está en solamente simular, sino en que instrumento o método emplear. Después de algunas discusiones preliminares sobre la naturaleza de los modelos matemáticos y de las fuentes de

error, algunas aplicaciones de modelos válidos y no válidos serán ilustrados con ejemplos específicos. Estos modelos son aplicables a yacimientos de gas seco y para yacimientos de aceite bajo depleción natural o con algún mecanismo de mantenimiento de presión ya sea un acuífero o mediante procesos de inyección de agua o gas.

Una especie de "exceso" es la muestra más frecuente de un uso indebido en los modelos de yacimientos. Hace apenas unos años se han adoptado decisiones utilizando solo herramientas de juicio y herramientas

convencionales (cero dimensiones), balances de materia o tal vez análisis Buckley-Leverett en 1D.

Ahora, casi de la noche a la mañana al parecer, todo lo referente al comportamiento de los yacimientos, solo puede ser respondido mediante el desempeño de simulaciones 2D o 3D y flujo bifásico o trifásico.

Recientemente se ha dicho que incluso el sistema trifásico (agua-aceite y gas) es insuficiente y debe ser reemplazado en muchos casos por un cálculo para un flujo multicomponente y una interfase de transferencia de 10 o mas componentes hidrocarburos.

Esta introducción al comportamiento de la fase multicomponente puede resultar en un tiempo de cómputo alrededor de 100 veces mayor que los necesarios para el cálculo básico de flujo trifásico.

Con demasiada frecuencia se aplica automáticamente a un problema las más sofisticadas y complejas herramientas de calculo disponibles. Típicamente, los tamaños de la grilla que se utilizan son más pequeños que los justificados en la información disponible de las propiedades del yacimiento.

En resumen, el exceso al que se hace referencia aquí es a la aplicación de modelos de contabilidad de flujo con m -fases usando n bloques de grilla donde las preguntas puedan ser igualmente respondidas usando modelos que describan $m-1$ o incluso $m-2$ fases de flujo en una grilla de $n/2$ o $n/3$ bloques.

Una regla general que debería, pero rara vez es seguida, es la de “seleccionar el modelo menos complicado y el que permita una descripción mas completa y deseada del comportamiento del yacimiento”. El siguiente es un ejemplo de ello.

Un yacimiento de aceite recientemente descubierto sin capa inicial de gas y empuje por agua insignificante ha sido producido bajo empuje natural, y la presión ha descendido por debajo del punto de burbuja. Una empresa está estudiando la posibilidad de perforar uno o varios pozos para compensar el drenaje que se cree produzcan. El problema es estimar la magnitud de dicho

drenaje bajo las condiciones actuales y estimar el efecto de uno o más pozos adicionales. Se dispone de poca información en relación a la heterogeneidad del yacimiento. El uso de un modelo de flujo 2D o 3D, bifásico (gas-aceite) ha sido propuesto. Parece que un cálculo de flujo areal en dos dimensiones (x-y), y una sola fase debe ser empleado en este caso, primero, porque el cálculo del flujo en una sola fase es considerablemente mas fácil de realizar y requiere mucho menos tiempo de computo que un estudio estratégico de flujo en dos fases, y en segundo lugar, porque el grado de agotamiento por debajo del punto de burbuja ha sido tal que probablemente solo un pequeño tanto por ciento de saturación de gas existe en el yacimiento. Este gas libre, aun por encima de la saturación critica, debería desempeñar un papel insignificante en la tasa de drenaje de aceite. Estrictamente hablando, el problema reside en el flujo bifásico. Pero considerando la situación planteada, el cálculo de flujo en una sola fase sin duda sería suficiente.

1.17 FUENTES DE ERROR EN LOS RESULTADOS CALCULADOS

El nivel de error de truncamiento en los resultados calculados puede ser estimado mediante la repetición de “corridas” con menos incrementos en espacio y tiempo. La sensibilidad significativa de los resultados a los cambios en estos incrementos indica un considerable nivel de error de truncamiento y la correspondiente necesidad de menor espacio o paso de tiempo.

El error causado por la defectuosa descripción de los datos del yacimiento es difícil de determinar ya que la información del verdadero yacimiento casi nunca es conocida. Una combinación de análisis de corazones, pruebas de presión y estudios geológicos a menudo dan una idea valida de la naturaleza de la distribución de la permeabilidad, la porosidad y la geometría del reservorio. El mejor método para disponer de una descripción válida, es determinar la descripción particular que resulte en mejor acuerdo entre el

comportamiento calculado y el observado durante un periodo histórico disponible del yacimiento.

En muchos casos, el ingeniero esta menos preocupado por la precisión absoluta de la descripción de los datos de su yacimiento y por los resultados, que por la sensibilidad de la variación de dichos datos. La razón de esto es porque la mayoría de las preguntas en relación con el rendimiento del reservorio implican la comparación del comportamiento bajo esquemas alternativos de explotación. La sensibilidad a los errores en la descripción de los datos se puede determinar mediante la realización de varias corridas con variaciones en los datos que abarcan una razonable incertidumbre.

Esta discusión de la sensibilidad de los resultados calculados a errores en la descripción de los datos se aplica por igual a la sensibilidad de los errores o incertidumbre en cualquier otro modelo de entrada de datos. Con demasiada frecuencia se tiende a demandar una precisa determinación de todos los tipos de datos de entrada antes de aceptar los resultados computados como significativos o confiables. En realidad, el interés en la exactitud de los datos de entrada debe ser proporcional a la sensibilidad de los resultados calculados para las variaciones en dichos datos. Si por ejemplo grandes variaciones en la curva de permeabilidad relativa del gas no se reflejan en el resultado, entonces la exactitud de esta curva requiere de poca atención.

2. INCERTIDUMBRE Y MODELAMIENTO

2.1 CÁLCULO DE RESERVAS

Se entiende por reservas de petróleo y gas de un yacimiento al volumen de hidrocarburos que será posible extraer del mismo, en condiciones rentables, a lo largo de su vida útil. Para determinarlas lo primero que se debe saber es cuánto petróleo y/o gas contiene el yacimiento, lo que se conoce como el "petróleo original en situ" (OOIP). Este cálculo obliga al conocimiento de:

- El volumen de roca productora;
- La porosidad de esta roca, que es el espacio intersticial disponible; I
- La saturación de agua de estos espacios, porcentaje de poros ocupados por el agua;
- La profundidad, presión y temperatura de las capas productivas.

Toda esta información se obtiene sólo luego de perforar uno o más pozos que delimiten el yacimiento, lo que permite además tomar los registros y las muestras necesarias.

Todas las reservas tienen un rango de incertidumbre, la cual depende de la cantidad de información geológica e ingenieril disponible y certera que se tenga al momento de la estimación.

Esta incertidumbre depende de las heterogeneidades del yacimiento y los tipos de mecanismos de empuje que tenga el yacimiento, además de otros factores como son: a) propiedades del yacimiento (Saturación de agua, porosidad, factores volumétricos, gas en solución en el aceite, área de

drenaje, espesor, entre otros), b) cantidad y calidad de datos geológicos y de ingeniería, c) grado de complejidad geológica y d) habilidades, experiencia e integridad de los estimadores.

Históricamente el procedimiento de estimación de reservas ha sido el determinístico, el cual implica una única estimación basada en los datos geológicos, ingenieriles y económicos con un grado de incertidumbre. Para lugares geológicos donde ya ha existido un amplio desarrollo, es decir, campos maduros las reservas estimadas mediante este método son consideradas aceptables. Sin embargo para nuevos sitios geológicos la industria desarrolló un nuevo procedimiento para estimar y clasificar las reservas. Este procedimiento se denomina probabilístico, el cual es usado para generar un rango de estimaciones y sus probabilidades asociadas.

Además, ha cuantificado el grado de incertidumbre y el rango del potencial de reservas. Es por esto que para conocer de manera más detallada el volumen de hidrocarburos in situ, se cuenta con diferentes métodos que se mencionaran a continuación:

2.1.1 Método Volumétrico. Una de las funciones importantes en un buen manejo de un yacimiento es el cálculo periódico del aceite (y gas) del mismo y la recuperación anticipada bajo el mecanismo o mecanismos de recuperación existentes. En algunas compañías este trabajo lo realizan la sección encargada de reservas, la cual, periódicamente, rinde un informe sobre las reservas de la compañía junto con las tasas de producción recomendables para el futuro.

La situación financiera de la compañía depende primordialmente de sus reservas, la manera en que estas se incrementan o disminuyen y de la tasa de producción a la que se pueden recuperar; es importante conocer también

las reservas y su tasa de recuperación para propósitos de negocio-venta o intercambio-de propiedades o concesiones de petróleo.

Es de vital importancia el cálculo de reservas de campos recientemente descubiertos debido a que sirve como guía para los programas de desarrollo del campo. Simultáneamente el conocimiento de la forma mas exacta posible del contenido de hidrocarburos inicial en el yacimiento elimina una de las incógnitas que entran en las ecuaciones, y ayuda inmensamente al ingeniero de yacimientos que va a estudiar el comportamiento del yacimiento con el propósito de calcular o mejorar las recuperaciones primarias.

Entrando más en detalle, el volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento, y suele expresarse a condiciones de superficie.

El volumen puede inferirse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen, principalmente, a los volumétricos, balance de materia y simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, gastos iniciales, entre otros, como funciones de probabilidad que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

El método volumétrico es uno de los métodos más utilizados, se emplea en las etapas iniciales en que se comienza a conocer al campo o yacimiento. Se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento.

Las propiedades petrofísicas principales son la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, la presión capilar y el factor de formación, entre

otras. Asimismo, otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, representado en términos de área y espesor neto.

Dentro de los parámetros a obtener para estimar el volumen original se destacan los siguientes:

- 1) Volumen de roca que contiene hidrocarburos.
- 2) Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos en el volumen de roca que los contiene.
- 3) Fluidos identificados y sus propiedades, con el propósito de establecer el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie o condiciones estándar.

El método volumétrico es uno de los más utilizados en campos nuevos donde casi no hay información, se realiza con el fin de tener una idea global y rápida del reservorio y de las reservas que este contiene.

En este método, el volumen que se encuentra en los poros del yacimiento es transformado a volúmenes en superficie (a condiciones estándar), el volumen neto del yacimiento que contiene las reservas de hidrocarburos es determinado por la información geológica, basada en los corazones (cores), registros eléctricos, registros durante la perforación y pruebas en los pozos como son DST, build up, entre otras.

La extensión geométrica se representa generalmente por mapas de campo junto a las curvas de nivel de las zonas productivas a una escala tal que se pueda visualizar la estructura, el relieve o espesor del yacimiento. Para los cálculos del volumen poroso existen dos clases de mapas, los isópacos y los isovolumétricos; el mapa isópaco, como su nombre lo indica, es un mapa que representa las líneas de igual espesor de la zona neta productiva de

hidrocarburos, sin embargo esta representación no permite tener una idea exacta del volumen del yacimiento para la acumulaciones de hidrocarburos debido a las posibles variaciones en la porosidad entre los pozos. La porosidad promedio y la saturación de aceite se determinan por análisis de registros y de corazones, y el factor volumétrico de formación de pruebas de laboratorio (PVT) o de correlaciones.

Antes de hacer cualquier predicción del comportamiento de un yacimiento, se debe calcular primer el volumen original de hidrocarburos in-situ OOIP. Para calcular este volumen, debemos establecer límites geológicos del yacimiento, por lo tanto se necesitan algunas definiciones:

Espesor bruto de formación: es el espesor total de la formación.

Espesor Bruto productor (Gross Pay): para un yacimiento de aceite, es el espesor total de la porción que contiene aceite de la formación. En un pozo, el intervalo de la formación debajo del contacto agua-aceite, es tenido en cuenta en el espesor bruto de formación, pero no hace parte del espesor bruto productor.

Espesor Neto Productor (Net Pay): es la parte del espesor bruto productor que contribuye a la recuperación de hidrocarburos y está definida por los límites inferiores de porosidad y permeabilidad y el límite superior de la saturación de agua.

La figura a continuación ilustra mejor estos conceptos.

(Ver siguiente figura)

Figura 6. Espesores de la formación.



Fuente: Tomado de "Gerencia Integrada de yacimientos" 2007. UIS.

Espesor Bruto (gross) de la Formación: $4048' - 4018' = 30'$

Espesor Bruto productor (gross pay) = $4040 - 4018 = 22'$

Espesor Neto productor (net pay) = $19'$

Algunas veces, el límite inferior de un yacimiento es el contacto agua-aceite. Dado que usualmente no existe realmente una superficie definida donde la saturación de los fluidos cambie de 100% aceite a 100% agua, se define el contacto agua-aceite como el nivel, justo debajo de donde se tiene una saturación 100% de agua. Esto se determina usualmente mediante el análisis de registros de pozos.

2.2 ECUACIONES VOLUMÉTRICAS

2.2.1 Yacimientos de aceite. Si tenemos un yacimiento homogéneo e isotrópico, será válido obtener estimaciones volumétricas del aceite original in-situ con la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7758Ah\emptyset S_{oi}}{B_{oi}}$$

(16)

Donde:

7758 = factor de conversión: barriles por acre-ft

N = Aceite Original in-situ OOIP (STB)

A = Área del yacimiento: pie cuadrado por acre

h = Espesor neto, ft,

\emptyset = Porosidad, fracción

S_{oi} = Saturación de aceite inicial, fracción

B_{oi} = Factor volumétrico de formación del aceite, bbl/STB

Para aplicar el método volumétrico se requiere conocer la porosidad, la saturación inicial de agua, el volumen total del yacimiento y los factores volumétricos.

2.2.2 Yacimientos de Gas. El gas del yacimiento cambia a medida que la presión disminuye, el volumen poroso disponible para el gas también puede cambiar por la intrusión de agua en el yacimiento; este volumen poroso ocupado por el gas está relacionado con el volumen total bruto multiplicado por su porosidad promedio.

El gas in-situ en el reservorio es solamente el producto de tres factores, el volumen poral del reservorio, la saturación inicial del gas y el factor volumétrico inicial del gas el cual transforma los volúmenes iniciales a condiciones estándar esto es (60°F y 14.7 psia) y el volumen bruto del yacimiento el cual se expresa en acres- pies

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

$$G = 43560 \frac{Ah\emptyset S_{gi}}{B_{gi}}$$

(17)

Donde:

43560 = factor de conversión de acres a ft²

G = Gas Original in-situ OGIP (scf)

A = Área del yacimiento: pie cuadrado por acre

h = Espesor neto, ft,

\emptyset = Porosidad, fracción

S_{gi} = Saturación de gas inicial, fracción

B_{gi} = Factor volumétrico de formación del gas, ft²/scf

Estas ecuaciones también son aplicables para el caso de nuevos yacimientos con ningún o tal vez uno o dos pozos perforados. Para esta situación, solo estimaciones sin refinar estarán disponibles para los parámetros necesitados.

El ingeniero de petróleos o el geólogo que esté usando alguna de las ecuaciones anteriores usualmente determinará un rango de valores para cada parámetro: un mínimo, un máximo y datos entre estos valores. Así, las estimaciones para el aceite y/o gas in-situ pueden ser más amplias.

Con la perforación de más pozos, es usual encontrar que la porosidad promedio (para el yacimiento en cuestión) difiere en cada pozo. Similarmente, el espesor neto, la saturación promedio de agua, y posiblemente hasta el factor volumétrico de formación están cambiando en diferentes zonas del yacimiento. Normalmente, el factor de formación será constante en el yacimiento, a menos que exista una gran distancia entre el tope del yacimiento y el fondo del mismo,

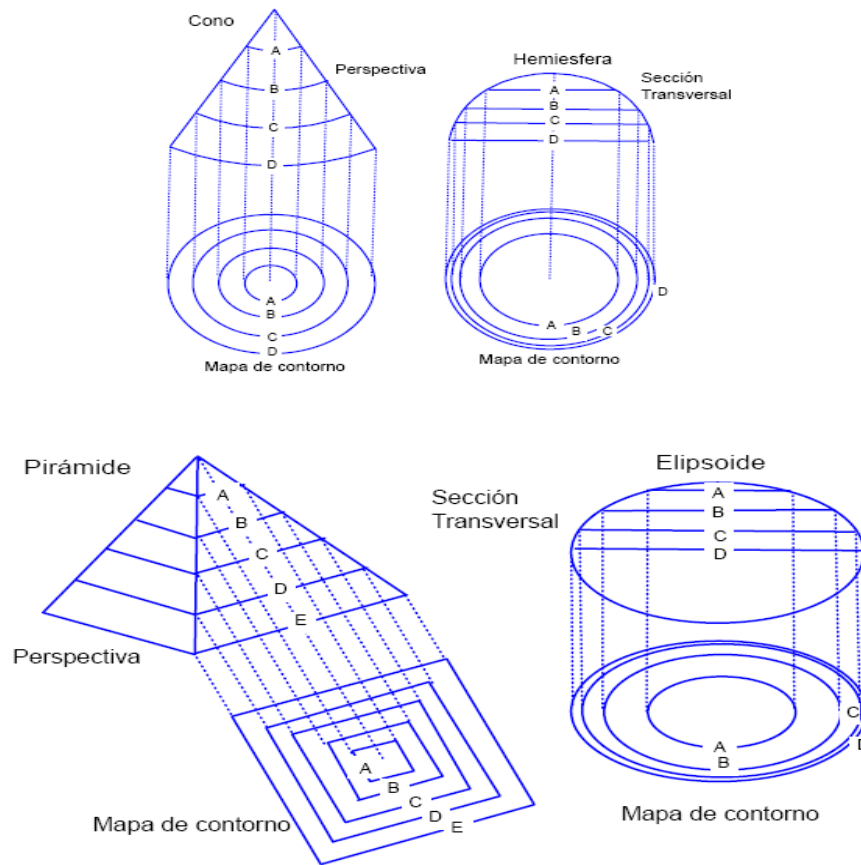
Con información adicional disponible de los múltiples pozos perforados, normalmente se hacen mapas para mantener la tendencia y mostrar los datos que se tienen. Estos mapas incluyen: estructura del tope, estructura del fondo, espesor bruto, espesor neto, relación de espesor neto a bruto (net to gross), iso-porosidad, y mapas de saturación de agua.

Las estimaciones volumétricas para calcular los OHIP es un proyecto cambiante. Cada vez que nueva información se encuentra disponible, usualmente de pozos adicionales, todos los mapas deben ser actualizados y se debe realizar una nuevo cálculo volumétrico. De esta manera, a medida que el campo es perforado, las reservas estimadas serán más precisas.

2.3 CÁLCULOS MANUALMENTE DE VOLUMEN

Analizando las ecuaciones disponibles para calcular el Original Oil in Place, encontramos que la expresión **Ah** , es el volumen del yacimiento. Estos volúmenes generalmente se calculan a partir de mapas geológicos. Para hallar volúmenes de roca a partir de mapas geológicos se utiliza el planímetro. Con este dispositivo se miden las áreas de cada contorno. Los volúmenes se proyectan, Figura 2.2, de modo que se tengan áreas para leer.

Figura 7. Proyección de Áreas para calcular los volúmenes manualmente.



Fuente: Tomado de Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Freddy Escobar.

$$A = \text{lectura.planimetro} * \frac{247.\text{acre}/1\text{km}}{\text{lectura.inicial}} \quad (18)$$

Volumen del tronco de una Pirámide:

$$\Delta V = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n A_{n+1}}) \quad (19)$$

Volumen de un Trapezoide:

$$\Delta V = \frac{h}{2} (A_n + A_{n+1}) \quad (20)$$

Volumen de una serie de Trapezoides:

$$\Delta V = \frac{h}{2} (A_0 + 2A_1 + A_2 + \dots + 2A_{n-1} + A_n) + \tilde{h}A_n \quad (21)$$

2.4 CÁLCULOS DE VOLUMEN ASISTIDO POR COMPUTADOR

El trazado manual de mapas y la planimetría pueden resultar tediosos y consumidores de tiempo, de modo que es razonable asignar esta labor al computador. El mapeo computarizado no siempre produce los mismos resultados que aquellos efectuados manualmente; sin embargo, todo el proceso es más eficiente y los resultados pueden ser muy satisfactorios si se realizan ciertos ajustes.

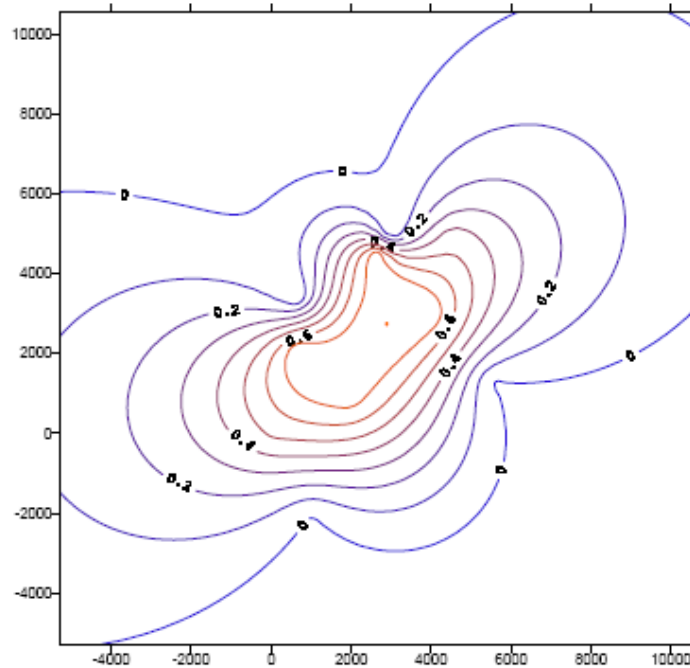
El problema de contorno computarizado es que el computador realiza mapeo en áreas donde no hay datos.

El método de interpolación entre puntos y extrapolación fuera de la región de datos afecta la forma, la apariencia y el estilo del mapa. Uno de los programas utilizados para esto es el programa Surfer de la compañía Golden Software Inc., el cual corre en ambiente Windows®.

2.4.1 Método Krigging. Este es el método más recomendado. Los mapas mostrados en las Figuras 2.3 y 2.4, fueron generados por el programa Surfer usando el método de interpolación Krigging. Algunos problemas que no se presentan en el trazado manual son obvios en estos mapas. Primero, la estructura de los contornos tiende a agrandarse o abultarse hacia el sur, suroeste y noreste, áreas donde no existen puntos.

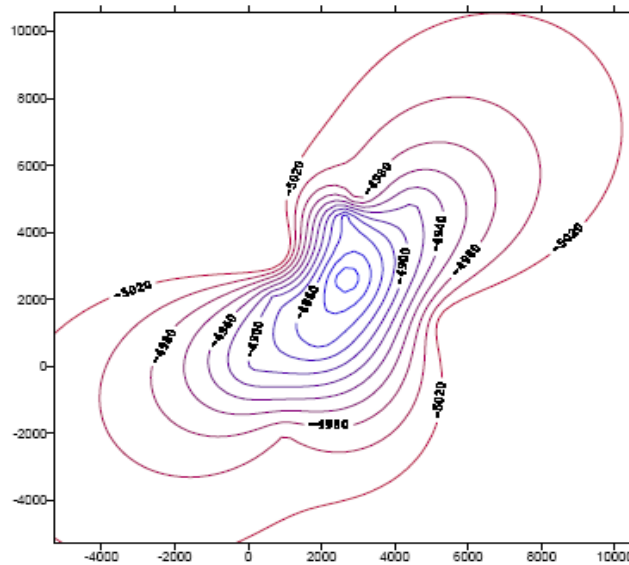
Otros métodos de interpolación son: curvatura mínima, distancia inversa, método de Shepherd, triangulación, regresión polinómica y funciones de bases radiales.

Figura 8. Mapa de contorno de la saturación de petróleo por el método Krigging.



Fuente: Tomado de Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Freddy Escobar.

Figura 9. Mapa Estructural por el método Krigging.

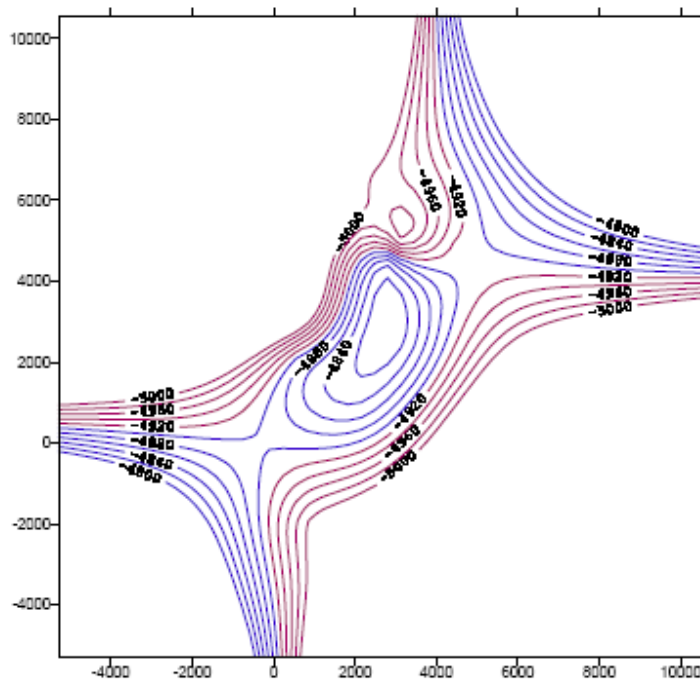


Fuente: Tomado de Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Freddy Escobar.

2.4.2 Método de Curvatura Mínima. Este método tiende a producir curvas más suavizadas que satisfacen los datos en una manera muy cercana. Sin embargo, lejos de los datos, este método tiende a reversar la pendiente y producir puntos de acabalgamiento, Fig.2.5. Otro problema adicional, es que se puede observar que el contacto agua petróleo está a -4900 ft cuando en realidad está a -4960 ft.

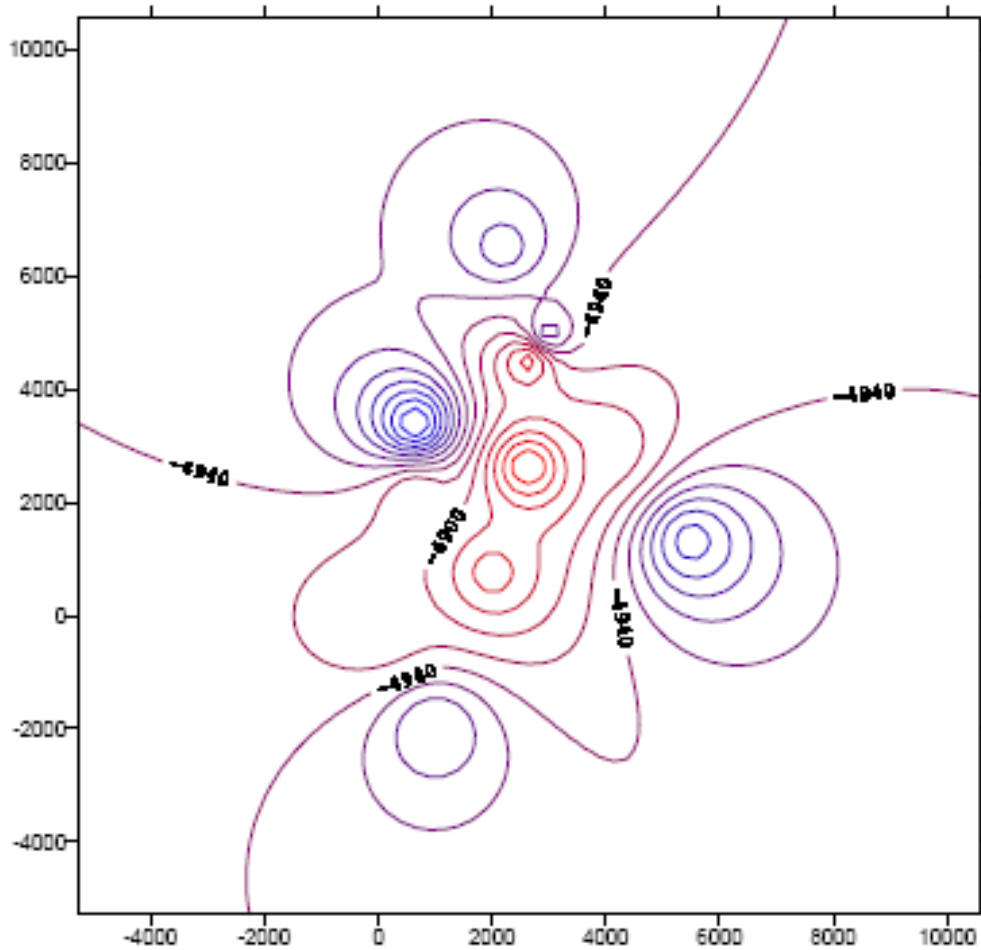
2.4.3 Método de la Distancia Inversa. Este y el método de Shepherd tienden a producir estructuras que se centran alrededor de los datos con elevaciones alrededor de los pozos altos y zonas bajas en los pozos bajos. Ver fig.2.6. El contacto está aproximadamente a -4920 ft.

Figura 10. Mapa Estructural por el método de Curvatura Mínima.



Fuente: Tomado de Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Freddy Escobar.

Figura 11. Mapa Estructural por el método de la Distancia Inversa.



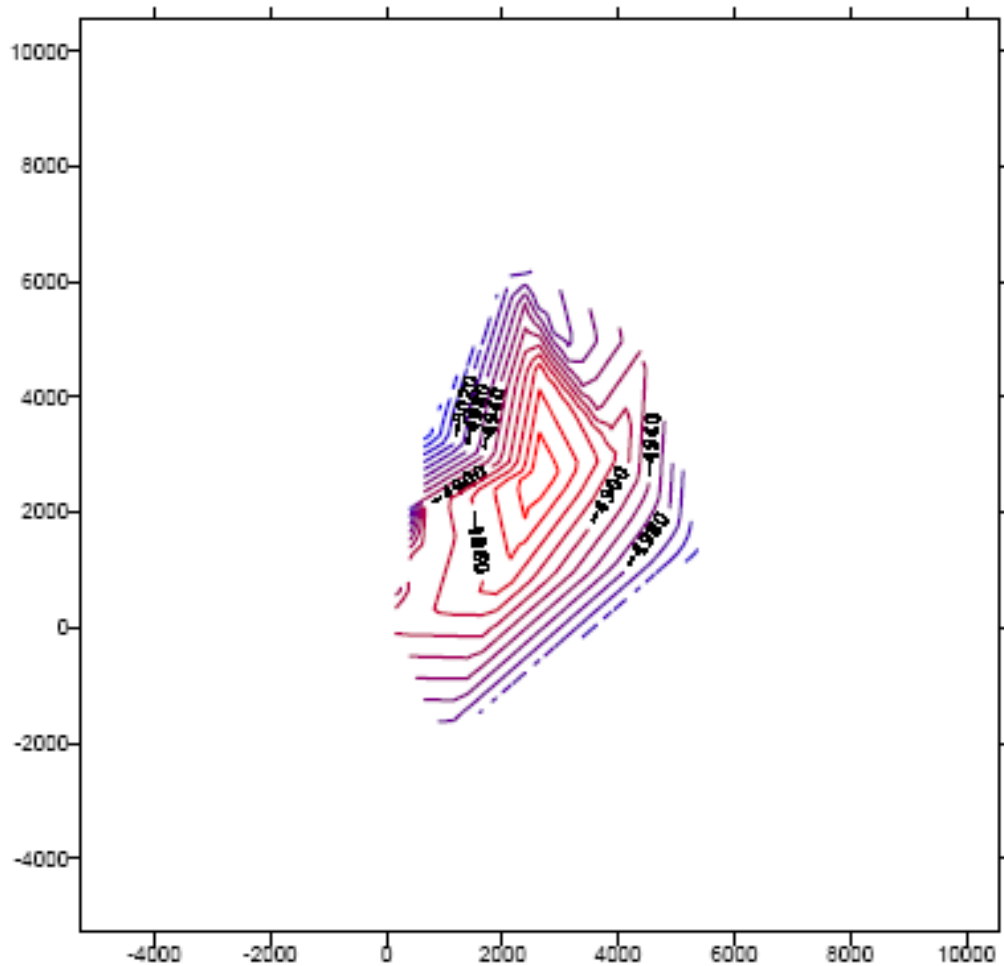
Fuente: Tomado de Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Freddy Escobar.

2.4.4 Método de Triangulación. Este algoritmo crea triángulos mediante el trazado de líneas entre puntos. Los triángulos resultantes se usan para interpolar entre puntos produciendo resultados aceptables en las zonas donde hay datos. El método trabaja mejor cuando hay cientos o miles de puntos espaciados uniformemente a lo largo y ancho de la

mallá, pero no produce ningún contorno donde no hay datos. Es muy bueno para reproducir fallas cuando hay suficientes datos. Ver Fig. 2.7.

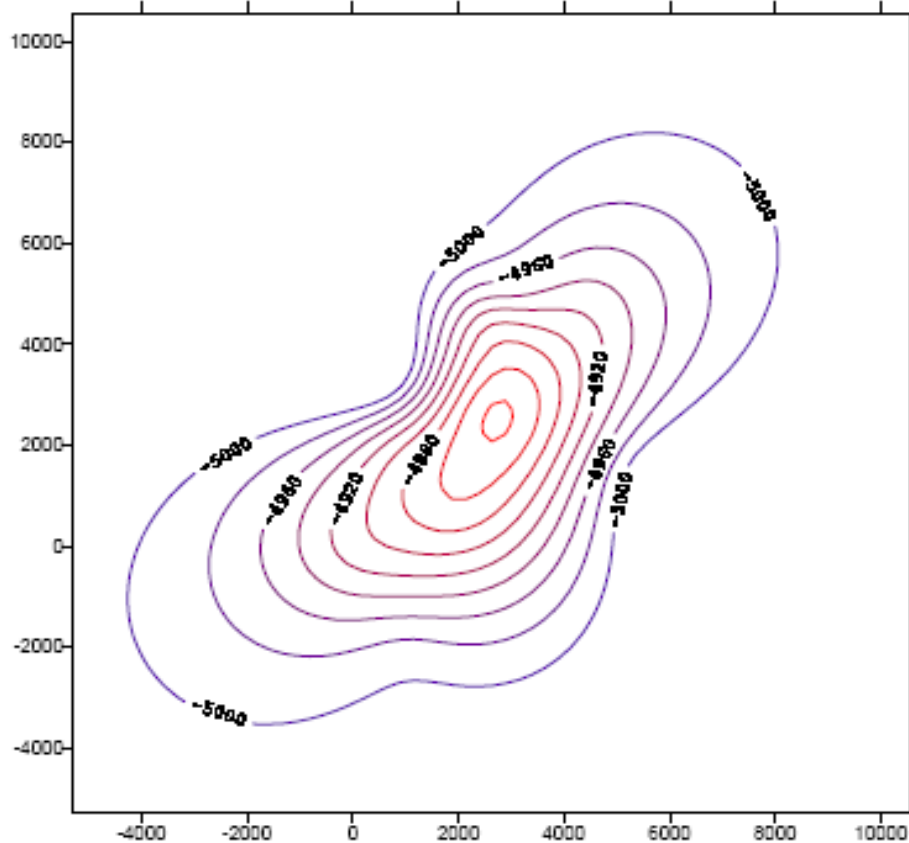
2.4.5 Método de Funciones de Bases Radiales. Es un conjunto de diversos métodos de interpolación entre los cuales el mejor es la función multicuadrática. Los resultados son suavizados y comparables con el método Krigging. Fig. 2.8.

Figura 12. Mapa Estructural por el método de Triangulación.



Fuente: Tomado de Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Freddy Escobar.

Figura 13. Mapa Estructural por el método de la Bases Radiales.



Fuente: Tomado de Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Freddy Escobar.

2.5 RIESGOS EN OPERACIONES DE EXPLORACIÓN PETROLERA.

No se puede predecir con exactitud donde hay crudo, mucho menos prever el tamaño del yacimiento, la calidad del hidrocarburo o el monto de las inversiones que requerirá un determinado proyecto. Sin embargo, las empresas petroleras han aprendido a manejar las incertidumbres, a medir los riesgos y a cuantificar sus probabilidades.

Es por esto que los inversionistas petroleros están en continua búsqueda de metodologías para decidir hacia dónde dirigir sus recursos. Las incertidumbres comienzan con la baja probabilidad de encontrar

hidrocarburos en el momento de iniciar una actividad de perforación. El hombre ha utilizado tradicionalmente los conceptos de riesgo e incertidumbre para medir las posibilidades de obtener o de prever un resultado futuro. Sin embargo, estos conceptos han tomado diferentes matices a lo largo de la historia, según las situaciones en que han sido abordados y de la percepción de los individuos que los han tratado.

En términos generales puede decirse que las incertidumbres nacen del hecho de no poder predecir ningún evento futuro con exactitud. Al no poder hacer esto, el hombre ha desarrollado metodologías que le ayudan a administrar las incertidumbres. Con el análisis y manejo de las incertidumbres se identifican los riesgos, los cuales pueden ser interpretados como incertidumbres de muy alto impacto que pueden afectar en forma significativa los resultados futuros.

Un ejemplo claro de incertidumbre y riesgo en la actividad petrolera lo constituye la perforación de un prospecto exploratorio, el cual cuenta, en su fase inicial, con muchas incertidumbres relacionadas con la presencia o no de hidrocarburos, el tamaño del posible campo, el tipo y calidad de hidrocarburo, los precios de ejecución del proyecto, el monto de inversiones y los gastos de operación, entre otros.

En este caso, el hecho de encontrar o no encontrar hidrocarburos se constituye en la incertidumbre de mayor impacto, hasta tal punto que condiciona a las demás incertidumbres identificadas. Por ello, en la industria petrolera se dice que la incertidumbre respecto de la posibilidad de encontrar hidrocarburos es tan alta que se convierte en un riesgo; el riesgo se entiende como la probabilidad de no encontrar hidrocarburos y la incertidumbre se define como el rango de posibles valores que pueden tomar las variables del proyecto y que son igualmente impredecibles a futuro.

Debido al elevado riesgo que involucra la industria del petróleo y gracias a la ayuda de la informática, las compañías petroleras han desarrollado diferentes metodologías para manejar el riesgo y han creado un grupo de verdaderos especialistas en su análisis. Hoy se puede afirmar que todas las grandes compañías cuentan con una metodología propia y con un grupo de especialistas altamente calificado encargados de manejar el tema del riesgo.

Sin embargo, a pesar de los importantes avances presentados en las técnicas sobre identificación y medición del riesgo, la verdad es que su manejo y diversificación depende por entero de la actitud de los inversionistas y de las instituciones frente al mismo.

Con el fin de medir la actitud del inversionista frente al riesgo se incorporaron teorías como la aversión al riesgo y la función de utilidad, las cuales han contribuido a enriquecer los análisis realizados y a medir en mejor forma los beneficios que pueden esperar los inversionistas como resultado de la realización de uno u otro proyecto exploratorio.

En un clima comercial competitivo tal como el que se vive en la actualidad, normalmente es imposible generar ganancias sin que exista cierta exposición al riesgo, pero ¿Cuál es el límite aceptable de riesgo? Es fundamental juzgar con exactitud cuándo el riesgo se convierte en imprudencia. La búsqueda de formas de reducir la exposición al riesgo constituye una práctica comercial difícil pero esencial; la cuantificación del riesgo y la evaluación del valor de la información destinada a reducirlo pueden resultar aún más problemáticas, dado que el descubrimiento y desarrollo de activos de petróleo y gas siempre ha sido un negocio riesgoso.

La industria cuenta con varios antecedentes de avances tecnológicos que permiten reducir el riesgo, aún cuando los yacimientos y la forma en que se los explota se tornen más complejos, pero aun así la forma de hacer una adecuada evaluación económica ha mejorado.

El modelado determinístico simple provee un valor único que puede incrementarse con ciertos análisis de sensibilidad. La evaluación un poco más sofisticada utiliza rangos de valores y puede ayudar a determinar qué parámetros tienen mayor impacto sobre un resultado. Otra de las mejoras introducidas es la asignación de funciones de densidad de probabilidades a los rangos de los parámetros, lo cual genera una curva de expectativas de parámetros económicos, tales como el valor presente neto (VPN) o las reservas explotadas. Un enfoque probabilístico, multidisciplinario, totalmente integrado, conocido como análisis de riesgos y toma de decisiones, incorpora muchos más parámetros básicos y propaga la incertidumbre.

El sofisticado análisis de riesgo puede indicar cuáles son los factores desconocidos que tienen mayor impacto sobre los resultados económicos del proyecto y probablemente exista tecnología para obtener esa información, pero queda una pregunta por responder: ¿Posee el valor de la información adicional, relación con el costo de su obtención? A fin de responder a esta pregunta para cualquier caso específico, una compañía debe evaluar primero el grado de incertidumbre de un proyecto con y sin la nueva información. La propagación de la incertidumbre permite que el impacto de agregar información sobre un parámetro de entrada se traslade al resultado. Un modelo probabilístico que incluya explícitamente distribuciones de probabilidades para los parámetros de interés es capaz de indicar el grado de reducción de la incertidumbre que se puede esperar al obtenerse más información.

2.6 RIESGO GEOLÓGICO PARA ECOPETROL

Después de casi un siglo de actividad exploratoria, aún no existe una única metodología establecida y cada compañía maneja sus propios criterios y técnicas para involucrar el riesgo geológico o probabilidad de éxito de un prospecto en la evaluación económica del mismo. ECOPETROL parte de la

consideración de cuatro aspectos necesarios para la evaluación del riesgo geológico, los cuales son conocidos como elementos (roca generadora, roca almacenadora, y roca sello) y unos procesos (formación de trampas y generación-migración-acumulación del petróleo).

El primer paso consiste en contar con una Roca Generadora. Ésta es una unidad sedimentaria formada por partículas de tamaño fino o partículas calcáreas que presentan un contenido de materia orgánica. La roca está enterrada a profundidad, lo que aumenta su temperatura y presión y la hace alcanzar las condiciones ideales para generar hidrocarburos. La roca también debe presentar características de porosidad apropiadas para que se acumulen hidrocarburos. Una vez formado el petróleo en la roca generadora, viaja hacia una roca almacenadora que en la mayoría de los casos es sedimentaria. También es importante que exista una Roca Sello. Este tipo de roca tiene una permeabilidad muy baja o es casi impermeable, por lo que no permite el paso de fluidos. Las rocas sello deben estar sobre las rocas almacenadoras cubriéndolas en su totalidad para no dejar que el hidrocarburo se escape. Además de los elementos anteriores, resulta necesario que se conjuguen algunos procesos como la Migración y Acumulación del Petróleo, que se inicia desde el momento en que se forma el hidrocarburo en las rocas generadoras. Una vez formadas las primeras cantidades de hidrocarburo, éste inicia una migración primaria hacia rocas con porosidad y permeabilidad para luego comenzar el proceso de migración secundaria y continuar su camino hasta acumularse en una trampa que no permita su movimiento.

Al conocer las condiciones necesarias para la generación, migración y acumulación del petróleo, se entiende por qué la búsqueda de hidrocarburos es una actividad de alto riesgo. La falla de alguno de los elementos o procesos mencionados implica que no se logre una acumulación final

apropiada, y por ello las probabilidades siempre apuntan más a que un pozo resulte seco y a que en pocos casos pueda encontrarse el preciado fluido.

La calificación de los anteriores componentes según la metodología empleada por ECOPETROL, se realiza de acuerdo a un conjunto de características, las cuales son obtenidas según el tipo de información, que puede ser Directa, Indirecta o Ausente.

Información Directa:

Obtenida mediante el estudio geológico de los pozos y afloramientos.

Si la información sustenta la existencia del elemento, la probabilidad es Favorable

(F) y su valor se encuentra entre 0.7 y 0.9.

Si los datos soportan la ausencia del elemento, la probabilidad es Desfavorable

(D) y puede estar entre 0.1 y 0.3.

Información Indirecta:

Derivada de comparaciones o analogías y modelos entre prospectos.

Si la información sugiere la presencia del elemento, la probabilidad es Alentadora

(A) y su valor se encuentra entre 0.51 y 0.69.

Si los datos indican la ausencia del elemento, la probabilidad es Desalentadora

(DA) y puede estar entre el rango de 0.31 a 0.49.

Ausencia de Información:

No existe información o solo se cuenta con modelos teóricos, la probabilidad es Neutra (N), con un valor de 0.5.

Para el desarrollo de esta metodología es necesario que cada uno de los expertos evaluadores del prospecto siga una serie de pasos así:

- 1) Examinar las características de cada componente de acuerdo al tipo de información.
- 2) Asignar a cada componente una calificación que corresponde a las subdivisiones de los tipos de información, teniendo en cuenta el tipo de información al cual pertenezcan el mayor número de características.
- 3) Calificar el elemento asignándole la calificación más baja de su grupo de componentes.
- 4) Cuantificar la probabilidad de existencia del elemento según la calificación realizada en el paso anterior considerando los rangos de probabilidad.
- 5) Calcular la probabilidad de hallazgo de hidrocarburos con el producto de cada una de las probabilidades de los elementos.

$$\text{Probabilidad de Hallazgo} = PG \times PA \times PT \times PMS$$

Donde:

PG = Probabilidad de la roca generadora

PA = Probabilidad de la roca almacenadora

PT = Probabilidad de la Trampa

PMS = Probabilidad de la Migración y Sincronismo

- 6) Evaluar el riesgo geológico.

$$\text{Riesgo Geológico} = 1 - \text{Probabilidad. Hallazgo}$$

Después de llevado a cabo este proceso se realiza una reunión del grupo de expertos para que mediante la ponderación de las diferentes valoraciones para cada elemento (omitiendo los datos extremos) se llegue a su probabilidad final de existencia y así, con el producto de ellos, se obtenga la probabilidad final de hallazgo del hidrocarburo.

2.7 LA PROBABILIDAD DE ERROR

Un factor fundamental para el análisis de riesgo lo constituye el nivel de incertidumbre que aún perdura en el momento de tomar una decisión. Si se conociera toda la información con precisión, no habría ningún riesgo en la toma de decisiones; el resultado podría predecirse con certeza.

Existe un valor verdadero que describe una cantidad física en un punto específico del tiempo y el espacio. Por ejemplo, la resistencia de un determinado bloque de cemento bajo una determinada serie de condiciones dadas, tiene un valor único. Los errores de medición impiden la determinación exacta de ese valor y requieren una distribución de respuestas posibles para representar la incertidumbre. El análisis tiene que atenerse a estas distribuciones de probabilidad.

El término “probabilidad” tiene dos significados comunes. Uno de ellos se refiere a la frecuencia relativa de un evento en pruebas repetitivas, tales como el lanzamiento de una moneda al aire reiteradas veces. Si se trata de una moneda equilibrada y correcta, y el proceso de lanzamiento también es correcto, aproximadamente la mitad de los resultados serán “caras.”

Mientras más veces se arroje la moneda, más cerca del 50% estará el resultado. El otro uso del término se refiere a la creencia o grado de confianza en una proposición incierta.

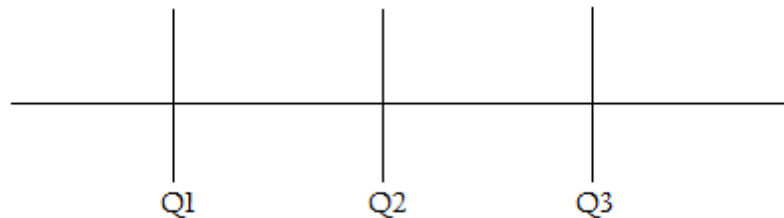
Por ejemplo, se arroja una moneda pero no se observa cómo cae. El resultado ya está determinado; es “cara” o “cruz.” Aún así, seguimos

considerando la probabilidad de que el resultado sea cara como equivalente al 50% porque ese es el grado de confianza en ese resultado.

Un ejemplo de probabilidad como creencia es el uso común de los llamados Deciles, Cuartiles y Centiles los cuales son medidas de dispersión que dividen los datos en partes iguales; así los Deciles los dividen en 10 partes iguales, los Cuartiles en cuatro partes iguales y los Centiles en 100 partes iguales. La siguiente figura esquematiza la posición de estas medidas.

Figura 14. Medidas de dispersión. Deciles, Cuartiles y Centiles.

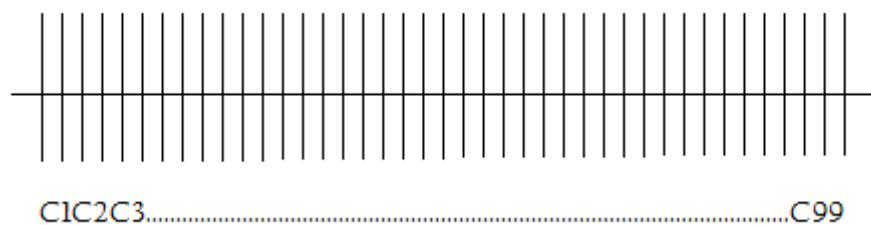
A)



B)



C)



Fuente: Tomada de Estadística y Probabilidades. Juan Arteaga.

Se podría pensar que los Deciles, Cuartiles y Centiles no son medidas de dispersión porque sólo dividen el conjunto de datos en partes iguales, como

lo hace la mediana; pero la dispersión se nota cuando se habla que un porcentaje de los datos está por encima de una de estas medidas. Según el esquema anterior se puede ver por ejemplo que el cuartil Q1 separa el 25% del 75% restante de la derecha, el decil D7 separa el 70% del 30% restante de la derecha y el centil C33 separa el 33% de los datos del 67% restante de la derecha. Es decir, cada una de estas medidas separa un cierto porcentaje de datos a la derecha o a la izquierda. Las siguientes tablas muestran los porcentajes que separan cada una de estas medidas de dispersión.

Tabla 1. Porcentajes que los Deciles separan a la derecha o izquierda.

Decil	Porcentaje Menor	Porcentaje Mayor
D1	10%	90%
D2	20%	80%
D3	30%	70%
D4	40%	60%
D5	50%	50%
D6	60%	40%
D7	70%	30%
D8	80%	20%
D9	90%	10%

Fuente: Tomada de Estadística y Probabilidades. Juan Arteaga.

Tabla 2. Porcentajes que los Cuartiles separan a la derecha o izquierda.

Cuartil	Porcentaje Menor	Porcentaje Mayor
Q1	25%	75%
Q2	50%	50%
Q3	75%	25%

Fuente: Tomada de Estadística y Probabilidades. Juan Arteaga.

Tabla 3. Porcentajes que los Centiles separan a la derecha o izquierda.

Centil	Porcentaje Menor	Porcentaje Mayor
C1	1%	99%
C2	2%	98%
C3	3%	97%
C4	4%	96%
C5	5%	95%
C6	6%	94%
C7	7%	93%
.	.	.
.	.	.
C98	98%	2%
C99	99%	1%

Fuente: Tomada de Estadística y Probabilidades. Juan Arteaga.

Es de notar que el cuartil Q2 es equivalente a la mediana porque separa el 50% de los datos. También el decil D5 y en centil C50 son equivalentes a la mediana.

Para ubicar un cuartil, un decil, o un centil se utiliza la fórmula:

$$L = (n + 1) \frac{P}{100}$$

(22)

Donde n es el total de observaciones y P puede ser el cuartil, decil o centil que se quiere ubicar y toma el valor de porcentaje menor que la medida separa. Por ejemplo si se quiere situar el tercer cuartil, entonces $P=75$ ya que

este cuartil separa el 75% de los datos del 25% que queda mayor (ver tabla 2).

Por otro lado se hace de igual manera énfasis en el uso común de las probabilidades P10, P50 y P90 para describir el rango de resultados en términos de VPN, a partir de un gran número de evaluaciones económicas de yacimientos obtenidas mediante la modificación de los parámetros de entrada en cada prueba. El VPN de un yacimiento real bajo las condiciones de desarrollo modeladas es un valor fijo, pero desconocido. Las probabilidades expresadas como grados de creencia siempre dependen de la información disponible. Con base a lo que se conoce acerca del yacimiento, ese VPN tiene un 10% de probabilidad de ser igual al valor modelado P10 o un valor menor, igual oportunidad de ser mayor o menor que la media P50, y un 90% de probabilidad de ser igual o menor que la predicción P90.

El correcto análisis de los datos sigue un proceso lógico, lo cual significa que comenzamos con las premisas y creamos argumentos lógicos para llegar a las conclusiones. Tanto las premisas como las conclusiones son enunciaciones, o proposiciones, que pueden ser verdaderas o falsas.

La lógica deductiva tiene la siguiente estructura clásica:

Premisa 1: Si A es verdadera, entonces B es verdadera.

Premisa 2: A es verdadera.

Conclusión: Por lo tanto, B es verdadera.

A modo de ejemplo, se reemplaza A por la proposición de que el corte de agua de un pozo es superior al 99% y se reemplaza B por la proposición de que ese pozo no es económico. Los planteamientos pasan a ser los siguientes:

Premisa 1: Si el corte de agua de este pozo es superior al 99%, entonces este pozo no es económico

Premisa 2: El corte de agua de este pozo es superior al 99%

Conclusión: Por lo tanto, este pozo no es económico.

Sin embargo, dado que a un argumento se le da una forma lógica, puede suceder que el mismo no sea válido. Hasta este sencillo argumento posiblemente sea erróneo si las premisas son falsas. Después de todo, puede darse el caso de que el corte de agua no supere el 99%. Los argumentos lógicos normalmente no son tan directos como éste, y si las conclusiones no se deducen de las premisas, el argumento también puede resultar erróneo.

Los argumentos que implican proposiciones inciertas corresponden a una rama llamada lógica inductiva, la cual utiliza la probabilidad en vez de la certeza en el argumento. Algunas de las probabilidades a utilizar se denominan probabilidades condicionales: la probabilidad de que un evento sea verdadero cuando se sabe que otro es verdadero. Por ejemplo, en un área determinada, puede que exista igual probabilidad de que una roca que se encuentra a una profundidad determinada sea arenisca o caliza. Sin embargo, si un registro indica que la formación posee una densidad de 2.3 g/cm³, la probabilidad de que se trate de una arenisca es muy alta.

La inclusión de planteamientos probabilísticos en un argumento inductivo generalizado es del siguiente tipo:

Premisa 1: Si B es verdadera, entonces la probabilidad de que A sea verdadera es $P(A|B)$.

Premisa 2: La probabilidad de que A sea verdadera es $P(A)$.

Premisa 3: La probabilidad de que B sea verdadera es $P(B)$.

Conclusión: Existe una probabilidad $P(B|A)$ de que B sea verdadera si A es verdadera.

La premisa 3 puede parecer extraña, ya que el objetivo es llegar a una conclusión acerca de B .

La tercera premisa es una enunciación acerca de la probabilidad de que B ocurra en general, mientras que la conclusión es una enunciación condicional sobre B dado que A es verdadera. La importancia de esta distinción resulta más evidente si se utiliza un caso específico.

2.8 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD

Una distribución de probabilidad hace referencia a toda una gama de probabilidad de los eventos de un experimento y muestra que tan probable es un evento futuro, relacionado con dicho experimento. Se puede concebir como una distribución teórica de frecuencias, es decir, una distribución que describe cómo se espera que varíen las probabilidades para el experimento dado. Las distribuciones de frecuencias son modelos de gran utilidad, pues ayudan mucho en las inferencias y en la toma de decisiones en condiciones de incertidumbre.

Definición. Una distribución de probabilidad es un modelo matemático que organiza los eventos posibles de un experimento y que les asocia su probabilidad correspondiente.

2.8.1 Distribución de probabilidad continua. Una distribución de probabilidad continua está sujeta a una variable aleatoria continua. Entre las distribuciones de probabilidad continua más conocidas están:

la distribución de probabilidad normal, la distribución log-normal, la distribución triangular, la distribución gama, la distribución Ji-cuadrado, la distribución t de student, entre otras.

Una función f definida para un conjunto de valores se le conoce como función de densidad de probabilidad para una variable continua X si

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x)dx \text{ para cualesquiera constantes } a \text{ y } b. \text{ Es decir que para}$$

calcular la probabilidad de que el valor de la variable continua esté entre $x=a$ y $x=b$ se debe encontrar el área debajo de la curva definida mediante la función de densidad de probabilidad entre esos valores.

La probabilidad de que una variable aleatoria continua tome un valor de $x=a$

es $P(a) = \int_a^a f(x)dx = 0$, es decir, cuando se trabaja con variables aleatorias

continuas, no tiene sentido preguntar por la probabilidad de un valor particular si no por la probabilidad en un intervalo de valores. Por lo tanto, para el caso continuo tiene mayor importancia hablar de la distribución de probabilidad acumulada y no de la distribución de probabilidades en si.

Para que una función f sea considerada una función de densidad de probabilidad, se deben cumplir las dos condiciones siguientes:

✚ f debe ser positiva o cero para cualquier valor de la variable aleatoria continua, es decir, $f(x) \geq 0$ para todo $x \in (-\infty, \infty)$. Esto significa que la gráfica de la función de densidad de probabilidad debe estar por encima del eje horizontal (eje de las abscisas).

El área debajo de la gráfica de la función f entre menos infinito y el infinito, debe ser igual a 1. Esto es $\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1$.

Media, Varianza y Desviación estándar de una distribución de probabilidades continua. En las distribuciones de probabilidad continuas también se puede calcular la media, la varianza y la desviación estándar.

➤ **La media o valor esperado:** La media o el valor esperado se calcula por la fórmula

$$\mu = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx.$$

(23)

➤ **La varianza:** σ^2 se calcula mediante la fórmula

$$\sigma^2 = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^2 f(x)dx$$

(24)

➤ **La desviación estándar:** Es la raíz cuadrada de la varianza, se simboliza por σ y viene dada por lo fórmula

$$\sigma = \sqrt{\int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^2 f(x)dx}$$

(25)

2.9 TIPOS DE DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD CONTINUA

A continuación se explicará brevemente las distribuciones de probabilidad continua más conocidas y usadas.

2.9.1 Distribución normal. Una de las distribuciones teóricas mejor estudiadas y más utilizadas en la práctica es la distribución normal, también llamada **distribución Gaussiana**. Su importancia se debe fundamentalmente a la frecuencia con la que distintas variables asociadas a fenómenos naturales y cotidianos siguen, aproximadamente, esta distribución. Muchos de los procedimientos estadísticos habitualmente utilizados asumen la normalidad de los datos observados. Aunque muchas de estas técnicas no son demasiado sensibles a desviaciones de la normal y, en general, esta hipótesis puede obviarse cuando se dispone de un número suficiente de datos, resulta recomendable contrastar siempre si se puede asumir o no una distribución normal. La simple exploración visual de los datos puede sugerir la forma de su distribución. No obstante, existen otras medidas, gráficos de normalidad y contrastes de hipótesis que pueden ayudar a decidir, de un modo más riguroso, si la muestra de la que se dispone, procede o no de una distribución normal. Carl Friedrich Gauss (1777-1855) elaboró desarrollos más profundos y formuló la ecuación de la curva; de ahí que también se le conozca, más comúnmente, como la "**campana de Gauss**". La distribución de una variable normal está completamente determinada por dos parámetros, su media y su desviación estándar, denotadas generalmente por μ y σ respectivamente. Con esta notación, la densidad de distribución normal viene dada por la ecuación:

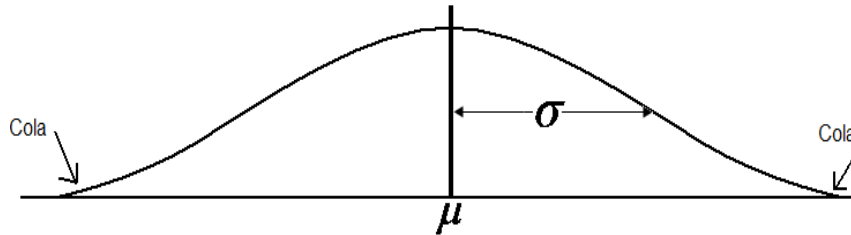
$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left\{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right\}; \quad -\infty < x < \infty$$

(26)

que determina la curva en forma de campana. Así se dice que una característica X sigue una distribución normal de media μ y varianza σ^2 , y se

denota como $X \sim N(\mu, \sigma)$, si su función de densidad viene dada por la ecuación anterior.

Figura 15. Curva de una distribución normal, con la media y una desviación estándar σ .



Fuente: Tomada de Estadística y Probabilidades. Juan Arteaga.

Para este tipo de distribución la *media*, o *esperanza* o *valor esperado* viene dada por:

$$\mu = E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} x f_x(x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} x \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2}} dx = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \left[-e^{-\frac{x^2}{2}} \right]_{-\infty}^{\infty} = 0 \quad (27)$$

La *varianza* se define como (teniendo en cuenta que el valor esperado es 0):

$$E(X^2) = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 f_x(x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2}} dx = 1 \quad (28)$$

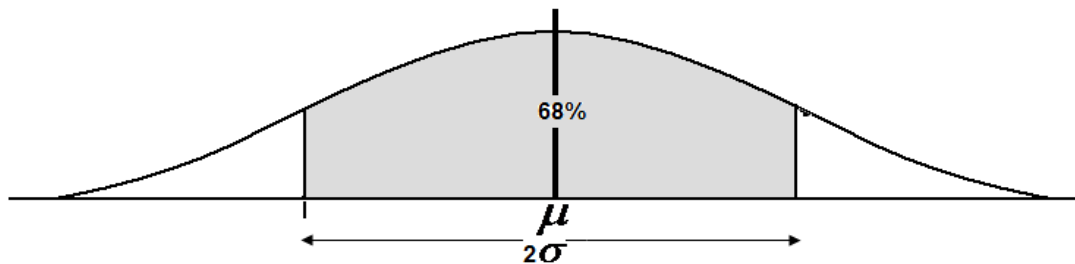
$$Var(X) = E(X^2) - [E(X)]^2 = 1 \quad (29)$$

Dependiendo de los valores que tome la media μ y la desviación estándar σ la gráfica será más alargada o achatada, pero en cualquier caso tendrá las mismas condiciones de simetría.

El área total bajo la curva es igual a 1. El área debajo de la curva comprendida entre $\mu - \sigma$ y $\mu + \sigma$ es aproximadamente igual a 0,68 del área

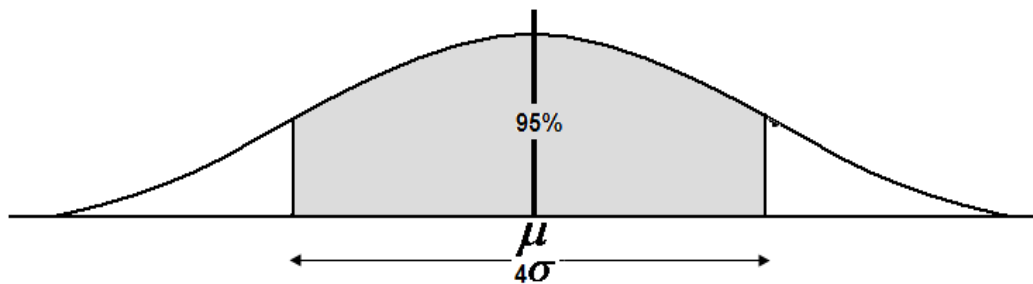
total; entre $\mu - 2\sigma$ y $\mu + 2\sigma$ es aproximadamente igual a 0,95 del área total. Las figuras 14 y 15 ilustran las áreas descritas.

Figura 16. Porcentaje de área comprendida entre $\mu - \sigma$ y $\mu + \sigma$.



Fuente: Tomada de Estadística y Probabilidades. Juan Arteaga.

Figura 17. Porcentaje de área comprendida entre $\mu - 2\sigma$ y $\mu + 2\sigma$.



Fuente: Tomada de Estadística y probabilidades. Juan Arteaga.

Los únicos parámetros necesarios para dibujar un gráfico de la distribución normal son μ y σ . Con estos dos parámetros se puede situar la campana (en el punto correspondiente a la media) y cuál es su ancho (determinado por la desviación estándar). Cuando se encuentra con una población de observaciones que siga una distribución normal, solo hace falta estimar la media y la desviación estándar para obtener toda la información necesaria acerca de dicha población.

Propiedades de la distribución normal. La distribución normal posee ciertas propiedades importantes que conviene destacar:

- ✚ Tiene una única moda, que coincide con su media y su mediana.
- ✚ La curva normal es asintótica al eje de abscisas. Por ello, cualquier valor entre $-\infty$ y $+\infty$ es teóricamente posible. El área total bajo la curva es, por tanto, igual a 1.
- ✚ Es simétrica con respecto a su media μ . Según esto, para este tipo de variables existe una probabilidad de un 50% de observar un dato mayor que la media, y un 50% de observar un dato menor.
- ✚ La distancia entre la línea trazada en la media y el punto de inflexión de la curva es igual a una desviación típica (σ). Cuanto mayor sea σ , más aplanada será la curva de la densidad.
- ✚ El área bajo la curva comprendida entre los valores situados aproximadamente a dos desviaciones estándar de la media es igual a 0.95. En concreto, existe un 95% de posibilidades de observar un valor comprendido en el intervalo $(\mu - 1.96\sigma, \mu + 1.96\sigma)$

La forma de la campana de Gauss depende de los parámetros μ y σ . La media indica la posición de la campana, de modo que para diferentes valores de μ la gráfica es desplazada a lo largo del eje horizontal. Por otra parte, la desviación estándar determina el grado de apuntamiento de la curva. Cuanto mayor sea el valor de σ , más se dispersarán los datos en torno a la media y la curva será más plana. Un valor pequeño de este parámetro indica, por tanto, una gran probabilidad de obtener datos cercanos al valor medio de la distribución.

Como se deduce de este último apartado, no existe una única distribución normal, sino una familia de distribuciones con una forma común, diferenciadas por los valores de su media y su varianza. De entre todas

ellas, la más utilizada es la **distribución normal estándar**, que corresponde a una distribución de media 0 y varianza 1.

2.9.2 Distribución log-normal. Es una distribución de probabilidad de cualquier variable aleatoria con su logaritmo normalmente distribuido (la base de una función logarítmica no es importante ya que, $\log_a X$ está distribuida normalmente si y solo si $\log_b X$ está distribuida normalmente). Si X es una variable aleatoria con una distribución normal, entonces $\exp(X)$ tiene una distribución Log-normal.

Una variable puede ser modelada como Log-normal si puede ser considerada como un producto multiplicativo de muchos pequeños factores independientes. Un ejemplo típico es un retorno a largo plazo de una inversión: puede considerarse como un producto de dos retornos diarios.

La distribución log-normal tiende a la función densidad de probabilidades:

$$f(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x \mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (30)$$

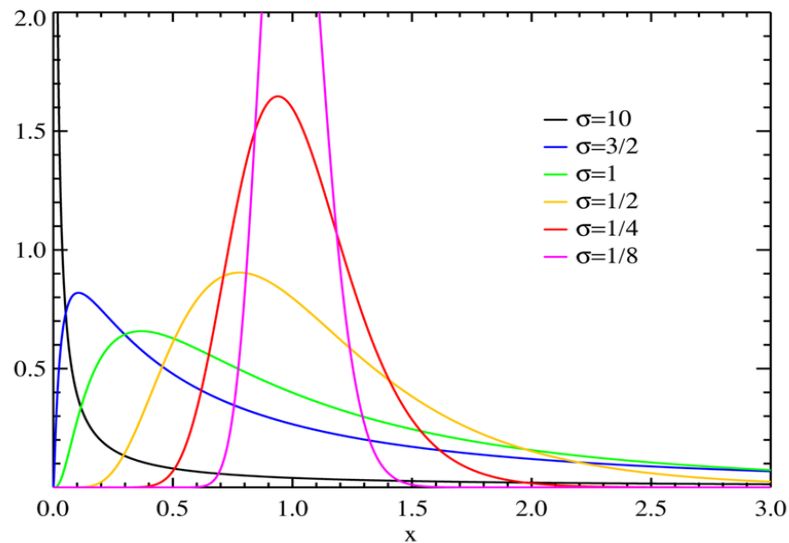
Para $x > 0$, donde μ y σ son la media y la desviación estándar del logaritmo de la variable. El valor esperado es:

$$E(X) = e^{\mu + \sigma^2 / 2} \quad (31)$$

Y la varianza es:

$$\text{var}(X) = (e^{\sigma^2} - 1) e^{2\mu + \sigma^2} \quad (32)$$

Figura 18. Curva de una distribución Log normal.



Fuente: Tomada de http://gl.wikipedia.org/wiki/Imaxe:Lognormal_distribution_PDF.png

2.9.3 Distribución triangular. Se emplea básicamente en aquellos problemas en los cuales se conocen muy pocos o ningún dato.

Esta distribución tiene 3 parámetros, **a** (límite inferior de la variable); **b** (el modo) y **c** (límite superior de la variable).

La esperanza es
$$\frac{(a + b + c)}{3} \quad (33)$$

Y la varianza es
$$\frac{(a(a - b) + c(c - a) + b(b - c))}{18} \quad (34)$$

La distribución triangular se define luego que se conocen los 3 parámetros a, b y c y es útil como una aproximación inicial en situaciones para las que no se dispone de datos confiables.

A su vez permite estimar las duraciones de las actividades de un proyecto usando las tres estimaciones: optimista, muy pesimista, y pesimista.

Se denomina así por el hecho de que la función de densidad tiene una forma triangular, que viene definida de la siguiente manera:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{2(x-a)}{(b-a)(m-a)} & \text{Si } a < x \leq m \\ \frac{2(b-x)}{(b-a)(b-m)} & \text{Si } m \leq x < b \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

Cuando está definida por dos parámetros, que representan el valor mínimo y el valor máximo de la variable se dice que el triángulo es equilátero; y triangular general, cuando viene dada por tres parámetros, que representan el valor mínimo y el valor máximo de la variable, y el valor del punto en el que el triángulo toma su altura máxima. La función de densidad de la distribución triangular viene dada por:

$$\frac{2(x-a)}{(c-a)(b-a)} \Leftrightarrow a \leq x \leq b$$

Densidad:

$$\frac{2(c-x)}{(c-a)(c-b)} \Leftrightarrow b \leq x \leq c$$

(35)

2.9.4 Distribución gamma. Es una distribución de probabilidad continua con dos parámetros k y λ cuya función de densidad para valores $x > 0$ es:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x} \frac{(\lambda x)^{k-1}}{\Gamma(k)} \quad (36)$$

Aquí e es el número e y Γ es la función gamma dada por:

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt$$

(37)

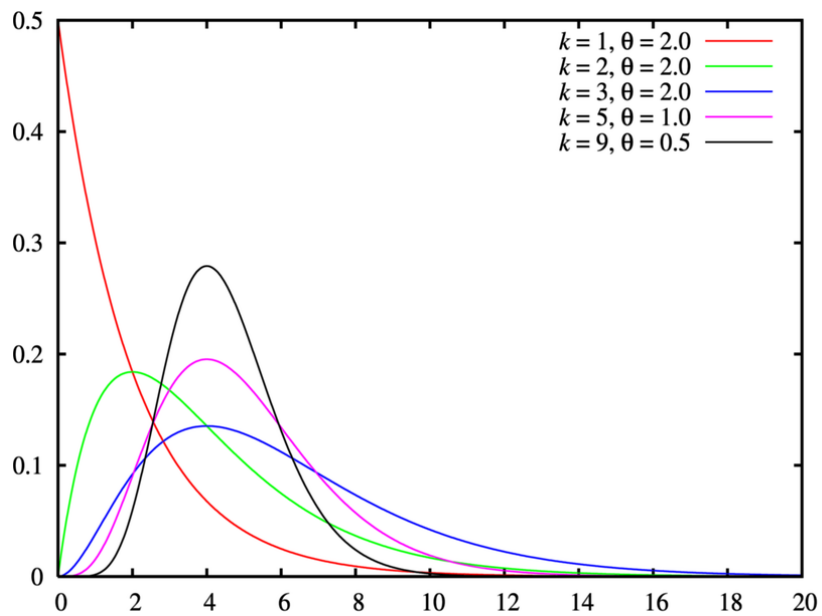
El *valor esperado* y la *varianza* de una variable aleatoria X de distribución gamma son:

$$E[X] = k / \lambda$$

$$V[X] = k / \lambda^2$$

(38)

Figura 19. Función de distribución gamma.



Fuente: Tomada de http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_gamma

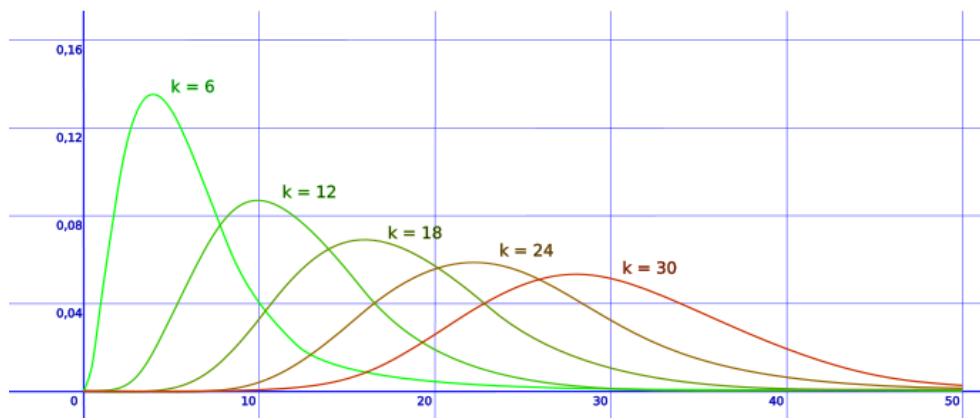
2.9.5 Distribución Chi cuadrado. La distribución chi-cuadrado, también denominada chi-cuadrado de Pearson, es una distribución de probabilidad continua con un parámetro k que representa los grados de libertad de la variable aleatoria:

$$X = Z_1^2 + \dots + Z_k^2 \quad (39)$$

donde Z_i son variables de distribución normal, de media cero y varianza uno.

Esta distribución se expresa habitualmente $cX \sim X_k^2$ donde el subíndice k de X_k^2 , es el número de sumandos y se denomina grados de libertad de la distribución.

Figura 20. Distribución Chi cuadrado



Fuente. Tomada de http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_chi-cuadrado

Se suele usar la denominada prueba chi-cuadrado como test de independencia y como test de bondad de ajuste.

La función de densidad chi-cuadrado es:

$$f_k(x) = \frac{(1/2)^{k/2}}{\Gamma(k/2)} x^{k/2-1} e^{-x/2} \quad (40)$$

Donde $x \geq 0$ y $f_k(x) = 0$ para $x \leq 0$. Γ es la función Gamma.

La función de distribución es:

$$F_k(x) = \frac{\gamma(k/2, x/2)}{\Gamma(k/2)} \quad (41)$$

Donde $\gamma(k, z)$ es la función gamma incompleta.

El valor esperado y la varianza de una variable aleatoria X con distribución Chi-cuadrada son:

$$E[X] = k \quad (42)$$

$$V[X] = 2k$$

2.9.6 Distribución t student. Es una distribución de probabilidad que surge del problema de estimar la media de una población normalmente distribuida cuando el tamaño de la muestra es pequeño. Ésta es la base del popular test de la t de Student para la determinación de las diferencias entre dos medias muestrales y para la construcción del intervalo de confianza para la diferencia entre las medias de dos poblaciones.

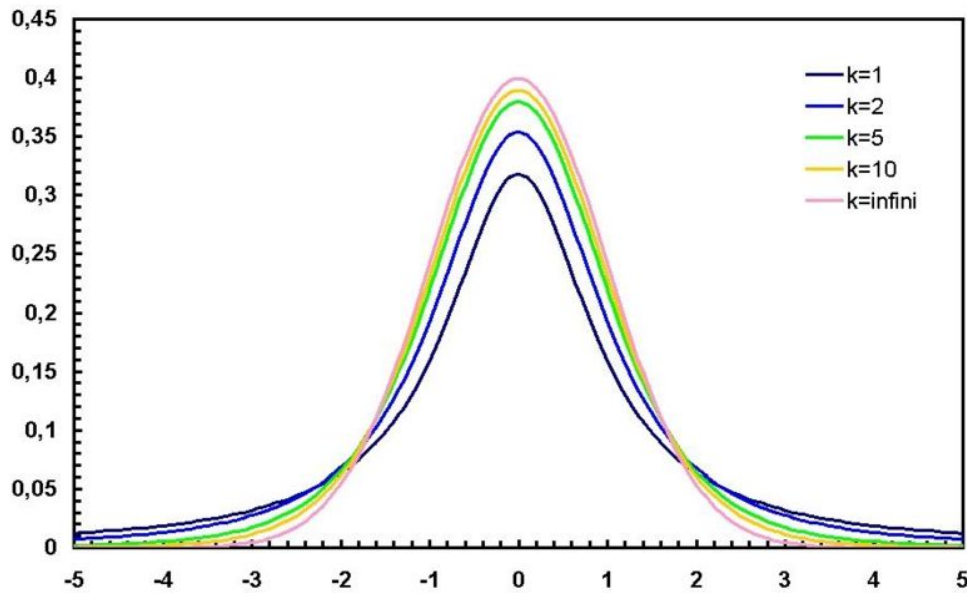
La distribución *t* surge, en la mayoría de los estudios estadísticos prácticos, cuando la desviación típica de una población se desconoce y debe ser estimada a partir de los datos de una muestra.

Su función de densidad viene dada por:

$$f(t) = \frac{\Gamma((v+1)/2)}{\sqrt{v\pi}\Gamma(v/2)} \left(1 + t^2/v\right)^{-(v+1)/2} \quad (43)$$

Con v igual a $n-1$. Este parámetro se llama convencionalmente el número de grados de libertad.

Figura 21. Distribución t student.



Fuente: Tomada de http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_t_de_Student

2.10 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD ASOCIADAS A CADA UNA DE LAS INCERTIDUMBRES EN UN YACIMIENTO PETROLÍFERO

Atendiendo a muchas recomendaciones arrojadas de la experiencia, a continuación se hará un breve resumen de cuáles podrían ser las distribuciones de probabilidad más apropiadas para tratar cada una de las incertidumbres asociadas a un yacimiento petrolífero.

Las incertidumbres están asociadas a los datos geológicos y/o ingenieriles en áreas perforadas y/o bloques de falla y a la precisión en la medida de tales datos. Estas incluyen:

- Volumen bruto de roca en área perforada.
- Cambio en el espesor neto rentable y relacionado a variaciones espaciales.

- Propiedades petrofísicas y PVT del sistema Roca-Fluido.
- Localización de los contactos entre los fluidos.
- Distribución espacial de permeabilidad.
- Grado de compartimentación del yacimiento.
- Área de drenaje de pozos individuales.
- Eficiencia de recobro de aceite, gas y condensado.

De las variables descritas anteriormente, algunas son aptas para un análisis estadístico, y estas son identificadas como incertidumbres ingenieriles. Algunas incluyen: Porosidad, saturación de agua, propiedades PVT, eficiencias de recobro, cambios en el espesor neto rentable y áreas de drenaje de pozos individuales.

Inicialmente es difícil definir las funciones de densidad de probabilidad de los parámetros anteriores, por esto, lo siguiente puede ser dicho acerca del tipo de función de densidad de probabilidad que puede ser utilizada.

Tabla 4. Distribuciones de probabilidad asociadas a cada una de las incertidumbres en un yacimiento petrolífero.

Parámetro	Tipo de distribución de frecuencia
Área-Acres	Una distribución Log Normal. Los parámetros requeridos son la media y la desviación estándar.
Espesor Neto	La distribución Log Normal es la mejor aproximación, típicamente exhibe inclinación positiva; puede existir covarianza con porosidad límite y saturación de agua intersticial. Ingresar la media y la desviación estándar.
Porosidad	Típicamente puede tratarse con una distribución Normal o Gaussiana. Exhibe ocasionalmente una tendencia al sesgo positivo o log normal y una covarianza con la saturación de agua inicial. Los parámetros aquí son también la media y la desviación estándar.

Parámetro	Tipo de distribución de frecuencia
Saturación de agua intersticial	Típicamente exhibe un ligero sesgo negativo aproximándose a una distribución simétrica.
Permeabilidad	Una distribución Log Normal es la mejor aproximación, pero la naturaleza de la distribución es controlada por el tipo de ambiente deposicional, y/o diagénesis post-deposicional; típicamente presenta una covarianza con la porosidad.
Viscosidad	Recomendado usar una distribución triangular con los parámetros: Mínimo, más probable y máximo.
Factor volumétrico de formación del aceite	Recomendado usar una distribución triangular con los parámetros: Mínimo, más probable y máximo.
Eficiencia de recobro	La mejor aproximación es una distribución Log Normal, típicamente con sesgo positivo; puede exhibir covarianza con porosidad, saturación de agua irreducible, permeabilidad y espesor neto dependiendo del mecanismo de empuje.

Fuente: Tomada Estimation and classification of reserves of crude oil, natural gas, and condensate":
Chapman Cronquist, society of petroleum engineers, richardson, texas 2001

La covarianza mencionada en los comentarios de arriba sobre los tipos de distribuciones de frecuencia, es una medida estadística del grado de correlación entre los conjunto de datos. Las variables estocásticas que exhiben un alto grado de covarianza no pueden ser independientes, por tanto deben tomarse cuidados en el tratamiento de ellos como variables independientes en los cálculos probabilísticos.

2.11 DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA

Son una recopilación o agrupamiento de datos resumidos en tablas en la que a cada valor de la variable se le asocian determinados números que

representan el número de veces que ha aparecido, su proporción con respecto a otros valores de la variable, etc.

Elaboración. Los pasos para la construcción de una distribución de frecuencias son:

PASO 1: *Determinar el número de clase:* Consiste en identificar los intervalos en los cuales vamos a dividir el conjunto de datos. Demasiadas clases o muy pocas pueden no revelar la forma básica del conjunto de datos. Siempre es recomendable que el límite inferior de la primera clase sea un poco menor que el valor más pequeño del conjunto de datos. Además, que el límite superior de la última clase sea un poco mayor que el valor más grande del conjunto de datos. En general, para grandes cantidades de datos se requiere más clases que para pequeñas cantidades.

La fórmula que a continuación se nombra, permite calcular el número de clases.

$$N^{\circ} \text{ de intervalos} = k = \begin{cases} \sqrt{n} & \text{si } n \text{ no es muy grande} \\ 1 + 3.22 \text{Log } n & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (44)$$

PASO 2: *Determinar la amplitud de clase o intervalo de clase:* Se debe tomar el intervalo igual para todas las clases, sin embargo hay ocasiones en que se pueden tomar amplitudes de clase desiguales para evitar clases vacías o casi vacías. Del número de datos se busca el valor más alto (A) y el valor más bajo (B) y el intervalo se halla por medio de la fórmula

$$I = \frac{A - B}{K} \quad (45)$$

Donde K es el número de clases.

PASO 3: Creación de las clases: El límite superior de cada clase corresponde al intervalo siguiente. Para ser más estrictos, en términos matemáticos, cada clase sería un intervalo semiabierto a la derecha [.

PASO 4: Contar el número de elementos de cada clase: Hay que recordar que el número de observaciones de cada clase se llama frecuencia de clase. Las frecuencias asociadas a cada clase se simbolizan f_i y las frecuencias relativas h_i .

Punto medio de clase: También conocida como marca de clase, se ubica a la mitad entre los límites inferiores de dos clases consecutivas.

Se calcula sumando el límite inferior al límite superior de una clase y dividiendo esta suma por 2. La marca de clase se simboliza x_i donde i es el número de la clase correspondiente.

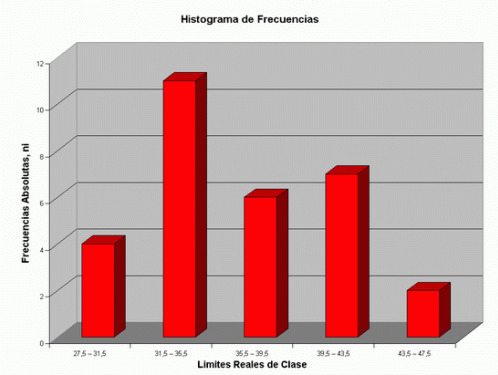
Propiedades de las distribuciones de frecuencia. Las distribuciones de frecuencia cumplen las siguientes propiedades:

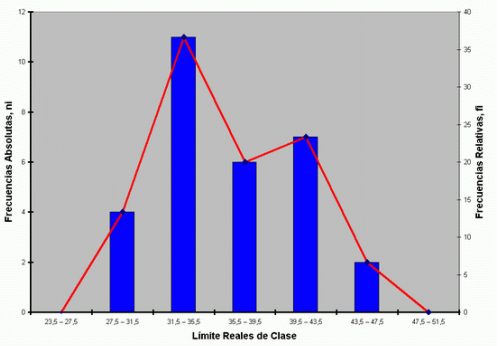
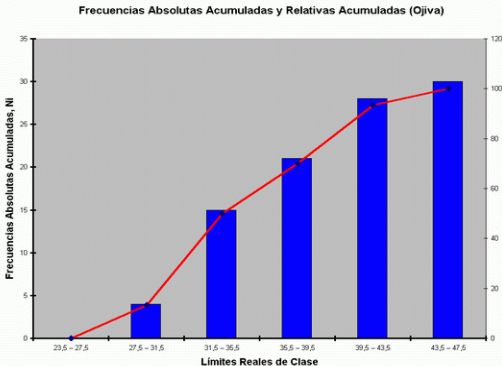
- ✚ Las frecuencias de clase son enteros no negativos, es decir, $f_i \geq 0$.
- ✚ Las frecuencias relativas son números no negativos menores que 1, o sea $0 \leq h_i \leq 1$.
- ✚ La suma de todas las frecuencias relativas es igual a 1, esto es, $\sum_{i=1}^n h_i = 1$ donde n es el número de datos.
- ✚ La suma de todas las frecuencias es igual a la totalidad de los datos, es decir, $\sum_{i=1}^n f_i = n$

2.12 LOS GRÁFICOS ESTADÍSTICOS

El gráfico es quizás el auxiliar más valioso y utilizado para expresar datos estadísticos, este elemento no le añade novedad a las tablas o cuadros estadísticos, pero es de fácil comprensión y accesible a un número mayor de usuarios. El gráfico además de expresar visualmente los hechos más importantes de la información numérica, permite una mejor y más fácil comprensión y ahorra tiempo y esfuerzo en el análisis de datos estadísticos al facilitar su apreciación visual en forma conjunta.

Tabla 5. Diferentes gráficos estadísticos.

TIPO DE GRAFICA	CARACTERÍSTICAS	GRÁFICA
<p>Histogramas de frecuencias</p>	<p>Gráfico que sirve para representar una distribución de frecuencias. Este gráfico está formado por un conjunto de rectángulos que tienen como base un eje horizontal (generalmente el eje de las abscisas o de las X), y como centro los puntos <u>medios</u> de las clases. Los anchos de las clases y las áreas de los rectángulos son proporcionales a las frecuencias de las clases. En el caso de las variables discretas el gráfico consiste de un conjunto de barras verticales en lugar de rectángulos, hallándose cada barra sobre la <u>observación</u> respectiva y con una altura proporcional a la frecuencia de la observación</p>	 <p>Tomada de http://www.monografias.com/trabajos43/distribucion-frecuencias/distribucion-frecuencias2.shtml</p>

TIPO DE GRAFICA	CARACTERÍSTICAS	GRÁFICA
<p>Polígono de frecuencias</p>	<p>El polígono de frecuencias es un gráfico formado por líneas quebradas, que tiene los centros de las clases representadas en un eje horizontal (eje de las X) y las frecuencias de las clases en un eje vertical (eje de las Y). La frecuencia correspondiente a cada centro de clase se señala mediante un punto y luego los puntos consecutivos se unen por líneas rectas. Del correspondiente histograma se puede lograr el polígono de frecuencia uniendo los puntos medios de las bases superiores de cada rectángulo mediante líneas rectas.</p>	<p style="text-align: center;">Histograma y Polígono de Frecuencias</p>  <p>Tomada de http://www.monografias.com/trabajos43/distribucion-frecuencias/distribucion-frecuencias2.shtml</p>
<p>Distribuciones de frecuencias acumuladas.</p>	<p>Una distribución de frecuencias acumulada (ojiva) se usa para determinar cuántos o qué proporción de los valores de los datos es menor o mayor que cierto valor, e identifica el número acumulado de observaciones incluidas bajo el límite exacto superior de cada clase de la distribución. Las frecuencias acumuladas de una clase pueden determinarse sumando las frecuencias observadas de esa clase a las frecuencias acumuladas de la clase anterior.</p>	<p style="text-align: center;">Frecuencias Absolutas Acumuladas y Relativas Acumuladas (Ojiva)</p>  <p>Tomada de http://www.monografias.com/trabajos43/distribucion-frecuencias/distribucion-frecuencias2.shtml</p>

3. METODOLOGÍA PROPUESTA

La geometría del yacimiento, la compartimentalización y los valores de porosidad y permeabilidad y sus distribuciones influyen en las eficiencias del flujo de fluidos, barrido y recobro de los hidrocarburos. Un entendimiento de los controles geológicos en estos atributos es benéfico para la caracterización del yacimiento, y para una óptima evaluación en los trabajos de simulación.

La metodología propuesta en este trabajo de grado para el desarrollo de Modelos de Simulación Numérica en el desarrollo de prospectos exploratorios, tuvo en cuenta los siguientes ítems:

El modelo estático puede ser realizado para varias formaciones, pero para obtener mejores resultados se recomienda trabajar cada formación de manera independiente.

La metodología permite manejar heterogeneidad y anisotropía del medio en la medida que los datos así lo permitan.

Se sugiere trabajar con mallas estructuradas en geometría cartesiana. Una posible variación geométrica apunta a que el sistema CPG (corner point geometry) sea la opción de modelamiento geométrico para zonas estructuralmente complejas.

Así se determinó dividir la presente metodología en cuatro etapas fundamentales:

Figura 22. Metodología empleada en el presente trabajo de grado.

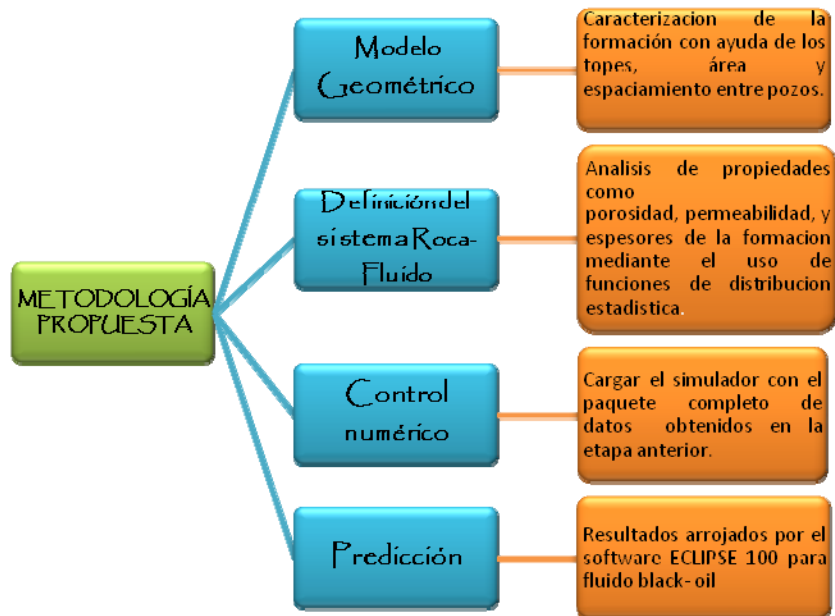
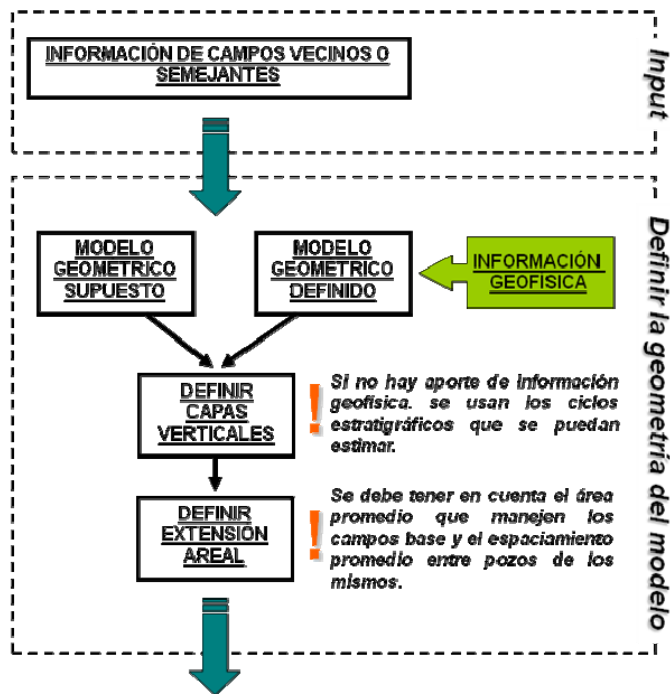
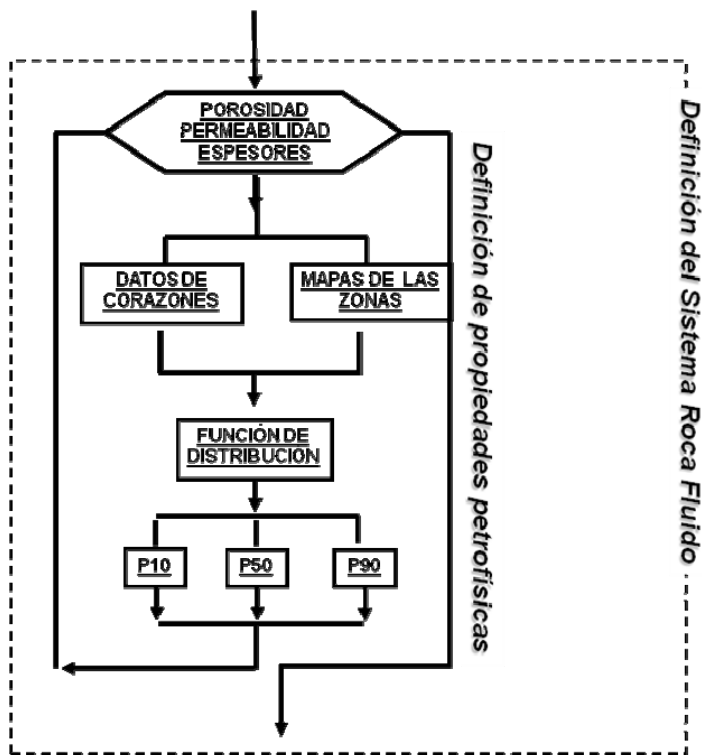
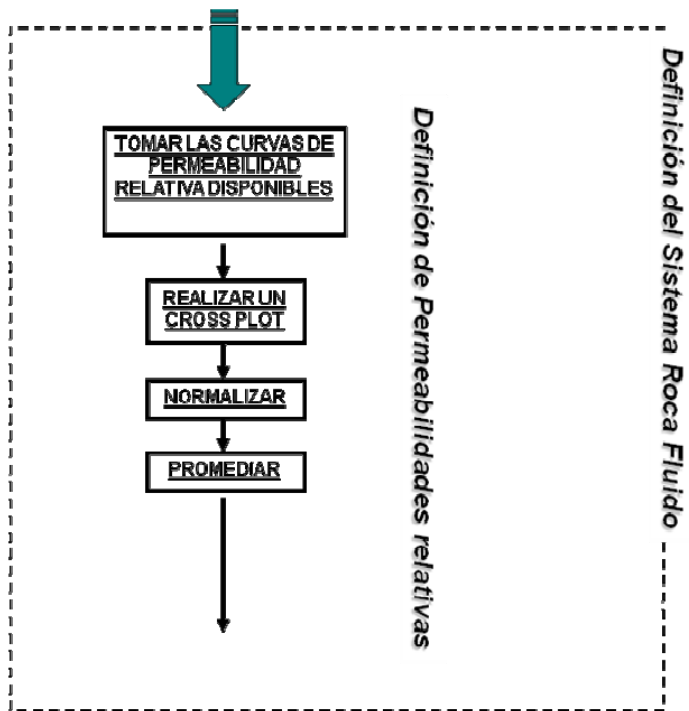


DIAGRAMA DE FLUJO QUE ILUSTRA LA METODOLOGIA PROPUESTA





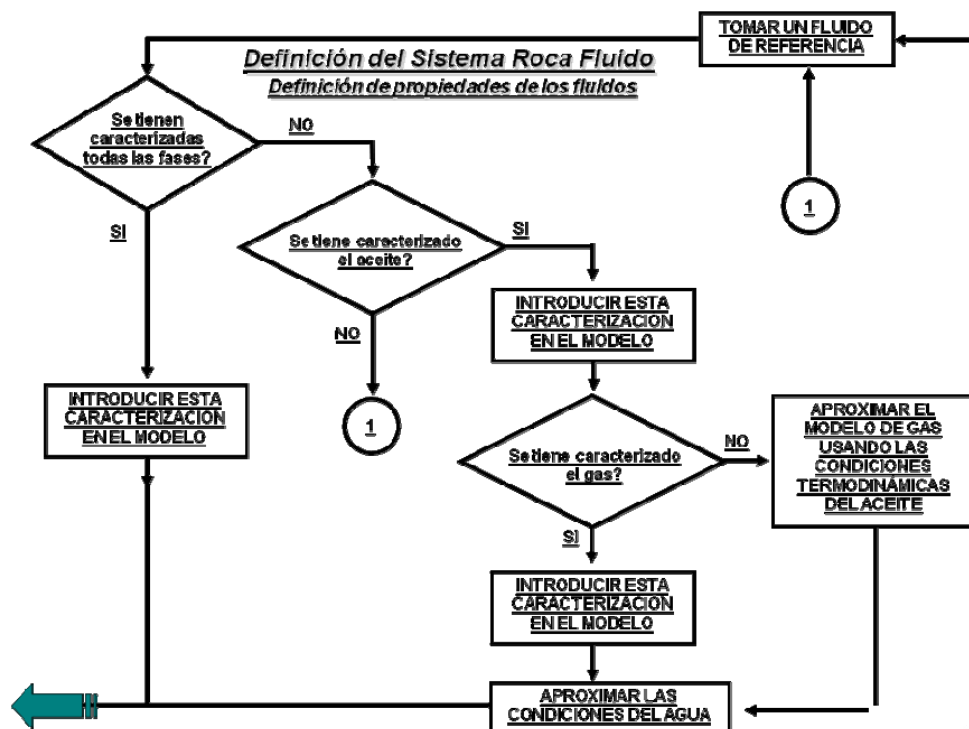
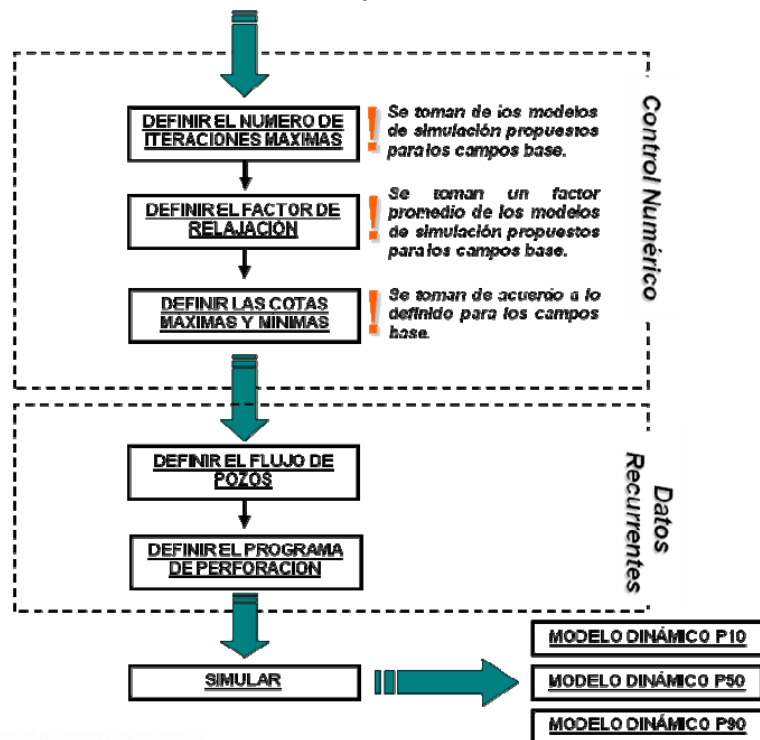


Figura 23. Diagrama de flujo que ilustra la metodología propuesta Elaborado por los autores.



3.1 MODELO GEOMÉTRICO

La geometría de la formación puede ser caracterizada con ayuda de los topes que se obtienen de los pozos exploratorios en cuestión, teniendo así una idea de la forma que esta puede presentar y planear una estrategia para su discretización. En caso tal de que la información sea pobre la metodología asume que el modelo es una caja que encierra las zonas de interés.

3.1.1. Discretización. Se debe tener en cuenta el espaciamiento entre los pozos ya sean productores o inyectores para definir arealmente la formación; entre más pequeñas sean las celdas mejor caracterizada resultará la zona de interés. Una incorrecta caracterización, puede acarrear problemas al momento de cargar el simulador, como lo es el no poder ubicar los pozos en las zonas donde se planeó fueran dispuestos. La discretización en profundidad está representada por cada formación que se desee modelar, es decir una capa por cada formación y aumentará su densidad de discretización en la medida en que la variación de propiedades así lo exija.

3.2 SISTEMA ROCA- FLUIDO

En esta fase se realiza el modelo estático del sistema teniendo en cuenta los datos de las propiedades de campos vecinos al área de estudio que pertenezcan a la misma cuenca, para ello se utilizan diversos métodos dependiendo del tipo de propiedad. Estas propiedades son:

- Curvas de Permeabilidad Relativa
- Porosidad
- Permeabilidad

- Espesores
- Propiedades de los fluidos. (PVT)

3.2.1. Curvas de Permeabilidad Relativa. Es de vital importancia definir una curva de permeabilidad relativa que represente adecuadamente el yacimiento. Debido a que se cuenta con una gran cantidad de datos provenientes de campos aledaños a la zona de estudio, es necesario realizar un doble filtro. El primero de ellos consiste en realizar un “CROSS PLOT” con el fin de llevar a cabo una primera selección, el segundo cuenta con las siguientes tres etapas:

- Normalizar las curvas seleccionadas
- Promediar las curvas normalizadas
- “Des normalizar” la curva promediada.

De esta manera se obtiene una curva única de permeabilidad relativa²

Cross Plot. Consiste en superponer todas las gráficas de permeabilidad relativa con que se cuenta para poder observar la tendencia que estas tienen y así llevar a cabo la selección inicial.

Normalización. Para normalizar las curvas, se deben determinar los valores de $[Sw_{irr}]$, $[Sor]$ y $[Sw_{irr} + Sor]$ para cada tabla, estos valores en su respectivo orden, se obtienen de la siguiente manera:

$[Sw_{irr}] =$ Máximo valor de Kro

² Marcelo Crotti. Licenciado en química, ex profesor de la cátedra Petrofísica y fluidos de reservorio. Argentina.

$[S_{or}]$ = Máximo valor de Krg

$[S_{wtrr} + S_{or}] = (1 - \text{Valor máximo de Saturación})$.

Una vez obtenidos dichos valores se ejecutan los siguientes tres pasos:

1. Dividir cada valor de saturación entre el valor de $[S_{wtrr} + S_{or}]$ calculado para cada tabla.
2. A continuación se divide cada valor de Krg entre el $[S_{wtrr}]$ correspondiente a cada tabla.
3. Por último los valores de la columna de Kro se dividirán entre el valor de $[S_{or}]$ obtenido.

Curvas de Permeabilidad Promediadas. Una vez han sido normalizadas las curvas de permeabilidad relativa, se prosigue a promediarlas, teniendo en cuenta que los valores iniciales de Krg y Kro son uno (1) y cero (0) respectivamente y que el valor de saturación es el promedio de las saturaciones evaluadas en Krg y Kro iniciales.

“**Des Normalización**”. En este último paso se obtiene la curva de permeabilidad relativa representativa de la formación, para ello se llevará a cabo el procedimiento inverso a la normalización. Antes de realizar la este procedimiento se deben promediar los valores de $[S_{wtrr}]$, $[S_{or}]$ y $[S_{wtrr} + S_{or}]$ de las tablas resultantes del primer filtro ya que estos datos serán necesarios más adelante.

3.2.2. Porosidad. Es necesario calcular un valor de porosidad para cada capa teniendo en cuenta los valores de porosidad de campos aledaños, estos valores pueden ser obtenidos de mapas de porosidad o por medio de análisis de núcleos. El valor de porosidad para cada

capa se calcula mediante el uso de una función de distribución normal para tres escenarios los cuales representarían las mejores condiciones P90, las peores condiciones P10 y las condiciones más probables P50.

3.2.3. Permeabilidad. Al igual que la porosidad, se deben calcular valores de permeabilidad para los percentiles P10, P50 y P90 para cada capa, teniendo en cuenta los valores de permeabilidad de campos vecinos. El valor de la permeabilidad se define mediante el uso de otra función estadística ya que el ordenamiento de los datos impide que la función de distribución normal sea empleada, por esta razón se hace uso de la función de distribución log Normal para determinar esta propiedad.

3.2.4. Espesores. Los espesores para cada capa se calculan para los diferentes percentiles mediante la función de distribución log normal ya que este tipo de datos provenientes de campos cercanos al área que se está explorando tienen un ordenamiento similar al que presentan los datos de permeabilidad.

3.2.5. Propiedades de los fluidos (PVT). Los estudios PVT se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner en producción el yacimiento, por esta razón es importante determinar el tipo de fluido que se encuentra en el área de estudio.

Existen varias maneras de determinar las propiedades de los fluidos que se encuentran en el yacimiento, para nosotros lo ideal sería realizar un muestreo de fluidos de la zona que se está explorando y posteriormente realizar el respectivo análisis PVT.

No siempre se puede contar con este tipo de muestras, por ello están disponibles otras alternativas como determinar las propiedades de los fluidos mediante el uso de software como *ECLIPSE 100* ó correlaciones como las de *Amoco* o *Standing*.

3.3. CONTROL NUMÉRICO

En esta etapa de la metodología se cargan los datos del modelo estático y dinámico como lo son porosidades, permeabilidades, espesores, curvas de permeabilidad relativa, tablas PVT de aceite, agua y gas además de una serie de parámetros que permiten controlar las “corridas” que se realizarán en el simulador para predecir el comportamiento del campo y el potencial que este pueda tener.

Entre los parámetros de control que se deben considerar para realizar dichas “corridas” se encuentran:

1. La producción de los pozos, basados en la producción de los campos aledaños, WOR y GOR máximos, presión promedio, máxima presión de fondo en contactos y de pozos para definir los topes máximos y mínimos. Igualmente presiones en cabeza y condiciones de flujo máximo, todo esto dependiendo de igual manera de las condiciones operacionales utilizadas en los pozos.
2. Se debe escoger el método de solución basándose en las sugerencias aportadas por los modelos de simulación de los campos de donde se obtuvo la información.
3. El valor de relajación para convergencia numérica se tomará partiendo de los valores de relajación obtenidos de los modelos de simulación de los campos de donde se obtuvo la información. Se promediarán estos factores

para tomar este valor como valor de arranque pudiendo hallar posteriormente el mejor factor mediante un ensayo prueba y error clásico.

4. Los delta de saturación pueden ser tomados de la misma forma como se estableció el factor de relajación para el método.

Después de tener en cuenta los anteriores ítems y una vez se obtienen todos los valores para determinar el modelo dinámico y estático del yacimiento se procede a cargar el simulador.

3.4. PREDICCIÓN

Las características del yacimiento, el conocimiento del ingeniero sobre el área de interés y los resultados de los estudios obtenidos por medio de la simulación determinarán el mecanismo de explotación más conveniente a implantar en el campo.

Algunas de las alternativas comúnmente evaluadas son³:

- Determinar el comportamiento futuro de un yacimiento bajo depleción natural.
- Investigar los efectos de las tasas de inyección/producción sobre el recobro de hidrocarburos.
- Localización de nuevos pozos para mantener objetivos de producción
- Evaluar la factibilidad y ventajas de diferentes procesos de recuperación.

³ MENDOZA, S. y ORDOÑEZ, J.C. (1997). Guía para el manejo del simulador ECLIPSE 100 para petróleo negro.

La parte más sensible de la metodología es la carencia de un posible amarre del comportamiento productivo a un ajuste del modelo. Solo se puede trabajar bajo el escenario de probabilidad en el cual los datos fueron analizados dando como resultado n posibles escenarios productivos en donde la probabilidad asociada es la misma que poseen los datos con los cuales está montado el modelo estático.

4. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA

En este capítulo se llevará a cabo la aplicación de la metodología propuesta anteriormente para realizar modelos de simulación numérica orientados al diseño de estrategias de desarrollo de prospectos exploratorios mediante el uso de datos de campos maduros vecinos. Adicional a esto se determinará el comportamiento futuro del yacimiento bajo agotamiento natural.

El área que se está explorando se encuentra en la Cuenca Catatumbo, por tal motivo los valores de las diferentes propiedades tanto de roca como de los fluidos empleados para realizar los diferentes cálculos provienen de los campos Petrolea, Rio Zulia y Tibú, siendo este último el campo más grande y con el que mayor información se cuenta. Se realizará la aplicación considerando el orden de las etapas mencionadas en el capítulo anterior.

4.1 MODELO GEOMÉTRICO

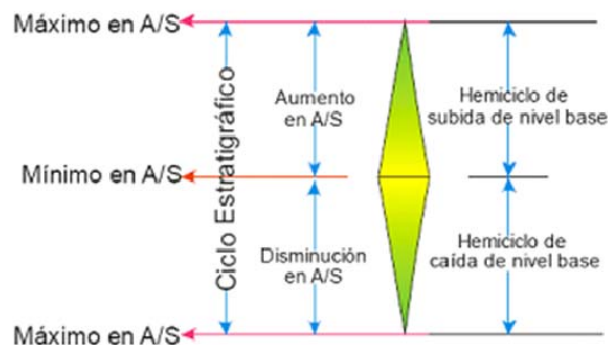
Para la ejecución de este proyecto se tuvo en cuenta el espaciamiento entre pozos de campos aledaños que pertenecen a la Cuenca Catatumbo, considerando un espaciamiento de 90 acres y un valor para el área estimada de 600 acres para la óptima producción del campo; con estos datos se calcula el valor correspondiente a cada celda al igual que el número de celdas necesarias para discretizar arealmente el yacimiento.

La formación fue dividida en cuatro (4) capas o ciclos, referenciados en el trabajo de grado *“Definición del modelo estático para la formación Barco en el área A, B y D, campo Tibú, cuenca del Catatumbo, Colombia”*, como se especifica a continuación:

Ciclos Estratigráficos – Formación Barco. Cada uno de los ciclos estratigráficos asignados para la Formación Barco corresponde a ciclos estratigráficos de tercer orden. Los *ciclos de tercer orden* corresponden a ciclos de cambios relativos del nivel del mar que tienen una duración del orden de 1 a 10 millones de años. Son ciclos fundamentales que representan un hem ciclo de caída y subida, por ello mismo, los ciclos de segundo y tercer orden están compuestos de más de un ciclo de tercer orden.

Cada ciclo estratigráfico se define entre dos superficies de máxima relación de espacio de acomodación versus suministro de sedimento (A/S). Se definió el ciclo estratigráfico de esta manera debido a que los límites cronoestratigráficos se localizan casi siempre en o cerca de máximos en A/S. Los máximos en A/S pueden coincidir con superficies de máxima inundación, los mínimos en A/S con superficies de inconformidad o también pueden marcar el punto de mayor progradación o somerización de la cuenca. Se propone que las rocas depositadas durante esta disminución de A/S corresponden a un hem ciclo de caída de nivel base y las rocas depositadas durante el aumento en A/S corresponden a un hem ciclo de subida de nivel base. Ver figura 23.

Figura 24. Secuencias estratigráficas.



Fuente: Tomada de "Definición del modelo estático para la formación Barco en el área A, B y D, campo Tibú, cuenca del Catatumbo, Colombia"

La caracterización de la Formación Barco fue definida basada en la respuesta a los registros de pozo, básicamente a partir del registro de potencial espontáneo (SP) o del registro de rayos Gamma (GAMMA RAY) con soporte de los registros resistivos normal corto (SN) y registro resistivo normal largo (LN); dentro de un marco de estratigrafía de secuencias.

Se identificaron en dichos registros cuatro ciclos estratigráficos asimétricos de alta frecuencia (cuarto orden) que pueden ser agrupados dentro de un ciclo de mediana frecuencia (tercer orden) de disminución de la relación A/S. Los ciclos desde más antiguo a más joven (Ciclo I – Ciclo IV), incluyen sedimentos depositados entre una marcada distinción de cambios faciales marinos a no marinos considerado como el límite inferior; y el límite superior un marcador litológico de niveles de carbón (Tope de la Formación Barco ó Tope del Ciclo IV), reflejo del abandono de una secuencia deltaica. Cada uno de estos ciclos representa secuencias de somerización hacia el tope del ambiente de depósito y fueron correlacionados a lo largo del campo.

4.1.1 Ciclo I. El ciclo I se caracteriza por un desarrollo amplio y dominante de depósitos correspondientes a depósitos de bahía interdistributaria, y barras proximales dentro de la planicie deltaica inferior a superior; está caracterizado por depósitos relacionados a canales abandonados, también son frecuentes y pueden ser depósitos con buenas características como reservorio.

Este ciclo está representado por predominio de facies finas y por poco desarrollo de facies arenosas. Estos sedimentos arcillosos constituyen barreras de permeabilidad a unidades de flujo tanto vertical como horizontalmente.

4.1.2 Ciclo II. Siguiendo la secuencia deltaica por encima del Ciclo I, este ciclo está caracterizado por depósitos asociados a una planicie deltaica inferior afectados por una influencia mareal y representan depósitos de canales distributarios, barras de desembocadura, barras proximales y rellenos de bahía interdistributaria principalmente. En este ciclo se observa un predominio de secuencias granodecrecientes / secuencias granocrecientes de base a tope del ciclo.

Presenta un buen desarrollo de facies arenosas y un bajo desarrollo de facies finas.

La morfología general de este ciclo consta de un hemicycle de subida que predomina sobre el hemicycle de caída, donde hacia la base encontramos los valores máximos de A/S (tope del Ciclo I); seguidamente se presenta un hemicycle de disminución de A/S representado por paquetes arenosos de canales distributarios/barras de desembocadura principalmente; y conforme continúa hacia arriba los valores de A/S aumentan hasta llegar al tope con el suprayacente Ciclo III.

4.1.3 Ciclo III. El ciclo III fue depositado en una situación similar al Ciclo II pero con predominio de condiciones deltaicas inferiores. Los principales tipos de depósito asociados a este ciclo corresponden a barras de desembocadura, barras proximales y en menor proporción rellenos de bahía interdistributaria y canales distributarios abandonados. En este ciclo se observa un predominio de secuencias granocrecientes / secuencias granodecrecientes de base a tope del ciclo. Presenta un buen desarrollo de facies arenosas y de facies finas en proporciones un tanto similares. La morfología general de este ciclo consta de un hemicycle de subida que predomina sobre el hemicycle de caída, donde hacia la base encontramos los valores máximos de A/S (tope del Ciclo II). Después de este máximo de A/S se presenta un hemicycle de disminución de A/S representado por la

progradación de depósitos asociados al Ciclo III hasta un mínimo de A/S que puede corresponder a un punto de máxima progradación. Seguido de este punto, se presenta un hemiciclo de subida en A/S y conforme continúa hacia arriba los valores de A/S vuelven a aumentar hasta llegar al tope con el suprayacente CICLO IV.

4.1.4 CICLO IV

La secuencia deltaica se cierra en este ciclo por depósitos de planicie deltaica superior. Este ciclo está caracterizado por depósitos asociados a una planicie deltaica superior afectados por una influencia mareal representados por depósitos de relleno de bahía interdistributaria y bahía interdistributaria principalmente donde muy esporádicamente ocurren depósitos de barras proximales, paleosuelos y de albufera; este último depósito es relacionado con niveles de carbón que ayuda en marcar el contacto entre la Formación Barco con la suprayacente Formación Los Cuervos. Presenta un pobre desarrollo de facies de areniscas pero un buen desarrollo de facies finas principalmente lo que puede actuar como barreras de permeabilidad

La morfología general de este ciclo consta de un hemiciclo de caída donde hacia la base encontramos los valores máximos de A/S (Tope del Ciclo III) y conforme continúa hacia arriba los valores de A/S disminuyen hasta llegar al tope de la Formación Barco.

4.2 DEFINICIÓN DEL SISTEMA ROCA -FLUIDO

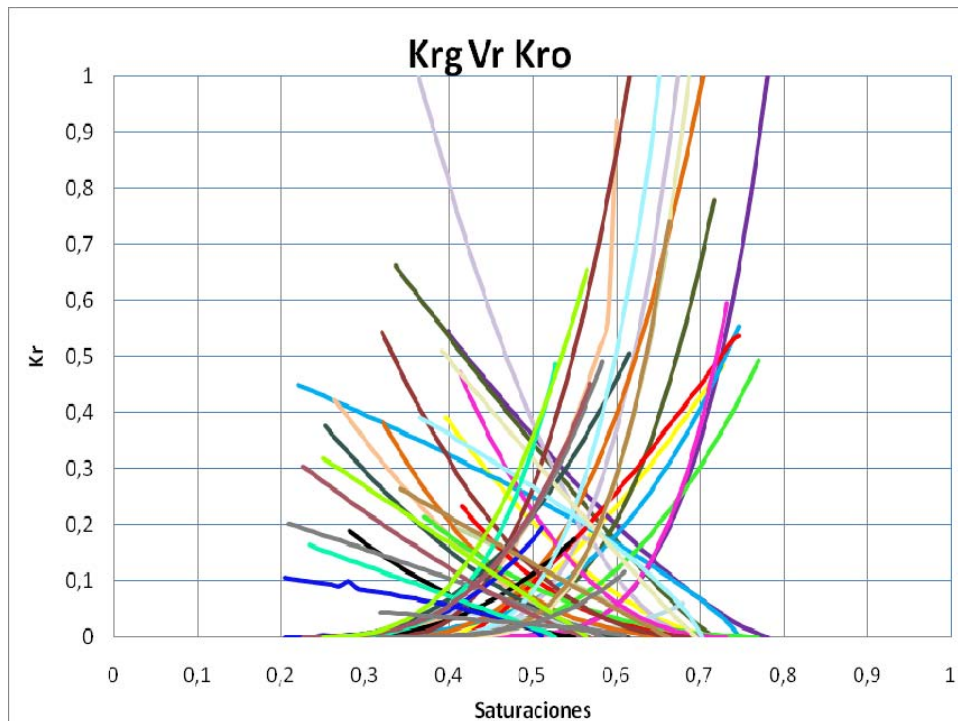
4.2.1 Determinación de las Curvas De Permeabilidad relativa. Se deben determinar las diferentes curvas de permeabilidad para caracterizar de la mejor manera el yacimiento que se está explorando; para este caso en particular las siguientes curvas fueron estimadas:

- Kr, Gas – Aceite
- Kr, Gas – Agua
- Kr, Agua – Oil

i. Realización del Cross Plot .

Se graficaron todas las curvas de permeabilidad relativa con base en los datos disponibles que se tienen de campos aledaños a la zona de interés; una vez realizado esto se superponen todas estas curvas para observar las tendencias como se muestra a continuación.

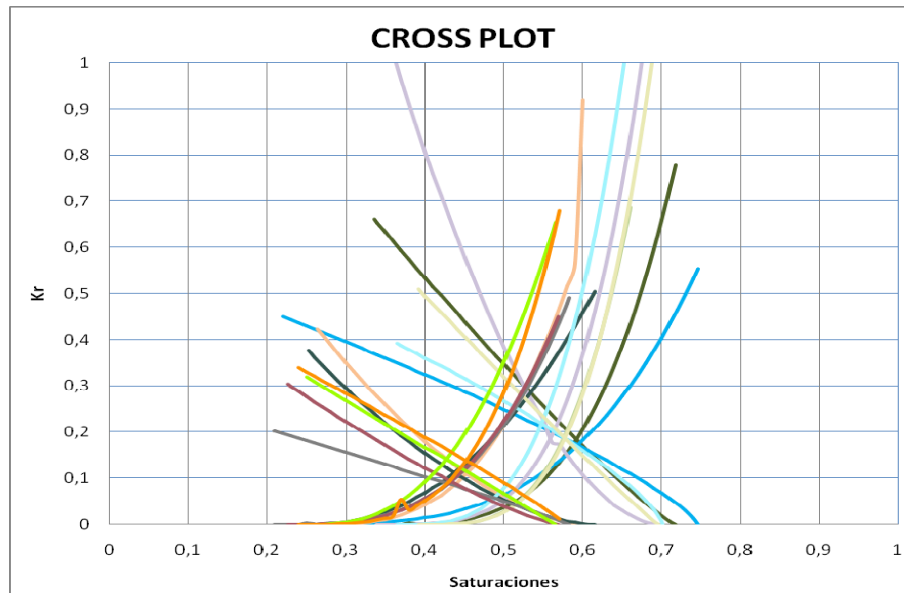
Figura 25. Grafica de las diferentes curvas de permeabilidad superpuestas



En la grafica anterior donde se superponen las curvas de permeabilidad relativa se marcan dos estilos, esto permite descartar algunas de ellas debido

a que estas no concuerdan con ninguna de las tendencias; en conclusión el siguiente gráfico muestra las curvas seleccionadas en este primer filtro.

Figura 26. Gráfica de las curvas de permeabilidad seleccionadas



Fuente: Elaborada por los autores.

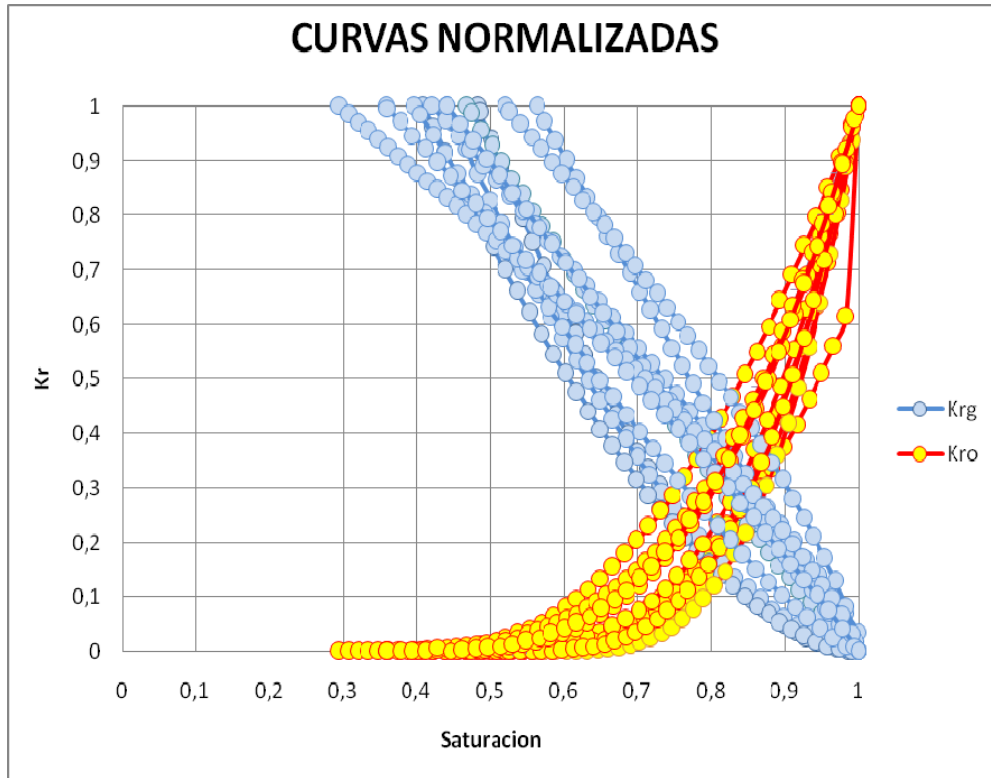
Las tablas elegidas que corresponden a la anterior gráfica y que consecutivamente serán normalizadas están disponibles en el ANEXO 1.

ii. Normalización de las curvas seleccionadas

En el capítulo anterior se menciona como se lleva a cabo la normalización de las curvas de permeabilidad relativa ejecutando tres pasos, esto se realiza para las tablas resultantes del primer filtro.

Las graficas de las curvas de permeabilidad normalizadas se superponen de la siguiente manera.

Figura 27. Grafica de las curvas de permeabilidad relativa normalizadas.



iii. Promedio de las curvas normalizadas

Para realizar el promedio de las curvas de permeabilidad relativa se debe tener en cuenta que el valor de saturación inicial de la tabla corresponde al promedio de las saturaciones cuando los valores de K_{rg} y K_{ro} son uno (1) y cero (0) respectivamente, así mismo se incrementará en cinco (5) centésimas el valor de saturación hasta que esta sea uno (1). Para determinar los valores de K_{rg} y K_{ro} se promedia el valor de permeabilidad correspondientes a cada valor de saturación.

A continuación se muestran las tablas utilizadas para llevar a cabo los respectivos promedios, la tabla de permeabilidad resultante y la gráfica de la curva de permeabilidad relativa promedio.

Tablas 6. Tablas empleadas para realizar el promedio de las curvas de permeabilidad relativa.

TIBU 464-C

So	Krg	Kro
0,5	0,94131486	7,1571E-07
0,55	0,77576605	0,00031548
0,6	0,624737	0,00273344
0,65	0,48897961	0,01131584
0,7	0,3683524	0,03174452
0,75	0,26370716	0,07252001
0,8	0,1589757	0,14291339
0,85	0,10344001	0,25598056
0,9	0,04921334	0,42435765
0,95	0,01408321	0,66575809
1	0	1

TIBU 464-C

So	Krg	Kro
0,45	0,97056854	3,2616E-06
0,5	0,82879641	0,00086433
0,55	0,69621406	0,00526968
0,6	0,57313619	0,01610041
0,65	0,45992244	0,03621261
0,7	0,3569987	0,06844497
0,75	0,2648784	0,11561987
0,8	0,18420038	0,18055208
0,85	0,11579749	0,26604551
0,9	0,06083148	0,37489862
0,95	0,02113131	0,50990117
1	0	1

TIBU 490

So	Krg	Kro
0,5	0,9320779	4,0313E-05
0,55	0,82566414	0,00119419
0,6	0,72099526	0,00649245
0,65	0,61831917	0,02087399
0,7	0,51781384	0,05001579
0,75	0,5166597	0,10119466
0,8	0,32476578	0,18250152
0,85	0,23322418	0,30244957
0,9	0,14632118	0,47204798
0,95	0,06592287	0,70048057
1	0	1

TIBU 493-C

So	Krg	Kro
0,45	0,86569399	0,00184892
0,5	0,7919656	0,00747119
0,55	0,71774866	0,01982647
0,6	0,64297478	0,04202024
0,65	0,56756683	0,07745022
0,7	0,49143828	0,12950812
0,75	0,41444659	0,20180675
0,8	0,3364162	0,29810127
0,85	0,25704802	0,42226242
0,9	0,17585416	0,57827325
0,95	0,09191883	0,77078656
1	0	1

TIBU 464-C

So	Krg	Kro
0,45	0,88463349	0,00268872
0,5	0,75200676	0,01537435
0,55	0,62840471	0,04068484
0,6	0,51411274	0,08004734
0,65	0,40946275	0,13451966
0,7	0,3148938	0,20504908
0,75	0,23085816	0,29233425
0,8	0,15791005	0,3969666
0,85	0,09681714	0,51951757
0,9	0,04865229	0,66050568
0,95	0,01514333	0,82040279
1	0	1

TIBU 464-C

So	Krg	Kro
0,45	0,95573942	2,784E-05
0,5	0,87791588	0,00083079
0,55	0,79947398	0,00467405
0,6	0,72034293	0,01496591
0,65	0,64043067	0,07798847
0,7	0,54926871	0,07313515
0,75	0,47772397	0,13218651
0,8	0,39456342	0,21949929
0,85	0,30979915	0,34185286
0,9	0,22288716	0,50755514
0,95	0,13274679	0,72398612
1	0	1

TIBU 464-C

So	Krg	Kro
0,45	0,98652823	4,4778E-05
0,5	0,89697664	0,00251986
0,55	0,80741359	0,01277959
0,6	0,71783939	0,03510822
0,65	0,62825083	0,07296766
0,7	0,53864595	0,12924761
0,75	0,44902442	0,20670681
0,8	0,35937935	0,30792551
0,85	0,26970916	0,43533928
0,9	0,17999956	0,59185232
0,95	0,09023345	0,77927231
1	0	1

TIBU 416-C

So	Krg	Kro
0,45	0,89012467	0,00055749
0,5	0,78773293	0,00421128
0,55	0,68818357	0,01425465
0,6	0,59169309	0,03415829
0,65	0,49853848	0,06754595
0,7	0,40912582	0,11845132
0,75	0,32382429	0,19040679
0,8	0,24322037	0,28723587
0,85	0,16814131	0,41281269
0,9	0,09989353	0,5710632
0,95	0,04092275	0,76595782
1	0	1

TIBU 464-C

So	Krg	Kro
0,5		
0,55	0,95321379	0,00011235
0,6	0,87286752	0,00254641
0,65	0,78990185	0,01288992
0,7	0,70387844	0,0379769
0,75	0,61408986	0,08620721
0,8	0,5196214	0,16603311
0,85	0,41882795	0,28756511
0,9	0,3089473	0,46038034
0,95	0,18309383	0,69585624
1	0	1

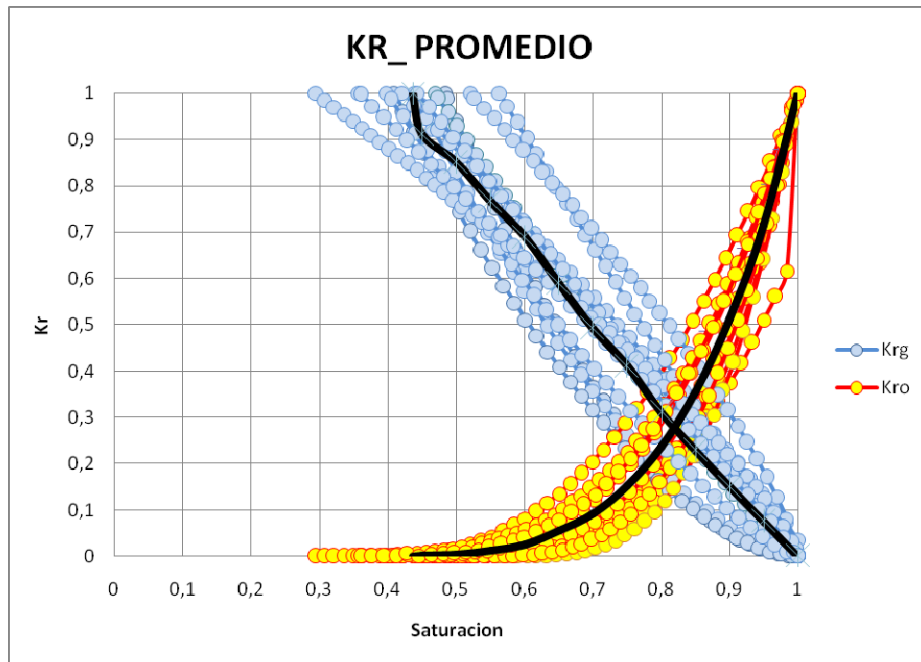
TIBU 464-C

So	Krg	Kro
0,5		
0,55		
0,6	0,91000295	0,00015878
0,65	0,78901932	0,0031541
0,7	0,66918477	0,01586248
0,75	0,5506714	0,04815112
0,8	0,43374229	0,11253765
0,85	0,318753	0,22310513
0,9	0,20635878	0,39696975
0,95	0,09780168	0,65109977
1	0	1

Tabla.7. Permeabilidad relativa promedio.

KR Promedio		
So	Krg	Kro
0,43629091	1	0
0,45	0,91091604	0,00156361
0,5	0,85109837	0,00513344
0,55	0,76578695	0,01303031
0,6	0,68887019	0,02652641
0,65	0,5890392	0,05557329
0,7	0,49196007	0,09185158
0,75	0,41058839	0,15195057
0,8	0,31127949	0,23768223
0,85	0,22915574	0,35534467
0,9	0,14989588	0,51188323
0,95	0,07529981	0,71460906
1	0	1

Figura 28. Curva de permeabilidad relativa promedio “des normalizada”.



iv. “Des Normalización” de la curva promediada

En este último paso se obtiene la curva de permeabilidad relativa que será cargada finalmente en el software.

Existen tres pasos para “des normalizar” la curva de permeabilidad relativa promedio; el primero consiste en “des normalizar” los diferentes valores de saturación, esto se realiza multiplicando cada valor de la columna por $(1 - [S_{wirr} / S_{or}])$, posteriormente se procede a “des normalizar” la columna correspondiente a los valores de Krg multiplicando cada valor por $[S_{wirr}]$ y finalmente multiplicando cada valor de Kro por $[S_{or}]$.

El resultado final de la curva de permeabilidad relativa se muestra a continuación.

Tabla. 8. Promedio de valores

Iniciales

[Swirr]	0,46534236
[Sor]	0,5819325
Swirr+Sor	0,33475

Tabla 9. Valores de la

curva de permeabilidad final

Sg	Krg	Kro
0,33475	0	0,5819325
0,3680125	0,03504019	0,41585424
0,401275	0,0697529	0,29788149
0,4345375	0,10663587	0,20678661
0,4678	0,14485153	0,13831501
0,5010625	0,19106417	0,08842497
0,534325	0,22892986	0,05345142
0,5675875	0,27410489	0,0323399
0,60085	0,32056048	0,01543658
0,6341125	0,35635311	0,00758228
0,667375	0,39605213	0,00298731
0,7006375	0,42388782	0,00090991
0,70875747	0,46534236	0

Figura 29. Curva de permeabilidad relativa final que será cargada en el simulador.

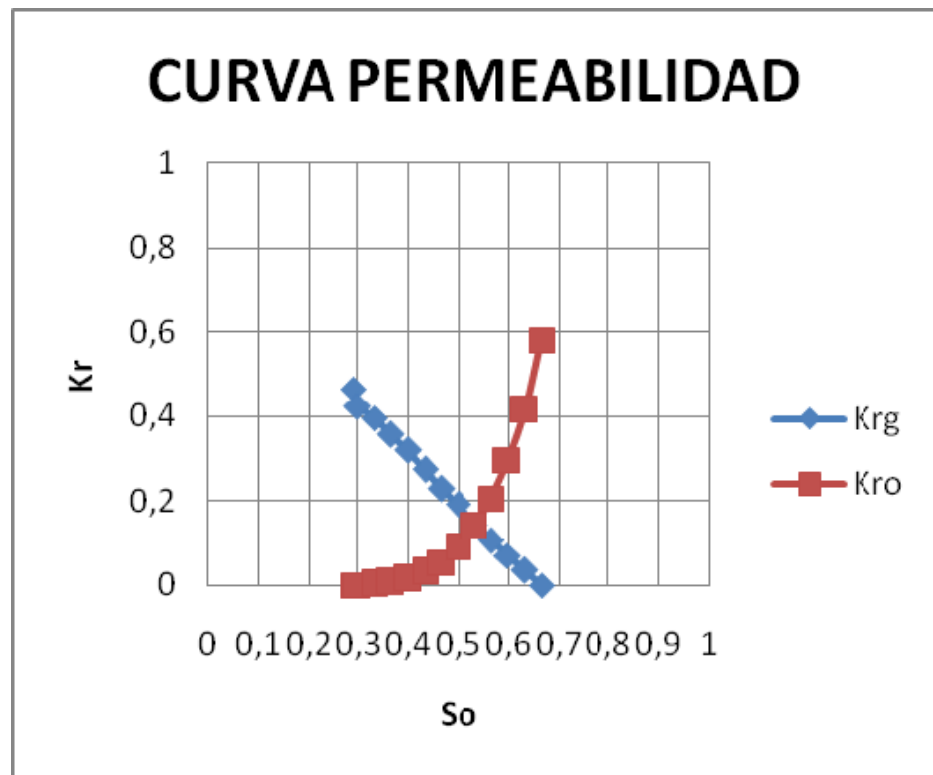
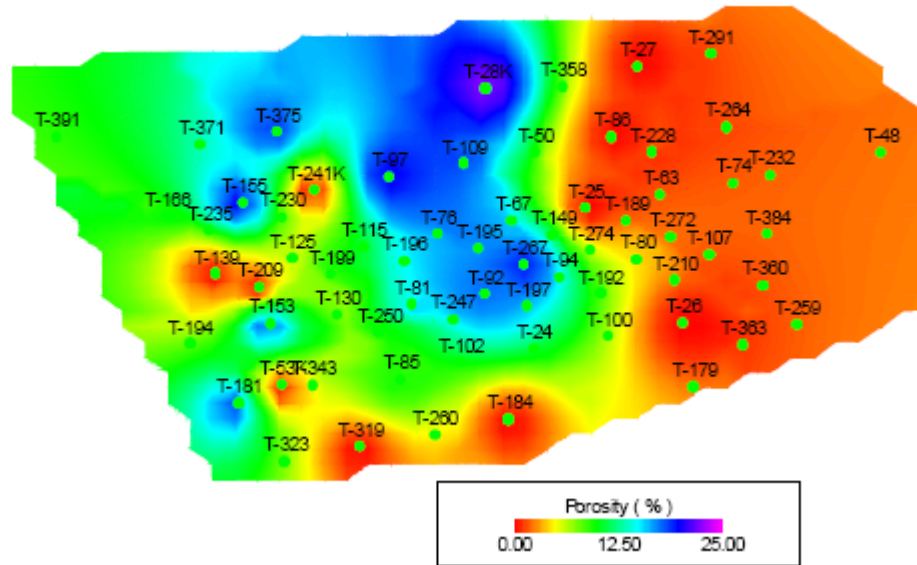


Figura 31. Mapa de porosidad para el ciclo I. Formación Barco. Campo Tibu área B.



Fuente: Tomada de "Definición del modelo estático para la formación barco en el área a, b y d, campo tibu, cuenca del catatumbo, Colombia".

Los valores de porosidad obtenidos de los mapas anteriores y de núcleos, se ordenan de menor a mayor para posteriormente realizar la gráfica de la función de distribución normal. Se calcula el valor de la media (μ) y de la desviación estándar (σ) por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (46)$$

$$\sigma^2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\mu - x_i)^2}{n}} \quad (47)$$

donde:

- X_i representa cada valor de porosidad obtenido de los mapas y de núcleos
- n indica la cantidad de valores de porosidad con que se cuenta.

Para este caso referente al ciclo I los valores para (μ) y (σ) son:

Tabla 10. Valores para la media y la desviación estándar para el ciclo I

(μ)	(σ)
9,78288679	5,82759659

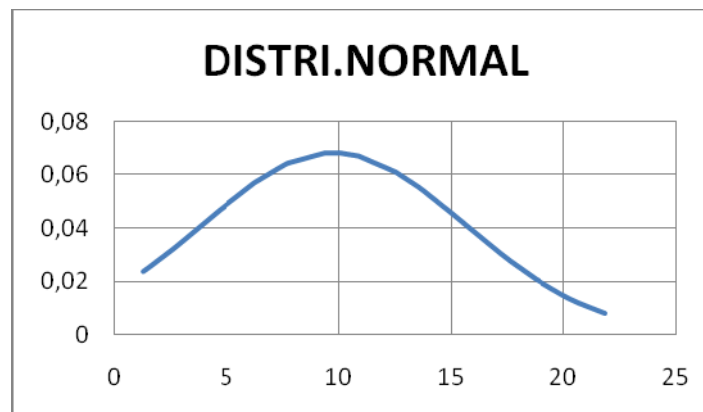
Ahora con ayuda de la siguiente ecuación y conociendo de antemano los valores correspondientes a (μ) y (σ) se grafican los respectivos valores de porosidad.

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

(48)

Los resultados fueron los siguientes:

Figura 32. Grafica de distribución normal para porosidad.



Con la gráfica anterior se puede corroborar que la función de distribución utilizada es la adecuada ya que la gráfica cumple con las siguientes condiciones:

- La curva normal es en forma de campana y presenta un pico en centro de la distribución. La media, la mediana y la moda de la distribución son iguales y están localizadas en el centro.
- La distribución normal es simétrica respecto a su media, por lo tanto el área de la curva que está a la derecha de la media es igual a la que está a la izquierda.
- La curva normal decrece uniformemente en ambas direcciones a partir del valor central. Es asintótica respecto al eje horizontal.

Una vez confirmada la función de distribución a utilizar se procede a calcular el valor de los percentiles, estos percentiles representaran las mejores y peores condiciones así como las condiciones más probables de porosidad. Son calculados de la siguiente manera:

$$t = \frac{X - \mu}{\sigma} \quad (49)$$

donde:

X= Valor de la porosidad

Despejando X la ecuación queda de la siguiente manera:

$$X = (t * \sigma) + \mu \quad (50)$$

El valor de t varía para cada percentil. Con ayuda de la tabla que se encuentra en el ANEXO 6 se calcula dicho valor. A continuación se muestra parte de la tabla que permite en este caso determinar el valor t para el percentil P90. Esta tabla se utiliza de la siguiente manera:

Tabla 11. Segmento de la tabla para determinar el valor de t correspondiente al percentil P90

T	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
1.2	0.8849	0.8869	0.8888	0.8907	0.8925	0.8944	0.8962	0.8980	0.8997	0.9015
1.3	0.9032	0.9049	0.9066	0.9082	0.9099	0.9115	0.9131	0.9147	0.9162	0.9177

Se identifica el respectivo valor ya sea 0.90, 0.10 ó 0.50 según sea el caso; cuando sea ubicado, la cifra entera y el primer decimal de t se buscan en la primera columna, y el segundo decimal en la cabecera de la tabla. Es decir para P90 el valor de t correspondiente se encuentra entre 1.28 y 1.29 para lo cual se debe recurrir a una sencilla labor de interpolación que determine con exactitud el valor de t. De esta manera se concluye que el valor para el percentil P90= 1.282513. Para los tres valores restantes correspondientes a P50 y P10 se procede de igual manera; finalmente el valor de t para cada percentil es:

Tabla 12. Valores de t correspondientes a los percentiles P10, P50 y P90.

T		
P10	P50	P90
- 1.282513	0	1.282513

Ya conociendo estos valores para t se calculan entonces los valores de Porosidad correspondientes al Ciclo I; los resultados son los siguientes.

Tabla 13. Valores de porosidad correspondientes a los percentiles P10, P50 y P90 del ciclo I.

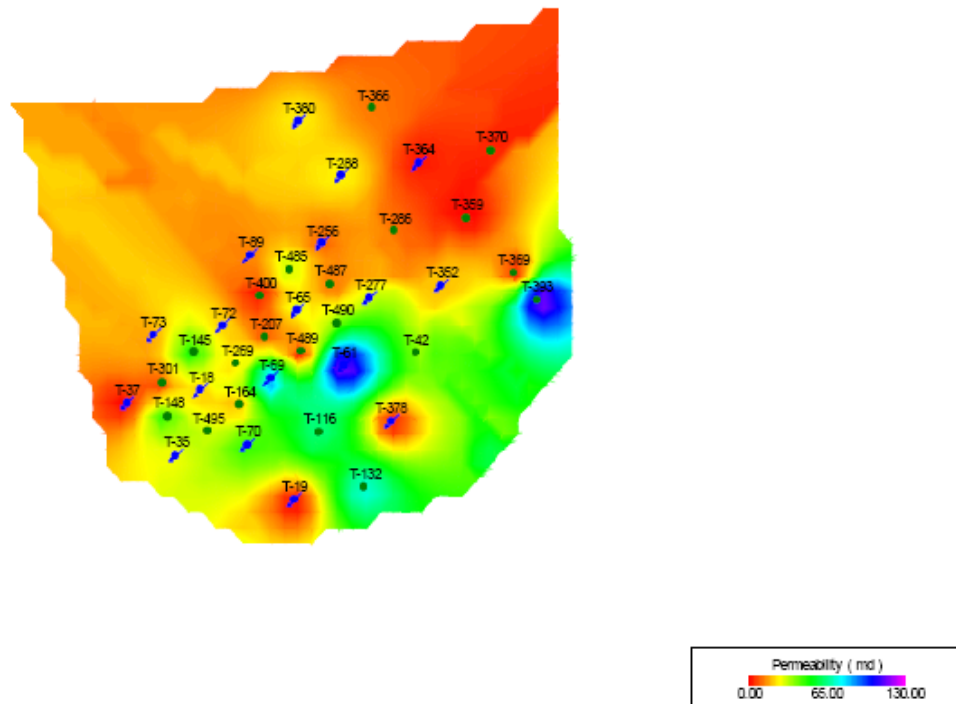
P10	P50	P90
2.30	9.78	17.25

Este procedimiento en su totalidad como se mencionó anteriormente, se sigue para calcular todos los valores de porosidad correspondientes a los tres ciclos restantes.

4.2.3. Cálculo de la Permeabilidad. Los pasos para determinar la permeabilidad para cada capa fueron los siguientes:

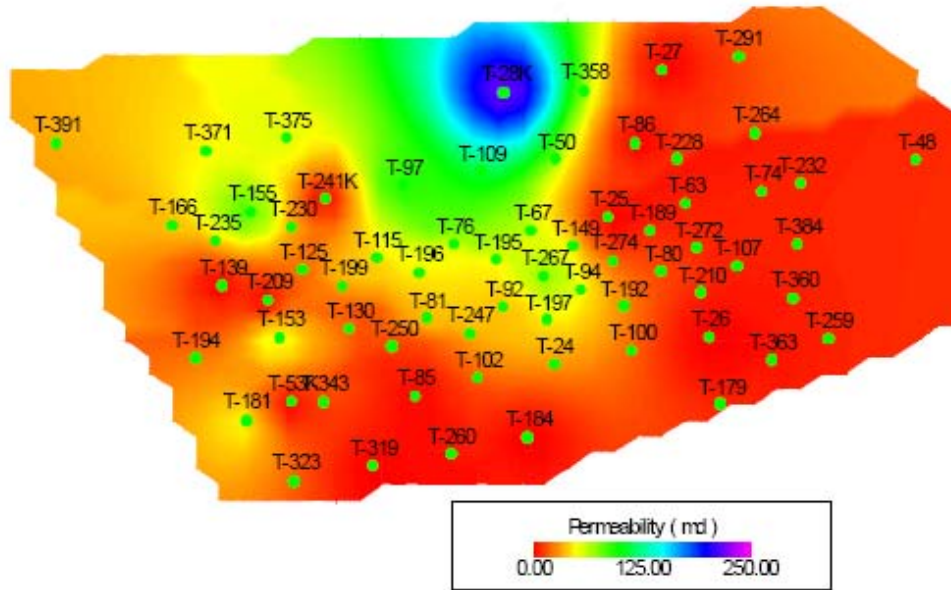
1. Se deben conocer valores de permeabilidad pertenecientes a la cuenca catatumbo, formación barco, ciclo I. Estos valores se obtienen de mapas de permeabilidad y núcleos pertenecientes a dicha área como lo muestra la siguiente figura.

Figura 33. Mapa de permeabilidad para el ciclo I. Formación Barco. Campo Tibu área A.



Fuente: Tomada de "Definición del modelo estático para la formación barco en el área a, b y d, campo tibú, cuenca del catatumbo, Colombia".

Figura 34. Mapa de permeabilidad para el ciclo I. Formación Barco. Campo Tibu área A.



Fuente: Tomada de "Definición del modelo estático para la formación barco en el área a, b y d, campo tibú, cuenca del catatumbo, Colombia".

2. Una vez se conozcan los datos de permeabilidad de los campos vecinos se ordenan estos valores de forma ascendente y se grafican para determinar cuál es la función de distribución más adecuada y así calcular el valor de permeabilidad correspondiente a la primera capa.

3. Para realizar la gráfica de la función de distribución normal se debe calcular primero el valor de la media (μ) y de la desviación estándar (σ) por medio de las ecuaciones:

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (46)$$

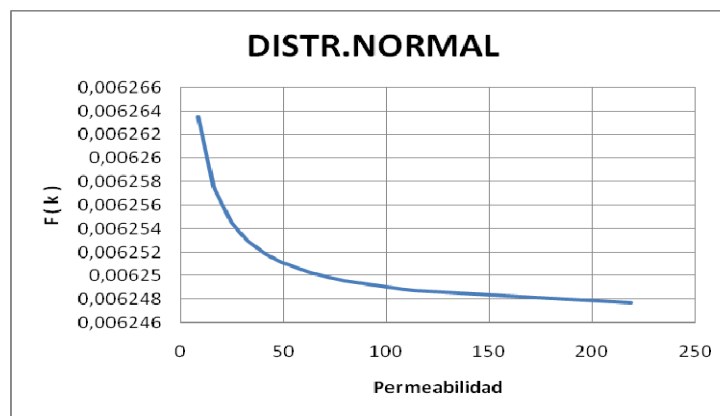
$$\sigma^2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\mu - x_i)^2}{n}} \quad (47)$$

4. Una vez obtenidos estos valores procedemos a graficar la función de distribución con ayuda de la ecuación:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (48)$$

La siguiente figura detalla los resultados.

Figura 35. Grafica de distribución normal para la permeabilidad



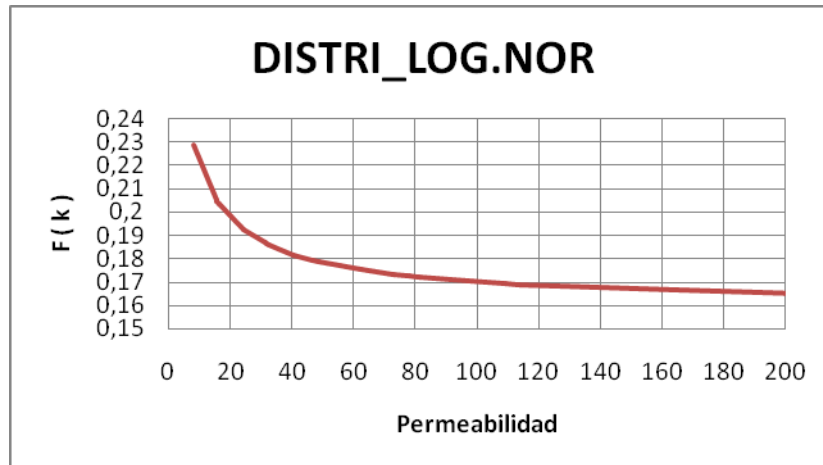
De la gráfica anterior se concluye que la función de distribución normal no es la adecuada para determinar los valores de permeabilidad correspondientes a cada ciclo ya que dicha gráfica no cumple con las condiciones requeridas para que así sea.

Fue así como se optó como otra alternativa, graficar la función de distribución Log normal mediante la ecuación que se muestra a continuación:

$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-(\ln x - \mu)^2 / 2\sigma^2} \quad (51)$$

La gráfica resultante fue la siguiente:

Figura 36. Grafica de distribución Log normal para la permeabilidad.



Esta gráfica muestra claramente el comportamiento típico de una función de distribución Log normal, por ende será esta la función empleada para calcular el valor de permeabilidad para el ciclo I cuyos percentiles P10, P50 Y P90 se calculan de la siguiente manera:

Calcular la permeabilidad correspondiente al percentil P90 para la primera capa, sabiendo que K (*permeabilidad*) se distribuye con un comportamiento lognormal con:

Tabla 14. Valores de la media y la desviación estándar para determinar la permeabilidad.

media (μ)	desviación estándar (σ)
37.33	30.74

Se realizan las siguientes transformaciones para poder emplear dicha función de distribución.

$$\mu' = \ln\left(\frac{\mu^2}{\sqrt{\mu^2 + \sigma^2}}\right)$$

$$\sigma' = \sqrt{\ln\left(\frac{\sigma^2}{\mu^2} + 1\right)} \quad (53)$$

Una vez realizada dicha transformación se calcula el valor de la permeabilidad a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Permeabilidad} = e^{(t \cdot \sigma' + \mu')} \quad (54)$$

Donde el valor de t se calcula con ayuda de la tabla ubicada en el ANEXO 6. De esta manera los resultados de permeabilidad para los diferentes percentiles en el Ciclo I fueron:

Tabla 15. Valores de permeabilidad correspondiente a los percentiles P10, P50 y P90.

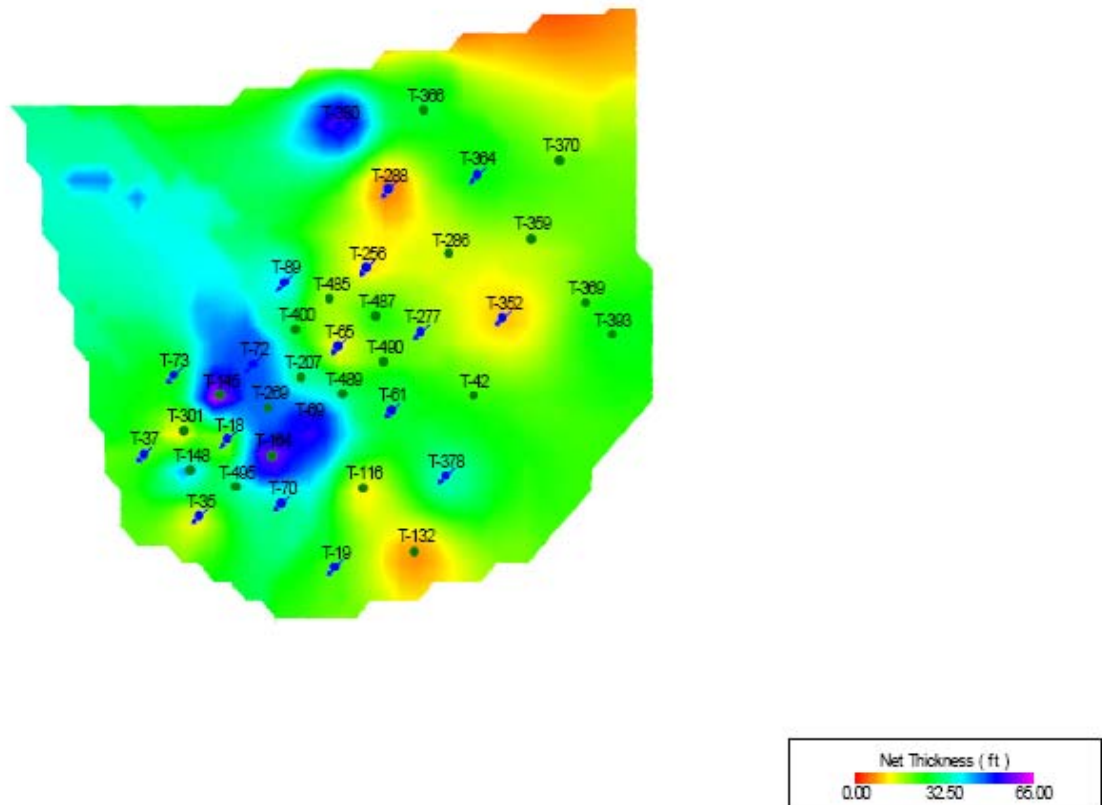
P10	P50	P90
11.45415479	28.8221903	72.52553

Y así se procede de la misma manera para los tres ciclos restantes cuyos datos de permeabilidad son mostrados en el ANEXO 3.

4.2.4 Cálculo de los Espesores. Para determinar los espesores que pertenecen a cada ciclo se lleva a cabo el mismo procedimiento utilizado para hallar los valores de permeabilidad. De manera general los pasos son los siguientes:

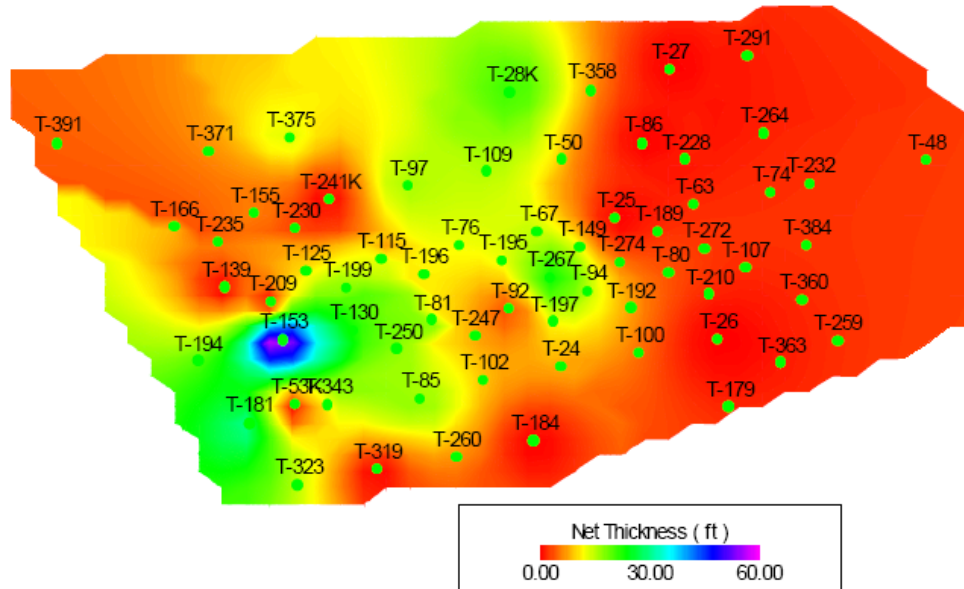
1. Conocer valores de espesores pertenecientes a la cuenca catatumbo, formación barco, ciclo I. Estos valores se obtienen de mapas de espesores y núcleos pertenecientes a dicha área.

Figura 37. Mapa de Espesores para el ciclo I. Formación Barco. Campo Tibu área A.



Fuente: Tomada de "Definición del modelo estático para la formación barco en el área a, b y d, campo tibú, cuenca del catatumbo, Colombia"

Figura 38. Mapa de Espesores para el ciclo I. Formación Barco. Campo Tibu área B.



Fuente: Tomada de "Definición del modelo estático para la formación barco en el área a, b y d, campo tibu, cuenca del catatumbo, Colombia".

2. Una vez conocidos los datos de Espesor se ordenan de menor a mayor, y se calcula la media y la desviación estándar mediante las ecuaciones:

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (46)$$

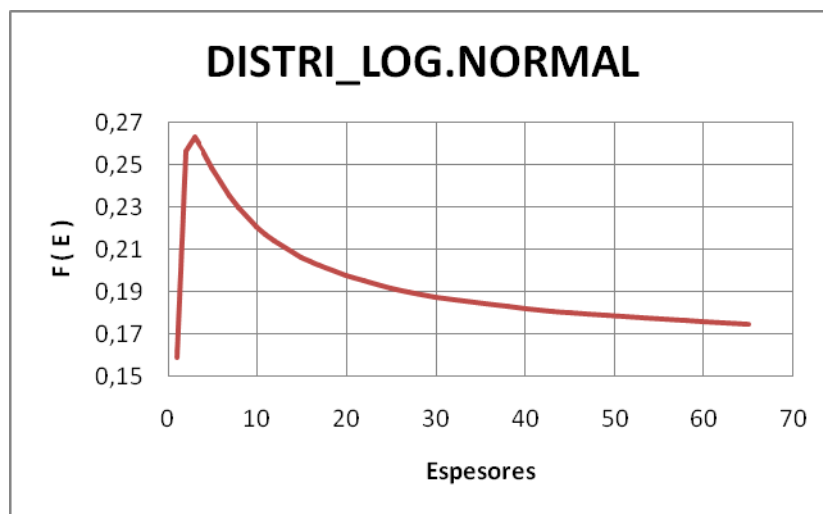
$$\sigma^2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\mu - x_i)^2}{n}} \quad (47)$$

Posteriormente se grafica la función de distribución log normal con base en la ecuación:

$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-(\ln x - \mu)^2 / 2\sigma^2} \quad (51)$$

Para determinar si esta función es la más adecuada. La siguiente es la figura resultante.

Figura 39. Grafica de distribución log normal para el espesor.



Esta curva es característica de una función de distribución log normal por ende será la empleada para calcular el valor de espesor para cada ciclo, y para los ciclos restantes.

Los valores de Espesor correspondientes a los percentiles P10, P50 y P90 para el Ciclo I se calculan usando las transformaciones mencionadas

$$\mu' = \ln\left(\frac{\mu^2}{\sqrt{\mu^2 + \sigma^2}}\right) \quad (52)$$

$$\sigma' = \sqrt{\ln\left(\frac{\sigma^2}{\mu^2} + 1\right)} \quad (53)$$

y consecutivamente se calcula el valor del espesor de la capa por medio de la siguiente ecuación.

$$Espesor = e^{(t*\sigma' + \mu')} \quad (55)$$

Donde el valor de t se determina mediante la tabla de función de distribución normal mostrada en el ANEXO 6, así los resultados de espesores para los diferentes percentiles en el Ciclo I fueron:

Tabla 16. Valores de los espesores correspondientes a los percentiles P10, P50 y P90 del ciclo I.

P10	P50	P90
4.6299 [ft]	12.727 [ft]	4.9881 [ft]

Igualmente se procede para los tres ciclos restantes cuyos datos de espesores se muestran en el ANEXO 4.

4.2.5 Determinación de las Propiedades de los fluidos. Ya para este caso en particular, se cuenta con un estudio PVT realizado sobre muestras de fondo del pozo exploratorio RZ-14 de la formación Barco, proporcionado por la División de Vicepresidencia de Exploración de ECOPETROL, Bogotá; lo más relevante que presenta este análisis es que Barco se encontraba inicialmente por encima de la presión de burbuja con una alta saturación inicial de gas, muy baja viscosidad en condiciones de yacimiento y un factor de volumen de petróleo alto, típico de aceites del tipo “ Volátil Oil”. Desafortunadamente, a partir de los resultados realizados no se puede extraer ninguna conclusión en relación al comportamiento retrógrado o no del gas

liberado (falta de análisis de composición de la fase gaseosa) lo cual ayudaría a caracterizar este tipo de fluidos.

Tabla 17. Características del petróleo en Barco. Suministrada por Vicepresidencia de Exploración de ECOPETROL, Bogotá.

Parámetros	Barco (RZ-14)
°API	43@ 60° F
P Inicial (psig)	3322 @ 6727' ss
T yacimiento(°F)	190 @ 6649' ss
Pburbuja (psig)	3144@ 6649' ss
Bob	1,737 @ 190 °F
GOR inicial (scf/stb)	1263
Viscosidad(cp)@ Pb	0,291

La siguiente tabla muestra algunos de los valores obtenidos en las pruebas PVT realizadas para el aceite en la zona de interés; esta tabla será cargada en el simulador para definir el tipo de fluido que se tiene en el yacimiento.

Tabla 18. Propiedades del aceite.

OIL PROPERTIES

API Gravity:	43
Specific Gravity:	0,81088825
Bubble Pt Pres (psia):	3144
Compressibility @ Pbp:	0,0000174
Oil Density (lb/scf):	54,6521
Gas Density (lb/scf):	0,07019
GOR inicial:	1263

Tabla 19. Tablas PVT de los fluidos.

PVT PROPERTIES			
SATURATION OIL PVT FUNTIONS			
RESERVOIR PRESSURE (psia)	FVF (RB / STB)	Viscosity (cp)	solution GOR (SCF / STB)
14,7	1,2172	0,7479	1
264,7	1,3052	0,6829	90,5
514,7	1,3622	0,6179	180
1014,7	1,4502	0,5379	371
2014,7	1,5902	0,4029	780
2514,7	1,6552	0,3489	970
3014,7	1,7202	0,3019	1180
3144,0	1,7370	0,2910	1263
5014,7	1,9822	0,1569	1263
UNDERSATURATED OIL PVT FUNTIONS			
RESERVOIR PRESSURE (psia)	FVF (RB / STB)	Viscosity (cp)	
5014,7	1,6478	0,3251	
9014,7	1,5558	0,5161	

Lo ideal sería contar con un análisis PVT completo de la zona de interés para así poder cargar de manera más eficiente el simulador, pero como no se cuenta con un análisis para el gas se recurren a otras alternativas para determinar las funciones de este. Entre las alternativas con las que se cuenta esta la determinación de dichas propiedades mediante un software, en este caso ECLIPSE, el cual requiere la composición del gas, que puede obtenerse de un fluido con características similares al aceite analizado pero que pertenezcan al la Cuenca Catatumbo Formación Barco. Otra alternativa es determinar las funciones PVT mediante correlaciones teniendo en cuenta

análisis PVT de campos aledaños al área en cuestión, en este caso Formación Barco.

Los resultados arrojados mediante el software para determinar las propiedades del gas fueron los siguientes:

Tabla 20. Propiedades del gas

PROPIEDADES DEL GAS

Methane:	0,6031
Ethane:	0,1517
Propane:	0,1429
i-Butane:	0,0214
n-Butane:	0,0417
i-Pentane:	0,0102
n-Pentane:	0,0095
Hexane:	0,0036
Heptane:	0,0037
Octane:	0
Nonane:	0
Decane:	0
Nitrogen:	0,0001
Carbon Dioxide:	0,0121
Hydrogen Sulfide:	0

Tabla 21. Propiedades del gas real.

**POTENCIAL DEL
GAS REAL**

PRESION	FVF	VISCOSITY	DENSITY
(psia)	(rb / stb)	Cp	(lb/rcf)
5000	0,00321	0,0476	22,0064
4670	0,00328	0,0456	21,5378
4340	0,00337	0,0436	21,0139
4010	0,00346	0,0413	20,4205
3680	0,00358	0,039	19,7376
3350	0,00373	0,0364	18,9367
3020	0,00393	0,0335	17,9763
2690	0,00421	0,0304	16,7962
2360	0,00462	0,027	15,3131
2200	0,00489	0,0252	14,4565
2030	0,00527	0,0233	13,432
1700	0,00637	0,0196	11,0966
1550,5	0,00714	0,0181	9,9111
1370	0,00839	0,0164	8,4291
1040	0,01216	0,014	5,814
710	0,01978	0,0124	3,5746
380	0,04971	0,0115	1,7371
50	0,33689	0,011	0,02099

Fuente: Elaborada por los autores mediante eclipse

4.3 CONTROL NUMÉRICO

Para este caso en particular se tiene en cuenta los siguientes criterios para controlar la simulacion del yacimiento:

- Se estimo una producción de 1800 bpd

- El campo cuenta con 25 pozos productores cada uno de ellos produce la misma cantidad de hidrocarburo, esto se determino teniendo en cuenta que el espaciamento entre pozos es de 90 acres y se busco abarcar toda el area del yacimiento.
- La presión mínima que se puede tener en fondo de pozo, es 1000 psi basado en documentos de referencia como “papers” que arrojan resultados favorables.
- La Simulación se realiza para un tiempo de 10 años
- Todos los pozos se encuentran abiertos durante el tiempo de la simulación.

Después de haber tenido en cuenta los anteriores ítems y una vez se obtienen todos los valores para determinar el modelo dinámico y estático del yacimiento se procede a cargar el simulador, en este caso ***ECLIPSE 100***.

Las plantillas arrojadas para los diferentes escenarios se pueden observar en el ANEXO 5.

4.4 PREDICCIÓN

Resultados arrojados por ECLIPSE 100. A continuación se presentan los reportes de los resultados del SUMMARY, así como los datos de simulación obtenidos por ECLIPSE 100, para los casos planteados en el estudio del área que está siendo explorada en la Cuenca Catatumbo.

Tabla 22. Reporte de datos SUMMARY generado por Eclipse 100 para el caso 1.

SUMMARY OF RUN oscar1 ECLIPSE 2001a DATESTAMP 08-JUN-2001 USER MACHINE oscar1 WIN32

TIME DAYS	YEARS YEARS	FOPR STB/DAY	FOPT STB	FOIP STB	WGOR MSCF/STB	WBHP PSIA	FPR PSIA
					PRODUCER	PRODUCER	
0	0	0	0	7863161.	0	3308.355	3308.985
1.000000	0.002738	72.00000	72.00000	7863089.	1.263000	3254.591	3308.721
4.000000	0.010951	72.00000	288.0000	7862873.	1.263000	3245.455	3307.928
13.000000	0.035592	72.00000	936.0000	7862225.	1.263000	3232.740	3305.549
40.000000	0.109514	72.00000	2880.000	7860281.	1.263000	3217.686	3298.413
121.0000	0.331280	72.00000	8712.000	7854449.	1.263000	3193.132	3277.000
243.0000	0.665298	72.00000	17496.00	7845663.	1.263000	3160.445	3244.743
365.0000	0.999316	72.00000	26280.00	7836879.	1.263001	3128.190	3212.474
383.2500	1.049281	360.0000	32850.00	7830312.	1.262998	3105.865	3188.331
406.0625	1.111739	360.0000	41062.50	7822100.	1.262996	3075.001	3162.581
441.7070	1.209328	360.0000	53894.53	7809268.	1.281034	3040.001	3129.964
481.7774	1.319035	360.0000	68319.86	7794843.	1.304638	3006.915	3103.238
513.4360	1.405711	360.0000	79716.97	7783446.	1.308936	2983.229	3083.699
544.2579	1.490097	360.0000	90812.84	7772349.	1.298322	2962.036	3064.910
574.1694	1.571990	360.0000	101581.0	7761581.	1.281009	2934.088	3043.208
599.3985	1.641064	360.0000	110663.5	7752499.	1.283428	2911.873	3024.053
627.3084	1.717477	360.0000	120711.0	7742451.	1.264011	2885.164	2999.874
653.4079	1.788933	360.0000	130106.8	7733055.	1.262010	2857.416	2972.667
679.9167	1.861511	360.0000	139650.0	7723512.	1.248864	2823.642	2932.692
703.8657	1.927079	360.0000	148271.6	7714890.	1.257545	2791.579	2897.978
716.9329	1.962855	360.0000	152975.8	7710185.	1.256943	2774.540	2879.820
730.0000	1.998631	360.0000	157680.0	7705481.	1.270618	2757.529	2862.113
757.8536	2.074890	720.0000	177734.6	7685427.	1.268404	2645.999	2792.118
772.3376	2.114545	720.0000	188163.1	7674998.	1.349215	2604.972	2757.386
792.0185	2.168428	720.0000	202333.3	7660828.	1.399399	2560.213	2712.730
815.2909	2.232145	720.0000	219089.4	7644072.	1.497465	2509.591	2662.687
850.4703	2.328461	720.0000	244418.6	7618743.	1.607928	2436.615	2592.248
886.4177	2.426879	720.0000	270300.8	7592860.	1.872165	2352.509	2520.398
903.3420	2.473216	720.0000	282486.2	7580675.	2.147923	2301.343	2482.521
954.1147	2.612224	720.0000	319042.6	7544119.	2.680895	2168.259	2359.027
974.1773	2.667152	720.0000	333487.7	7529674.	3.987167	2092.467	2307.534
987.1807	2.702753	720.0000	342850.1	7520312.	4.670309	2043.249	2273.216
1019.426	2.791037	720.0000	366067.0	7497095.	5.243129	1947.677	2190.280
1039.675	2.846476	720.0000	380646.2	7482516.	6.614317	1867.068	2135.599
1050.318	2.875615	720.0000	388309.2	7474853.	7.587606	1819.436	2107.510
1072.659	2.936781	720.0000	404394.6	7458767.	8.215522	1740.034	2043.732
1095.000	2.997947	720.0000	420480.0	7442682.	8.915649	1656.705	1979.809
1101.815	3.016606	1152.000	428331.2	7434832.	5.031796	1759.117	1959.219
1121.956	3.071747	1152.000	451532.8	7411631.	5.631096	1699.018	1898.580
1139.390	3.119480	1152.000	471617.5	7391546.	6.557798	1632.897	1844.672
1147.190	3.140836	1152.000	480603.4	7382560.	7.365041	1596.487	1820.259
1167.151	3.195486	1152.000	503598.1	7359565.	7.820862	1523.127	1754.417
1169.159	3.200983	1152.000	505911.1	7357252.	8.776542	1501.392	1747.356
1171.669	3.207854	1152.000	508802.4	7354361.	8.888843	1490.895	1738.631
1175.590	3.218591	1152.000	513320.0	7349846.	9.029202	1474.944	1725.029
1181.718	3.235367	1152.000	520378.7	7342786.	9.220032	1450.653	1704.053
1191.292	3.261579	1152.000	531408.0	7331757.	9.481018	1413.596	1671.841
1206.251	3.302536	1152.000	548641.2	7314524.	9.906616	1355.404	1622.249
1214.588	3.325360	1152.000	558244.9	7304920.	10.43744	1317.546	1595.785
1222.690	3.347543	1152.000	567578.8	7295590.	10.74638	1282.157	1569.057
1235.574	3.382817	1152.000	582421.2	7280747.	10.92699	1232.800	1527.322
1245.589	3.410238	1152.000	593959.0	7269210.	11.35667	1189.504	1496.669
1253.492	3.431875	1152.000	603063.2	7260105.	11.71441	1154.094	1471.407
1254.718	3.435231	1152.000	604475.2	7258698.	12.07170	1141.672	1467.288
1256.250	3.439425	1152.000	606240.1	7256933.	12.11483	1135.292	1462.139
1258.644	3.445979	1152.000	608997.6	7254174.	12.15359	1125.447	1454.096
1262.384	3.456219	1152.000	613306.4	7249866.	12.20158	1110.360	1441.560
1268.228	3.472219	1152.000	620038.8	7243133.	12.26134	1087.057	1422.123
1277.360	3.497220	1152.000	630558.2	7232616.	12.33922	1050.886	1392.203
1287.091	3.523863	1152.000	641768.7	7221406.	12.51223	1010.611	1361.327
1292.801	3.539495	1089.815	647991.1	7215183.	12.89066	1000.000	1344.049
1294.513	3.544184	1049.740	649789.2	7213385.	13.16753	1000.000	1338.754
1296.655	3.550047	1022.769	651979.1	7211197.	13.19421	1000.000	1332.286
1300.000	3.559206	984.8676	655273.9	7207903.	13.20770	1000.000	1322.568
1305.227	3.573518	931.5588	660143.5	7203029.	13.21644	1000.000	1308.311
1313.395	3.595880	856.3797	667138.2	7196034.	13.25542	1000.000	1288.018
1314.671	3.599374	832.9810	668201.2	7194971.	13.48962	1000.000	1284.875

1316.266	3.603741	818.2941	669506.6	7193666.	13.51693	1000.000	1281.035
1318.759	3.610566	797.6442	671494.8	7191685.	13.52888	1000.000	1275.172
1322.654	3.621229	767.6269	674484.4	7188695.	13.53640	1000.000	1266.381
1328.739	3.637890	724.2083	678891.6	7184288.	13.55302	1000.000	1253.513
1338.248	3.663922	664.5884	685210.8	7177969.	13.58104	1000.000	1235.343
1339.733	3.667990	645.4403	686169.8	7177011.	13.83651	1000.000	1232.532
1341.590	3.673074	633.9832	687347.1	7175837.	13.85170	1000.000	1229.084
1344.492	3.681019	617.2675	689138.2	7174048.	13.86023	1000.000	1223.823
1344.946	3.682260	612.2988	689415.9	7173770.	13.92537	1000.000	1223.005
1345.512	3.683812	609.0175	689761.1	7173425.	13.92881	1000.000	1221.989
1346.398	3.686237	604.1126	690296.0	7172892.	13.93032	1000.000	1220.416
1347.782	3.690025	596.5838	691121.5	7172066.	13.93254	1000.000	1217.989
1349.943	3.695944	585.1279	692386.5	7170800.	13.93562	1000.000	1214.279
1353.322	3.705193	567.9194	694305.0	7168882.	13.94075	1000.000	1208.672
1358.600	3.719644	542.4784	697168.3	7166019.	13.95134	1000.000	1200.330
1359.425	3.721902	535.2003	697609.8	7165577.	14.05656	1000.000	1199.036
1360.456	3.724724	530.2365	698156.4	7165031.	14.06253	1000.000	1197.435
1362.066	3.729134	522.8722	698998.6	7164189.	14.06511	1000.000	1194.970
1364.583	3.736025	511.6926	700286.4	7162901.	14.06865	1000.000	1191.209
1368.516	3.746792	494.9473	702232.9	7160954.	14.07436	1000.000	1185.536
1374.661	3.763615	470.3267	705122.9	7158064.	14.08510	1000.000	1177.133
1375.621	3.766244	463.5921	705568.0	7157619.	14.19249	1000.000	1175.835
1376.821	3.769530	458.8029	706118.6	7157068.	14.19876	1000.000	1174.228
1378.696	3.774664	451.7124	706965.7	7156221.	14.20090	1000.000	1171.757
1381.626	3.782686	440.9677	708257.8	7154929.	14.20417	1000.000	1167.994
1386.204	3.795220	424.8955	710202.9	7152984.	14.21039	1000.000	1162.340
1393.358	3.814805	401.4642	713074.8	7150108.	14.22078	1000.000	1154.019
1404.535	3.845406	368.2947	717191.2	7145992.	14.24130	1000.000	1142.129
1406.281	3.850188	360.0709	717820.1	7145363.	14.39304	1000.000	1140.305
1408.464	3.856164	353.7211	718592.3	7144591.	14.40495	1000.000	1138.065
1411.875	3.865503	344.5344	719767.5	7143410.	14.40728	1000.000	1134.658
1417.205	3.880095	330.7800	721530.4	7141647.	14.41436	1000.000	1129.582
1418.038	3.882375	327.4342	721803.1	7141375.	14.47884	1000.000	1128.788
1419.078	3.885225	324.7256	722141.1	7141037.	14.48401	1000.000	1127.809
1420.705	3.889678	320.6881	722662.8	7140514.	14.48607	1000.000	1126.296
1423.246	3.896636	314.5419	723462.1	7139715.	14.48786	1000.000	1123.976
1423.643	3.897723	313.0375	723586.4	7139591.	14.51794	1000.000	1123.615
1424.140	3.899082	311.8228	723741.2	7139436.	14.51944	1000.000	1123.166
1424.915	3.901206	309.9813	723981.6	7139196.	14.52004	1000.000	1122.469
1426.127	3.904524	307.1354	724353.8	7138823.	14.52090	1000.000	1121.389
1428.021	3.909708	302.7632	724927.1	7138250.	14.52216	1000.000	1119.726
1430.979	3.917808	296.1036	725803.1	7137374.	14.52428	1000.000	1117.187
1435.602	3.930464	286.0991	727125.7	7136051.	14.52799	1000.000	1113.361
1442.825	3.950240	271.3813	729085.9	7134091.	14.53452	1000.000	1107.702
1451.413	3.973751	254.7818	731273.8	7131903.	14.56243	1000.000	1101.390
1452.271	3.976102	251.9205	731490.2	7131687.	14.64789	1000.000	1100.765
1453.345	3.979041	249.8760	731758.4	7131419.	14.65169	1000.000	1099.990
1455.022	3.983633	246.8264	732172.4	7131005.	14.65282	1000.000	1098.792
1457.511	3.990448	242.3872	732775.7	7130401.	14.65498	1000.000	1097.047
1460.000	3.997262	237.9240	733367.9	7129809.	14.66552	1000.000	1095.335
1466.398	4.014780	392.2116	735877.3	7127299.	12.17535	1000.000	1089.149
1476.395	4.042150	359.9513	739475.8	7123700.	12.27129	1000.000	1080.504
1477.558	4.045334	352.6431	739885.9	7123290.	12.38498	1000.000	1079.475
1479.012	4.049314	346.2951	740389.4	7122788.	12.41927	1000.000	1078.239
1481.284	4.055534	337.4548	741155.9	7122024.	12.43966	1000.000	1076.318
1484.833	4.065251	324.6512	742308.2	7120871.	12.46101	1000.000	1073.446
1490.379	4.080435	306.2871	744006.9	7119170.	12.48876	1000.000	1069.257
1499.044	4.104160	281.2081	746443.6	7116733.	12.52547	1000.000	1063.523
1500.398	4.107867	275.9277	746817.2	7116359.	12.60686	1000.000	1062.597
1502.091	4.112500	271.0015	747275.9	7115901.	12.61836	1000.000	1061.465
1504.735	4.119740	263.6712	747973.1	7115204.	12.62929	1000.000	1059.729
1508.867	4.131053	252.8911	749018.1	7114153.	12.64200	1000.000	1057.159
1515.323	4.148729	237.1236	750549.0	7112622.	12.66155	1000.000	1053.381
1516.332	4.151491	234.0309	750785.1	7112386.	12.70752	1000.000	1052.789
1517.593	4.154943	230.9234	751076.3	7112091.	12.71583	1000.000	1052.069
1519.563	4.160338	226.2973	751522.2	7111645.	12.72119	1000.000	1050.956
1522.642	4.168766	219.3140	752197.3	7110963.	12.72674	1000.000	1049.266
1527.452	4.181936	208.9375	753202.4	7109953.	12.73339	1000.000	1046.756
1534.968	4.202514	194.0469	754660.8	7108498.	12.73914	1000.000	1043.131
1536.143	4.205729	191.1431	754885.3	7108274.	12.78806	1000.000	1042.559
1537.611	4.209749	188.1303	755161.5	7107998.	12.79408	1000.000	1041.853
1539.904	4.216028	183.6553	755582.8	7107582.	12.79507	1000.000	1040.760
1543.488	4.225841	176.8979	756216.8	7106948.	12.79628	1000.000	1039.104
1544.048	4.227374	175.6337	756315.1	7106853.	12.81582	1000.000	1038.845
1544.748	4.229290	174.3009	756437.1	7106731.	12.81748	1000.000	1038.524

1545.842	4.232285	172.2792	756625.5	7106543.	12.81813	1000.000	1038.028
1547.551	4.236964	169.1345	756914.6	7106254.	12.81938	1000.000	1037.260
1550.221	4.244274	164.3693	757353.4	7105815.	12.82077	1000.000	1036.093
1554.393	4.255697	157.2919	758009.8	7105157.	12.82222	1000.000	1034.350
1555.045	4.257482	155.9918	758111.4	7105057.	12.84355	1000.000	1034.079
1555.860	4.259713	154.6219	758237.4	7104931.	12.84439	1000.000	1033.745
1557.133	4.263199	152.5411	758431.6	7104736.	12.84449	1000.000	1033.229
1559.123	4.268646	149.3608	758728.8	7104439.	12.84462	1000.000	1032.438
1562.232	4.277157	144.5574	759178.1	7103990.	12.84489	1000.000	1031.242
1567.089	4.290455	137.4174	759845.6	7103323.	12.84567	1000.000	1029.453
1574.678	4.311233	127.1040	760810.2	7102358.	12.84732	1000.000	1026.859
1586.536	4.343699	112.8924	762148.9	7101022.	12.84909	1000.000	1023.289
1588.389	4.348772	110.4529	762353.6	7100817.	12.89321	1000.000	1022.747
1590.705	4.355113	107.7446	762603.1	7100570.	12.89725	1000.000	1022.087
1594.324	4.365021	103.8050	762978.8	7100193.	12.89732	1000.000	1021.083
1599.978	4.380502	97.98877	763532.9	7099639.	12.89522	1000.000	1019.609
1600.862	4.382921	96.97160	763618.5	7099553.	12.91376	1000.000	1019.374
1601.966	4.385944	95.80965	763724.3	7099447.	12.91603	1000.000	1019.089
1603.692	4.390669	94.06573	763886.7	7099285.	12.91605	1000.000	1018.647
1606.388	4.398051	91.41493	764133.1	7099047.	12.91497	1000.000	1017.972
1610.601	4.409585	87.44550	764501.5	7098676.	12.91267	1000.000	1016.964
1617.183	4.427607	81.57593	765038.5	7098139.	12.90895	1000.000	1015.480
1618.212	4.430423	80.58348	765121.4	7098056.	12.92646	1000.000	1015.245
1619.498	4.433943	79.42748	765223.5	7097953.	12.92848	1000.000	1014.960
1621.507	4.439443	77.68472	765379.6	7097801.	12.92829	1000.000	1014.516
1624.645	4.448037	74.99628	765615.0	7097566.	12.92973	1000.000	1013.832
1625.136	4.449379	74.53872	765651.6	7097529.	12.93920	1000.000	1013.726
1625.749	4.451058	74.01368	765696.9	7097484.	12.93996	1000.000	1013.594
1626.707	4.453681	73.21269	765767.1	7097414.	12.94046	1000.000	1013.391
1628.203	4.457778	71.98418	765874.8	7097306.	12.94102	1000.000	1013.078
1630.542	4.464181	70.12169	766038.8	7097144.	12.94143	1000.000	1012.602
1634.196	4.474185	67.33637	766284.8	7096902.	12.94181	1000.000	1011.891
1639.906	4.489817	63.29129	766646.2	7096543.	12.94118	1000.000	1010.852
1648.827	4.514242	57.54568	767159.6	7096029.	12.94532	1000.000	1009.385
1650.221	4.518058	56.60614	767238.4	7095950.	12.96518	1000.000	1009.154
1651.963	4.522829	55.49155	767335.1	7095858.	12.96806	1000.000	1008.868
1654.686	4.530282	53.82696	767481.7	7095711.	12.96942	1000.000	1008.435
1658.940	4.541929	51.34476	767700.1	7095492.	12.97125	1000.000	1007.792
1665.586	4.560127	47.79905	768017.8	7095176.	12.97461	1000.000	1006.870
1675.972	4.588561	42.90950	768463.4	7094732.	12.97709	1000.000	1005.619
1676.134	4.589005	42.78333	768470.4	7094729.	12.99740	1000.000	1005.597
1676.337	4.589561	42.67963	768479.1	7094720.	12.99799	1000.000	1005.570
1676.654	4.590428	42.52885	768492.6	7094707.	12.99850	1000.000	1005.531
1677.149	4.591784	42.29294	768513.5	7094686.	12.99918	1000.000	1005.470
1677.923	4.593903	41.92522	768545.9	7094653.	12.99996	1000.000	1005.375
1679.132	4.597213	41.35579	768595.9	7094603.	13.00063	1000.000	1005.228
1681.021	4.602385	40.48232	768672.4	7094527.	13.00102	1000.000	1005.001
1683.973	4.610466	39.16182	768788.0	7094413.	13.00114	1000.000	1004.657
1688.585	4.623094	37.20519	768959.6	7094242.	13.00165	1000.000	1004.149
1695.792	4.642824	34.42945	769207.7	7093989.	13.00103	1000.000	1003.426
1707.052	4.673652	30.76310	769554.1	7093645.	13.00514	1000.000	1002.480
1724.645	4.721822	26.61168	770022.3	7093177.	13.02348	1000.000	1001.387
1727.394	4.729348	25.85972	770093.4	7093101.	13.05426	1000.000	1001.251
1730.831	4.738756	24.94861	770179.1	7093017.	13.05496	1000.000	1001.005
1736.200	4.753456	23.51778	770305.4	7092888.	13.05638	1000.000	1000.624
1744.589	4.776425	21.49536	770485.8	7092708.	13.05419	1000.000	1000.088
1745.900	4.780014	21.18549	770513.5	7092679.	13.05980	1000.000	1000.006
1747.539	4.784500	20.79172	770547.6	7092642.	13.06137	1000.000	999.9047
1750.099	4.791510	20.19684	770599.2	7092593.	13.06174	1000.000	999.7481
1754.099	4.802462	19.31330	770676.5	7092510.	13.06203	1000.000	999.5151
1760.350	4.819575	18.03604	770789.2	7092397.	13.06263	1000.000	999.1793
1770.116	4.846314	16.27789	770948.2	7092235.	13.06421	1000.000	998.7178
1785.377	4.888095	14.01582	771162.1	7092021.	13.05372	1000.000	998.1394
1787.358	4.893519	13.79604	771189.4	7091996.	13.04853	1000.000	998.0740
1789.834	4.900299	13.43156	771222.8	7091963.	13.04830	1000.000	997.9786
1793.704	4.910893	12.86042	771272.5	7091909.	13.05095	1000.000	997.8285
1799.750	4.927446	12.02687	771345.2	7091838.	13.05372	1000.000	997.6083
1809.197	4.953310	10.87221	771447.9	7091735.	13.05671	1000.000	997.3032
1817.098	4.974944	10.13875	771528.0	7091654.	13.04271	1000.000	997.1017
1825.000	4.996578	9.454864	771602.8	7091583.	13.05221	1000.000	996.9180
1848.705	5.061478	0.437424	771613.1	7091574.	9.789775	1000.000	996.9176
1853.210	5.073812	12.09570	771667.6	7091514.	12.25288	1000.000	996.7545
1858.840	5.089228	11.13477	771730.3	7091452.	12.27313	1000.000	996.5799
1867.639	5.113316	9.803226	771816.6	7091363.	12.33057	1000.000	996.3352
1881.386	5.150953	8.181084	771929.0	7091250.	12.39637	1000.000	996.0311

1883.534	5.156834	7.939747	771946.1	7091232.	12.42269	1000.000	995.9853
1886.219	5.164186	7.640817	771966.6	7091212.	12.43190	1000.000	995.9292
1890.414	5.175672	7.187597	771996.8	7091182.	12.45076	1000.000	995.8423
1896.969	5.193618	6.549682	772039.7	7091139.	12.47404	1000.000	995.7188
1907.212	5.221661	5.730624	772098.4	7091081.	12.49898	1000.000	995.5583
1908.812	5.226042	5.596018	772107.3	7091064.	12.50585	1000.000	995.5320
1910.812	5.231519	5.435218	772118.2	7091050.	12.51273	1000.000	995.5010
1913.938	5.240077	5.195497	772134.4	7091035.	12.52200	1000.000	995.4542
1918.822	5.253448	4.848504	772158.1	7091008.	12.53563	1000.000	995.3858
1926.453	5.274342	4.376159	772191.5	7090974.	12.55705	1000.000	995.2927
1938.377	5.306987	3.786581	772236.6	7090928.	12.57133	1000.000	995.1749
1957.008	5.357996	3.267605	772297.5	7090868.	12.61215	1000.000	995.0717
1986.119	5.437696	2.386227	772367.0	7090802.	12.58595	1000.000	994.8933
1990.667	5.450150	2.287081	772377.4	7090791.	12.59127	1000.000	994.8721
1996.353	5.465716	2.125268	772389.5	7090779.	12.60524	1000.000	994.8408
2005.237	5.490039	1.884181	772406.2	7090755.	12.60653	1000.000	994.7925
2019.118	5.528043	1.571514	772428.1	7090733.	12.61162	1000.000	994.7292
2040.807	5.587425	1.237710	772454.9	7090706.	12.60516	1000.000	994.6608
2044.196	5.596703	1.178920	772458.9	7090692.	12.61705	1000.000	994.6492
2048.432	5.608301	1.110532	772463.6	7090688.	12.61909	1000.000	994.6356
2055.051	5.626423	1.015020	772470.3	7090679.	12.62081	1000.000	994.6162
2065.393	5.654738	0.891247	772479.5	7090668.	12.62093	1000.000	994.5910
2081.553	5.698981	0.768324	772491.9	7090656.	12.52343	1000.000	994.5643
2084.078	5.705894	0.741837	772493.8	7090647.	12.53577	1000.000	994.5592
2087.234	5.714535	0.708065	772496.1	7090645.	12.54264	1000.000	994.5528
2092.166	5.728037	0.661034	772499.3	7090641.	12.55087	1000.000	994.5434
2099.871	5.749134	0.594851	772503.9	7090634.	12.56161	1000.000	994.5302
2111.911	5.782097	0.507952	772510.0	7090623.	12.57197	1000.000	994.5126
2130.723	5.833602	0.414527	772517.8	7090616.	12.58231	1000.000	994.4937
2133.663	5.841650	0.397727	772518.9	7090611.	12.58717	1000.000	994.4904
2137.337	5.851710	0.377547	772520.4	7090610.	12.58634	1000.000	994.4864
2143.078	5.867428	0.349293	772522.4	7090607.	12.58779	1000.000	994.4807
2152.049	5.891988	0.309924	772525.1	7090600.	12.59034	1000.000	994.4727
2166.065	5.930362	0.264211	772528.8	7090593.	12.59178	1000.000	994.4633
2187.965	5.990323	0.237453	772534.1	7090588.	12.60574	1000.000	994.4578
2191.387	5.999691	0.231086	772534.8	7090586.	12.60809	1000.000	994.4565
2195.665	6.011402	0.216215	772535.8	7090585.	12.60881	1000.000	994.4538
2202.348	6.029701	0.197590	772537.1	7090583.	12.60078	1000.000	994.4500
2212.791	6.058292	0.172509	772538.9	7090580.	12.58646	1000.000	994.4449
2229.108	6.102966	0.149536	772541.3	7090578.	12.56517	1000.000	994.4401
2254.604	6.172769	0.123714	772544.5	7090571.	12.64262	1000.000	994.4349
2294.440	6.281836	0.120935	772549.3	7090568.	12.48691	1000.000	994.4340
2300.665	6.298877	0.110007	772550.0	7090561.	12.52974	1000.000	994.4319
2308.446	6.320179	0.099407	772550.8	7090561.	12.51354	1000.000	994.4297
2320.603	6.353464	0.090099	772551.8	7090560.	12.54100	1000.000	994.4279
2339.598	6.405471	0.072103	772553.2	7090550.	12.47435	1000.000	994.4243
2369.279	6.486732	0.052094	772554.8	7090549.	12.35457	1000.000	994.4202
2415.655	6.613703	0.095023	772559.2	7090546.	12.88795	1000.000	994.4291
2488.117	6.812095	0.083559	772565.2	7090536.	12.37198	1000.000	994.4263
2499.440	6.843093	0.117500	772566.6	7090532.	12.59113	1000.000	994.4334
2513.593	6.881842	0.093823	772567.9	7090524.	12.58302	1000.000	994.4288
2535.707	6.942386	0.067325	772569.4	7090523.	12.50489	1000.000	994.4235
2539.162	6.951846	0.065252	772569.6	7090516.	12.53193	1000.000	994.4230
2543.481	6.963671	0.060534	772569.9	7090516.	12.50445	1000.000	994.4221
2550.229	6.982148	0.054487	772570.2	7090515.	12.46584	1000.000	994.4208
2560.774	7.011017	0.047674	772570.8	7090508.	12.44149	1000.000	994.4195
2577.250	7.056127	0.039048	772571.4	7090510.	12.29008	1000.000	994.4177
2602.994	7.126609	0.039825	772572.4	7090509.	12.37539	1000.000	994.4178
2607.017	7.137622	0.043324	772572.6	7090509.	12.42551	1000.000	994.4185
2612.045	7.151389	0.039997	772572.8	7090509.	12.38229	1000.000	994.4179
2619.901	7.172898	0.035849	772573.1	7090508.	12.32862	1000.000	994.4171
2632.177	7.206507	0.035834	772573.5	7090507.	12.32339	1000.000	994.4170
2651.357	7.259021	0.029182	772574.1	7090498.	12.21456	1000.000	994.4156
2681.327	7.341074	0.022424	772574.8	7090498.	11.99045	1000.000	994.4142
2686.010	7.353894	0.029719	772574.9	7090496.	12.22576	1000.000	994.4157
2691.863	7.369920	0.027486	772575.0	7090495.	12.18240	1000.000	994.4153
2701.010	7.394961	0.024153	772575.2	7090495.	12.06992	1000.000	994.4146
2715.300	7.434087	0.027747	772575.6	7090492.	12.18230	1000.000	994.4153
2737.629	7.495221	0.028949	772576.3	7090492.	12.30049	1000.000	994.4155
2741.118	7.504773	0.029550	772576.4	7090485.	12.37175	1000.000	994.4156
2745.479	7.516713	0.027566	772576.5	7090486.	12.29367	1000.000	994.4153
2752.294	7.535370	0.025268	772576.7	7090485.	12.18902	1000.000	994.4148
2762.941	7.564521	0.027205	772577.0	7090484.	12.27486	1000.000	994.4152
2779.578	7.610069	0.021676	772577.3	7090483.	12.02076	1000.000	994.4141
2805.573	7.681239	0.017088	772577.8	7090482.	11.91342	1000.000	994.4131

2809.634	7.692359	0.024207	772577.9	7090481.	12.23717	1000.000	994.4146
2814.711	7.706259	0.022743	772578.0	7090481.	12.13305	1000.000	994.4143
2822.644	7.727979	0.020478	772578.1	7090481.	12.00210	1000.000	994.4138
2835.039	7.761915	0.023696	772578.4	7090479.	12.08668	1000.000	994.4144
2854.407	7.814940	0.019355	772578.8	7090470.	11.97241	1000.000	994.4136
2884.669	7.897792	0.014372	772579.2	7090470.	11.94059	1000.000	994.4126
2889.397	7.910738	0.023179	772579.4	7090468.	12.14173	1000.000	994.4143
2895.308	7.926920	0.021714	772579.5	7090467.	12.03332	1000.000	994.4140
2904.543	7.952205	0.019254	772579.7	7090467.	11.89713	1000.000	994.4135
2918.973	7.991712	0.024478	772580.0	7090464.	12.08433	1000.000	994.4146
2941.520	8.053441	0.026951	772580.6	7090464.	12.48337	1000.000	994.4152
2945.042	8.063087	0.028225	772580.8	7090456.	12.32201	1000.000	994.4153
2949.446	8.075143	0.026325	772580.9	7090457.	12.24481	1000.000	994.4150
2956.327	8.093982	0.024157	772581.0	7090456.	12.14244	1000.000	994.4145
2967.078	8.123417	0.026478	772581.3	7090455.	12.24601	1000.000	994.4150
2983.877	8.169409	0.021078	772581.6	7090453.	11.98862	1000.000	994.4138
3010.125	8.241272	0.015672	772582.1	7090453.	11.91327	1000.000	994.4128
3014.226	8.252501	0.023288	772582.2	7090451.	12.21872	1000.000	994.4143
3019.352	8.266536	0.021898	772582.2	7090451.	12.11564	1000.000	994.4140
3027.363	8.288466	0.019740	772582.4	7090451.	11.97772	1000.000	994.4136
3039.878	8.322734	0.023272	772582.8	7090447.	12.07593	1000.000	994.4142
3059.435	8.376276	0.019022	772583.1	7090439.	11.96875	1000.000	994.4134
3089.991	8.459935	0.014106	772583.5	7090439.	11.93638	1000.000	994.4125
3094.766	8.473007	0.023233	772583.6	7090433.	12.13978	1000.000	994.4142
3100.734	8.489347	0.021763	772583.8	7090433.	12.03019	1000.000	994.4139
3110.059	8.514877	0.019285	772583.9	7090433.	11.89396	1000.000	994.4134
3124.629	8.554770	0.024705	772584.3	7090426.	12.08843	1000.000	994.4145
3147.396	8.617101	0.027154	772584.9	7090426.	12.49882	1000.000	994.4151
3150.953	8.626840	0.028477	772585.0	7090418.	12.33069	1000.000	994.4152
3155.400	8.639013	0.026546	772585.1	7090419.	12.25273	1000.000	994.4149
3162.347	8.658035	0.024340	772585.3	7090418.	12.14917	1000.000	994.4144
3173.203	8.687757	0.026745	772585.6	7090415.	12.25299	1000.000	994.4149
3190.166	8.734198	0.021248	772585.9	7090413.	11.99463	1000.000	994.4138
3216.669	8.806761	0.015771	772586.4	7090413.	11.91144	1000.000	994.4127
3220.811	8.818098	0.023572	772586.5	7090409.	12.22973	1000.000	994.4142
3225.987	8.832271	0.022154	772586.6	7090409.	12.12278	1000.000	994.4140
3234.075	8.854415	0.019950	772586.8	7090409.	11.98473	1000.000	994.4135
3246.713	8.889016	0.023574	772587.1	7090404.	12.08330	1000.000	994.4142
3266.460	8.943080	0.019225	772587.4	7090396.	11.96885	1000.000	994.4133
3297.314	9.027554	0.014218	772587.9	7090396.	11.93399	1000.000	994.4124
3302.135	9.040753	0.023555	772588.0	7090390.	12.15372	1000.000	994.4142
3308.161	9.057252	0.022057	772588.1	7090389.	12.03798	1000.000	994.4139
3317.577	9.083032	0.019518	772588.3	7090389.	11.90190	1000.000	994.4133
3319.049	9.087060	0.019514	772588.3	7090389.	11.92263	1000.000	994.4133
3320.887	9.092094	0.018989	772588.4	7090390.	11.89375	1000.000	994.4133
3323.761	9.099962	0.018336	772588.4	7090389.	11.89543	1000.000	994.4131
3328.251	9.112254	0.017584	772588.5	7090389.	11.87958	1000.000	994.4130
3335.266	9.131462	0.015674	772588.6	7090390.	11.92050	1000.000	994.4126
3346.228	9.161473	0.014378	772588.8	7090387.	11.93867	1000.000	994.4124
3347.941	9.166162	0.014607	772588.8	7090386.	11.90795	1000.000	994.4124
3350.082	9.172024	0.014114	772588.8	7090386.	11.92645	1000.000	994.4124
3353.427	9.181183	0.013756	772588.9	7090386.	11.92684	1000.000	994.4122
3358.654	9.195493	0.013501	772588.9	7090385.	11.90502	1000.000	994.4122
3366.821	9.217854	0.012154	772589.1	7090386.	11.94324	1000.000	994.4119
3379.582	9.252791	0.011663	772589.2	7090382.	11.95692	1000.000	994.4119
3381.576	9.258250	0.012165	772589.2	7090381.	11.92224	1000.000	994.4119
3384.068	9.265074	0.011630	772589.2	7090381.	11.93876	1000.000	994.4119
3387.963	9.275736	0.011332	772589.2	7090381.	11.93582	1000.000	994.4118
3394.048	9.292396	0.011482	772589.4	7090379.	11.93180	1000.000	994.4118
3403.555	9.318426	0.010078	772589.4	7090381.	11.94312	1000.000	994.4115
3418.411	9.359099	0.009661	772589.6	7090377.	11.91476	1000.000	994.4114
3420.732	9.365455	0.010540	772589.6	7090375.	11.90147	1000.000	994.4116
3423.634	9.373399	0.010114	772589.6	7090375.	11.94064	1000.000	994.4115
3428.167	9.385811	0.009759	772589.7	7090375.	11.92400	1000.000	994.4114
3435.251	9.405205	0.010202	772589.8	7090372.	11.90581	1000.000	994.4115
3446.320	9.435509	0.009038	772589.9	7090372.	11.98095	1000.000	994.4113
3463.614	9.482859	0.008696	772590.0	7090368.	11.89662	1000.000	994.4113
3466.316	9.490256	0.009833	772590.1	7090365.	11.83254	1000.000	994.4114
3469.694	9.499505	0.009324	772590.1	7090365.	11.89159	1000.000	994.4113
3474.972	9.513954	0.009066	772590.1	7090365.	11.90916	1000.000	994.4113
3483.219	9.536532	0.009805	772590.2	7090360.	11.88905	1000.000	994.4114
3496.104	9.571811	0.008171	772590.3	7090362.	11.93113	1000.000	994.4111
3516.237	9.626933	0.012812	772590.6	7090362.	12.07472	1000.000	994.4120
3519.383	9.635546	0.014670	772590.6	7090356.	11.98547	1000.000	994.4123
3523.315	9.646312	0.013745	772590.7	7090357.	12.00096	1000.000	994.4122

Tabla 23. Reporte de datos SUMMARY generado por Eclipse 100 para el caso 2.

SUMMARY OF RUN oscar2 ECLIPSE 2001a DATESTAMP 08-JUN-2001 USER MACHINE oscar1 WIN32							
TIME	YEARS	FOPR	FOPT	FOIP	WGOR	WBHP	FPR
DAYS	YEARS	STB/DAY	STB	STB	MSCF/STB	PSIA	PSIA
				*10**3	PRODUCER		PRODUCER
0	0	0	0	17205.84	0	3330.512	3332.287
1.000000	0.002738	72.00000	72.00000	17205.77	1.263000	3299.511	3332.166
4.000000	0.010951	72.00000	288.0000	17205.55	1.263000	3295.708	3331.803
13.00000	0.035592	72.00000	936.0000	17204.90	1.263000	3290.851	3330.716
40.00000	0.109514	72.00000	2880.000	17202.96	1.263000	3285.131	3327.453
121.0000	0.331280	72.00000	8712.000	17197.13	1.263000	3274.531	3317.663
243.0000	0.665298	72.00000	17496.00	17188.34	1.263001	3259.694	3302.916
365.0000	0.999316	72.00000	26280.00	17179.56	1.263000	3244.957	3288.167
547.5000	1.498973	360.0000	91980.00	17113.85	1.263000	3130.313	3177.775
730.0000	1.998631	360.0000	157680.0	17048.15	1.263012	3060.623	3107.741
805.7650	2.206064	720.0000	212230.8	16993.60	1.309840	2998.798	3065.352
866.5831	2.372575	720.0000	256019.8	16949.81	1.308795	2956.728	3028.895
942.8745	2.581450	720.0000	310949.6	16894.88	1.264248	2873.285	2948.619
1011.091	2.768218	720.0000	360065.8	16845.77	1.181469	2786.802	2857.617
1037.073	2.839350	720.0000	378772.4	16827.06	1.339971	2752.478	2827.583
1066.036	2.918648	720.0000	399626.2	16806.21	1.234859	2722.076	2795.992
1095.000	2.997947	720.0000	420480.0	16785.35	1.197774	2692.122	2765.690
1171.141	3.206409	1152.000	508194.1	16697.64	1.155061	2602.631	2652.256
1221.058	3.343074	1152.000	565698.8	16640.13	1.136281	2538.785	2588.811
1268.599	3.473236	1152.000	620466.4	16585.37	1.083081	2480.563	2530.157
1299.457	3.557720	1152.000	656014.9	16549.82	1.191635	2438.801	2489.714
1362.986	3.731652	1152.000	729199.7	16476.64	1.160809	2355.410	2404.961
1410.731	3.862371	1152.000	784202.2	16421.63	1.250316	2297.527	2348.187
1435.365	3.929817	1152.000	812581.1	16393.26	1.345772	2269.587	2321.782
1460.000	3.997262	1152.000	840960.0	16364.88	1.504326	2240.860	2295.043
1533.903	4.199599	1512.000	952701.9	16253.13	1.421537	2151.795	2199.386
1541.603	4.220679	1512.000	964343.9	16241.49	1.630751	2139.411	2190.183
1551.228	4.247030	1512.000	978896.2	16226.94	1.665891	2127.605	2178.800
1566.266	4.288203	1512.000	1001634.	16204.20	1.718473	2109.250	2161.104
1589.764	4.352536	1512.000	1037163.	16168.67	1.792027	2080.894	2133.689
1626.479	4.453056	1512.000	1092676.	16113.16	1.910988	2037.375	2091.568
1683.846	4.610119	1512.000	1179415.	16026.42	2.204730	1969.834	2026.461
1731.146	4.739620	1512.000	1250933.	15954.90	2.784800	1915.340	1975.401
1775.074	4.859887	1512.000	1317352.	15888.49	4.055225	1849.611	1915.701
1825.000	4.996578	1512.000	1392840.	15813.00	4.943627	1775.930	1845.594
1838.437	5.033366	1800.000	1417026.	15788.81	5.083992	1759.351	1825.943
1842.190	5.043641	1800.000	1423781.	15782.06	5.988856	1748.507	1818.710
1846.881	5.056484	1800.000	1432225.	15773.61	6.110322	1738.639	1809.513
1854.210	5.076551	1800.000	1445419.	15760.42	6.235127	1723.533	1795.068
1865.663	5.107907	1800.000	1466033.	15739.81	6.387395	1700.108	1772.514
1883.558	5.156900	1800.000	1498244.	15707.60	6.607783	1663.687	1737.385
1911.519	5.233452	1800.000	1548573.	15657.27	6.953272	1610.062	1685.731
1941.084	5.314398	1800.000	1601791.	15604.06	7.670712	1555.894	1635.440
1955.295	5.353307	1800.000	1627371.	15578.48	8.424691	1527.882	1611.406
1979.691	5.420098	1800.000	1671284.	15534.57	8.982504	1481.128	1568.052
1986.074	5.437573	1800.000	1682772.	15523.08	9.814939	1462.854	1554.619
1994.052	5.459417	1800.000	1697134.	15508.72	9.927578	1445.321	1538.244
2006.518	5.493548	1800.000	1719573.	15486.28	10.09782	1417.947	1512.422
2025.997	5.546877	1800.000	1754635.	15451.22	10.29802	1377.579	1474.108
2056.432	5.630205	1800.000	1809418.	15396.43	10.65349	1317.036	1417.245
2066.142	5.656788	1800.000	1826896.	15378.95	11.29482	1296.266	1401.180
2068.021	5.661932	1800.000	1830277.	15375.57	12.06551	1286.811	1396.998
2070.369	5.668362	1800.000	1834504.	15371.35	12.13230	1280.735	1391.619
2074.038	5.678408	1800.000	1841109.	15364.74	12.19251	1271.577	1383.176
2079.772	5.694104	1800.000	1851429.	15354.42	12.24803	1257.353	1369.880
2088.730	5.718631	1800.000	1867554.	15338.30	12.25911	1235.428	1349.092
2102.727	5.756953	1800.000	1892749.	15313.11	12.27881	1201.912	1317.401
2124.598	5.816832	1800.000	1932116.	15273.74	12.34024	1152.678	1271.332
2134.390	5.843642	1800.000	1949742.	15256.11	12.75913	1129.685	1252.746
2149.891	5.886081	1800.000	1977644.	15228.21	13.01196	1095.885	1222.284
2170.042	5.941251	1800.000	2013915.	15191.94	13.56716	1045.185	1178.462
2179.204	5.966336	1800.000	2030407.	15175.45	14.12804	1019.662	1158.721
2194.440	6.008050	1645.305	2055476.	15150.38	14.36192	1000.000	1131.083
2211.498	6.054750	1223.401	2076343.	15129.51	15.24628	1000.000	1104.923
2221.295	6.081575	1056.083	2086691.	15119.17	15.57234	1000.000	1093.155
2238.745	6.129351	824.3748	2101076.	15104.78	16.02177	1000.000	1075.900

2267.078	6.206922	554.0462	2116774.	15089.08	16.56888	1000.000	1054.188
2274.961	6.228505	494.2829	2120670.	15085.19	16.95504	1000.000	1049.434
2297.787	6.290998	381.7802	2129385.	15076.47	17.07731	1000.000	1039.427
2302.253	6.303225	343.0579	2130917.	15074.94	17.84660	1000.000	1036.939
2307.835	6.318509	312.1677	2132659.	15073.20	17.88320	1000.000	1034.024
2316.558	6.342390	269.8231	2135013.	15070.85	17.92035	1000.000	1029.979
2330.187	6.379704	218.9550	2137997.	15067.86	17.93491	1000.000	1025.047
2351.482	6.438006	167.2439	2141558.	15064.30	17.95688	1000.000	1020.012
2381.765	6.520917	128.7303	2145457.	15060.40	18.11020	1000.000	1016.176
2384.476	6.528339	119.6798	2145781.	15060.08	19.12485	1000.000	1015.615
2387.865	6.537617	112.6197	2146163.	15059.70	19.12115	1000.000	1014.932
2393.159	6.552113	102.4257	2146705.	15059.16	19.10287	1000.000	1013.893
2401.432	6.574763	88.83035	2147440.	15058.43	19.08374	1000.000	1012.488
2414.359	6.610155	71.92895	2148370.	15057.50	19.07895	1000.000	1010.747
2434.557	6.665453	54.52124	2149471.	15056.40	19.09589	1000.000	1008.942
2466.116	6.751857	41.79790	2150790.	15055.08	19.16238	1000.000	1007.701
2471.047	6.765358	38.88559	2150982.	15054.89	19.43859	1000.000	1007.395
2477.211	6.782234	35.02963	2151198.	15054.67	19.48753	1000.000	1007.002
2486.842	6.808602	29.65855	2151483.	15054.36	19.48405	1000.000	1006.433
2501.890	6.849802	23.29889	2151834.	15054.01	19.47135	1000.000	1005.761
2525.404	6.914179	16.62323	2152225.	15053.62	19.42819	1000.000	1005.056
2562.143	7.014766	15.83435	2152807.	15053.04	19.16030	1000.000	1004.901
2619.549	7.171935	7.308950	2153226.	15052.62	19.53198	1000.000	1004.082
2709.245	7.417510	3.130473	2153507.	15052.35	19.62477	1000.000	1003.652
2849.396	7.801221	0.999280	2153647.	15052.21	19.78086	1000.000	1003.432
3031.896	8.300879	0.941577	2153819.	15052.03	19.92131	1000.000	1003.428
3050.146	8.350844	0.836336	2153834.	15052.02	20.20061	1000.000	1003.416
3072.958	8.413301	0.632544	2153849.	15052.01	19.99256	1000.000	1003.392
3108.603	8.510891	0.425279	2153864.	15051.99	19.92817	1000.000	1003.370
3164.298	8.663374	0.233898	2153877.	15051.98	19.72514	1000.000	1003.350
3251.320	8.901629	0.278092	2153901.	15051.96	20.01834	1000.000	1003.356
3387.293	9.273904	0.209206	2153929.	15051.93	19.82680	1000.000	1003.348
3405.543	9.323870	0.336205	2153936.	15051.92	20.31999	1000.000	1003.363
3428.356	9.386327	0.267973	2153942.	15051.92	19.95937	1000.000	1003.352
3464.000	9.483916	0.179266	2153948.	15051.92	19.94602	1000.000	1003.345
3519.695	9.636399	0.154797	2153957.	15051.91	19.68623	1000.000	1003.342
3606.718	9.874655	0.184712	2153973.	15051.90	20.20660	1000.000	1003.347
3742.691	10.24693	0.304498	2154014.	15051.86	19.84378	1000.000	1003.358
3760.941	10.29690	0.358135	2154021.	15051.85	20.47658	1000.000	1003.366
3783.753	10.35935	0.295132	2154027.	15051.84	20.05485	1000.000	1003.355
3819.398	10.45694	0.204626	2154035.	15051.84	19.96379	1000.000	1003.348
3875.093	10.60942	0.134228	2154042.	15051.83	19.73338	1000.000	1003.341
3962.115	10.84768	0.243776	2154063.	15051.81	20.09323	1000.000	1003.354
4098.088	11.21995	0.236875	2154096.	15051.78	20.02468	1000.000	1003.351
4116.338	11.26992	0.366972	2154102.	15051.76	20.39543	1000.000	1003.366
4139.151	11.33238	0.285154	2154109.	15051.75	20.03122	1000.000	1003.355
4174.795	11.42997	0.196496	2154116.	15051.75	20.05846	1000.000	1003.347
4230.490	11.58245	0.152281	2154124.	15051.74	19.67266	1000.000	1003.342
4239.192	11.60628	0.143273	2154126.	15051.74	20.16394	1000.000	1003.344
4250.070	11.63606	0.143928	2154127.	15051.74	19.80712	1000.000	1003.341
4267.067	11.68259	0.093220	2154129.	15051.74	19.55048	1000.000	1003.338
4293.624	11.75530	0.076313	2154131.	15051.72	19.70744	1000.000	1003.337
4335.120	11.86891	0.093188	2154135.	15051.72	19.49550	1000.000	1003.338
4341.604	11.88666	0.086410	2154135.	15051.72	19.91520	1000.000	1003.339
4349.708	11.90885	0.097906	2154136.	15051.72	19.61984	1000.000	1003.337
4362.372	11.94352	0.065067	2154137.	15051.72	19.30672	1000.000	1003.336
4382.158	11.99769	0.048721	2154138.	15051.71	19.37069	1000.000	1003.336
4413.075	12.08234	0.060358	2154140.	15051.71	19.23224	1000.000	1003.337
4417.906	12.09557	0.050856	2154140.	15051.70	19.30851	1000.000	1003.337
4423.944	12.11210	0.058281	2154140.	15051.70	19.23374	1000.000	1003.337
4433.379	12.13793	0.042591	2154141.	15051.70	19.10141	1000.000	1003.336
4448.121	12.17829	0.032097	2154141.	15051.68	19.04998	1000.000	1003.336
4471.156	12.24136	0.024134	2154142.	15051.68	18.92952	1000.000	1003.335
4474.755	12.25121	0.020410	2154142.	15051.68	18.90802	1000.000	1003.335
4479.254	12.26353	0.017268	2154142.	15051.68	18.87057	1000.000	1003.336
4486.284	12.28278	0.014770	2154142.	15051.68	18.75150	1000.000	1003.336
4497.268	12.31285	0.011775	2154142.	15051.67	18.62999	1000.000	1003.336
4514.430	12.35984	0.002908	2154142.	15051.68	18.11877	1000.000	1003.336
4541.246	12.43325	2.037737	2154197.	15051.62	19.83611	1000.000	1003.226
4545.436	12.44473	1.968157	2154205.	15051.62	19.84625	1000.000	1003.210
4550.673	12.45906	1.784464	2154214.	15051.61	19.84532	1000.000	1003.191
4558.857	12.48147	1.540734	2154227.	15051.59	19.84858	1000.000	1003.166
4571.644	12.51648	1.234983	2154243.	15051.58	19.84755	1000.000	1003.134
4591.623	12.57118	0.912735	2154261.	15051.55	19.86028	1000.000	1003.101
4622.841	12.65665	0.576719	2154279.	15051.53	19.82706	1000.000	1003.065

4627.719	12.67000	0.531483	2154282.	15051.53	19.86255	1000.000	1003.061
4633.816	12.68670	0.471009	2154284.	15051.53	19.84613	1000.000	1003.054
4643.343	12.71278	0.403418	2154288.	15051.53	19.82469	1000.000	1003.047
4658.229	12.75354	0.317946	2154293.	15051.52	19.78370	1000.000	1003.038
4681.488	12.81722	0.237504	2154299.	15051.51	19.79853	1000.000	1003.030
4717.831	12.91672	0.157319	2154304.	15051.50	19.70339	1000.000	1003.022
4723.509	12.93226	0.154232	2154305.	15051.50	19.81964	1000.000	1003.021
4730.607	12.95170	0.140533	2154306.	15051.50	19.68907	1000.000	1003.020
4741.698	12.98206	0.116604	2154307.	15051.50	19.62082	1000.000	1003.018
4759.027	13.02951	0.089349	2154309.	15051.50	19.47386	1000.000	1003.015
4761.735	13.03692	0.086109	2154309.	15051.50	19.49383	1000.000	1003.015
4765.120	13.04619	0.088953	2154310.	15051.50	19.46012	1000.000	1003.016
4770.408	13.06067	0.090516	2154310.	15051.50	19.42322	1000.000	1003.016
4778.671	13.08329	0.093370	2154311.	15051.50	19.39462	1000.000	1003.016
4791.583	13.11864	0.076084	2154312.	15051.50	19.30087	1000.000	1003.015
4811.757	13.17387	0.060364	2154313.	15051.50	19.08207	1000.000	1003.014
4843.279	13.26018	0.051229	2154315.	15051.50	19.08603	1000.000	1003.014
4848.205	13.27366	0.055763	2154315.	15051.49	19.23384	1000.000	1003.014
4854.361	13.29052	0.065405	2154315.	15051.49	19.22022	1000.000	1003.014
4863.981	13.31685	0.069117	2154316.	15051.49	19.17063	1000.000	1003.015
4879.012	13.35801	0.059826	2154317.	15051.49	19.23983	1000.000	1003.014
4902.498	13.42231	0.059617	2154318.	15051.48	19.15827	1000.000	1003.014
4906.167	13.43235	0.060068	2154318.	15051.48	19.33472	1000.000	1003.014
4910.754	13.44491	0.069882	2154319.	15051.49	19.27131	1000.000	1003.014
4917.921	13.46453	0.070260	2154319.	15051.48	19.20377	1000.000	1003.015
4929.120	13.49520	0.059944	2154320.	15051.48	19.19299	1000.000	1003.014
4946.619	13.54310	0.054016	2154321.	15051.48	19.07427	1000.000	1003.013
4949.353	13.55059	0.051033	2154321.	15051.48	19.08162	1000.000	1003.014
4952.770	13.55995	0.053046	2154321.	15051.48	19.07909	1000.000	1003.014
4958.110	13.57457	0.055936	2154322.	15051.48	19.06743	1000.000	1003.014
4966.454	13.59741	0.059635	2154322.	15051.48	19.05079	1000.000	1003.015
4979.491	13.63310	0.051936	2154323.	15051.48	19.04500	1000.000	1003.014
4999.862	13.68888	0.043872	2154324.	15051.48	18.87743	1000.000	1003.013
5031.691	13.77602	0.052760	2154325.	15051.48	19.16692	1000.000	1003.015
5036.665	13.78964	0.070197	2154326.	15051.48	19.31730	1000.000	1003.015
5042.881	13.80666	0.079424	2154326.	15051.48	19.31531	1000.000	1003.015
5052.594	13.83325	0.069729	2154327.	15051.48	19.23592	1000.000	1003.014
5067.772	13.87480	0.058524	2154328.	15051.47	19.23803	1000.000	1003.014
5091.486	13.93973	0.061985	2154329.	15051.47	19.20289	1000.000	1003.014
5095.192	13.94987	0.063716	2154329.	15051.47	19.29325	1000.000	1003.014
5099.823	13.96256	0.069647	2154330.	15051.47	19.22656	1000.000	1003.015
5107.061	13.98237	0.070311	2154330.	15051.47	19.17410	1000.000	1003.015
5118.369	14.01333	0.072236	2154331.	15051.47	19.21672	1000.000	1003.015
5136.037	14.06170	0.056701	2154332.	15051.47	19.01400	1000.000	1003.014
5138.798	14.06926	0.051479	2154332.	15051.47	19.00976	1000.000	1003.014
5142.249	14.07871	0.052658	2154332.	15051.47	18.99703	1000.000	1003.014
5147.641	14.09347	0.054811	2154333.	15051.47	18.98887	1000.000	1003.014
5156.066	14.11654	0.058986	2154333.	15051.47	18.99661	1000.000	1003.015
5169.230	14.15258	0.064460	2154334.	15051.47	19.03942	1000.000	1003.015
5189.799	14.20890	0.050829	2154335.	15051.47	18.95631	1000.000	1003.014
5221.938	14.29689	0.063406	2154337.	15051.46	19.05857	1000.000	1003.016
5226.960	14.31064	0.069816	2154337.	15051.47	19.10682	1000.000	1003.016
5233.237	14.32782	0.074527	2154338.	15051.47	19.15267	1000.000	1003.016
5243.045	14.35468	0.068752	2154339.	15051.47	19.19896	1000.000	1003.015
5258.371	14.39663	0.058403	2154339.	15051.46	19.07411	1000.000	1003.014
5282.316	14.46219	0.066500	2154341.	15051.46	19.43122	1000.000	1003.015
5286.058	14.47244	0.084884	2154341.	15051.46	19.40273	1000.000	1003.015
5290.734	14.48524	0.085604	2154342.	15051.46	19.34368	1000.000	1003.016
5298.042	14.50525	0.087184	2154342.	15051.46	19.33702	1000.000	1003.016
5309.460	14.53651	0.089042	2154343.	15051.46	19.26993	1000.000	1003.016
5327.301	14.58536	0.064599	2154345.	15051.46	19.07887	1000.000	1003.014
5330.089	14.59299	0.060084	2154345.	15051.46	19.10687	1000.000	1003.014
5333.573	14.60253	0.062893	2154345.	15051.46	19.08587	1000.000	1003.015
5339.018	14.61743	0.064707	2154345.	15051.46	19.07155	1000.000	1003.015
5347.525	14.64073	0.068563	2154346.	15051.46	19.09496	1000.000	1003.015
5360.817	14.67712	0.058057	2154347.	15051.46	19.01247	1000.000	1003.014
5381.587	14.73398	0.050884	2154348.	15051.46	18.98229	1000.000	1003.014
5414.039	14.82283	0.051540	2154349.	15051.45	18.99625	1000.000	1003.014
5464.746	14.96166	0.072572	2154353.	15051.45	19.23211	1000.000	1003.016
5465.538	14.96383	0.086198	2154353.	15051.45	19.46364	1000.000	1003.016
5466.529	14.96654	0.099009	2154353.	15051.45	19.56849	1000.000	1003.016
5468.076	14.97078	0.106270	2154353.	15051.45	19.61461	1000.000	1003.017
5470.494	14.97740	0.111020	2154354.	15051.45	19.61074	1000.000	1003.017
5474.272	14.98774	0.113480	2154354.	15051.45	19.56731	1000.000	1003.018
5480.175	15.00390	0.114825	2154355.	15051.45	19.52075	1000.000	1003.018

Tabla 24. Reporte de datos SUMMARY generado por Eclipse 100 para el caso 3.

SUMMARY OF RUN oscar3 ECLIPSE 2001a DATESTAMP 08-JUN-2001 USER MACHINE oscar1 WIN32

TIME DAYS	YEARS YEARS	FOPR STB/DAY	FOPT STB	FOIP STB	WGOR MSCF/STB	WBHP PSIA	FPR PSIA
				*10**3		PRODUCER	PRODUCER
0	0	0	0	59283.92	0	3340.750	3347.291
1.000000	0.002738	72.00000	72.00000	59283.85	1.263000	3320.836	3347.255
4.000000	0.010951	72.00000	288.0000	59283.64	1.263000	3319.827	3347.150
13.00000	0.035592	72.00000	936.0000	59282.99	1.263000	3318.822	3346.834
40.00000	0.109514	72.00000	2880.000	59281.03	1.263000	3317.510	3345.888
121.0000	0.331280	72.00000	8712.000	59275.22	1.263000	3314.632	3343.044
243.0000	0.665298	72.00000	17496.00	59266.44	1.263000	3310.336	3338.763
365.0000	0.999316	72.00000	26280.00	59257.65	1.263000	3306.057	3334.482
547.5000	1.498973	360.0000	91980.00	59191.95	1.263009	3273.166	3302.459
730.0000	1.998631	360.0000	157680.0	59126.25	1.263007	3241.068	3270.424
912.5000	2.498289	720.0000	289080.0	58994.88	1.263003	3172.810	3206.329
1095.000	2.997947	720.0000	420480.0	58863.47	1.263002	3113.680	3147.099
1277.500	3.497604	1152.000	630720.0	58653.23	1.267258	3065.699	3094.791
1368.750	3.747433	1152.000	735840.0	58548.11	1.289634	3041.829	3071.136
1460.000	3.997262	1152.000	840960.0	58442.99	1.266541	3018.606	3047.907
1642.500	4.496920	1512.000	1116900.	58167.04	1.254866	2915.030	2942.680
1825.000	4.996578	1512.000	1392840.	57891.10	1.156340	2777.364	2804.887
1848.170	5.060014	1800.000	1434546.	57849.42	1.765280	2756.525	2785.588
1900.985	5.204614	1800.000	1529613.	57754.36	1.443663	2717.313	2745.261
2059.430	5.638413	1800.000	1814814.	57469.16	1.067640	2617.110	2644.248
2133.812	5.842058	1800.000	1948701.	57335.27	1.183773	2574.385	2602.329
2249.952	6.160032	1800.000	2157753.	57126.22	1.040866	2510.726	2538.374
2414.104	6.609457	1800.000	2453227.	56830.75	0.974584	2413.953	2441.615
2430.563	6.654520	1800.000	2482854.	56801.12	1.418227	2402.277	2431.595
2479.941	6.789708	1800.000	2571734.	56712.25	1.313645	2375.116	2403.812
2588.588	7.087167	1800.000	2767298.	56516.68	1.076357	2322.781	2350.955
2758.464	7.552263	1800.000	3073075.	56210.91	0.892045	2254.715	2282.659
2785.658	7.626715	1800.000	3122024.	56161.97	0.974667	2242.937	2271.523
2861.489	7.834331	1800.000	3258520.	56025.48	1.105099	2211.288	2240.450
3043.989	8.333988	1800.000	3587020.	55696.98	0.983144	2149.092	2177.915
3123.095	8.550569	1800.000	3729411.	55554.58	0.837493	2125.272	2153.883
3161.820	8.656590	1800.000	3799115.	55484.88	0.910281	2111.800	2141.096
3277.993	8.974656	1800.000	4008227.	55275.77	0.926821	2075.206	2104.534
3460.493	9.474314	1800.000	4336727.	54947.27	0.933648	2021.735	2051.155
3642.993	9.973971	1800.000	4665227.	54618.80	1.020041	1974.891	2004.664
3694.631	10.11535	1800.000	4758176.	54525.85	1.163993	1964.106	1994.119
3783.641	10.35904	1800.000	4918393.	54365.63	1.406196	1942.404	1972.771
3902.520	10.68452	1800.000	5132375.	54151.65	1.722005	1907.627	1938.459
3914.457	10.71720	1800.000	5153862.	54130.16	1.955434	1903.959	1934.812
3929.379	10.75805	1800.000	5180721.	54103.30	2.007612	1899.422	1930.240
3952.694	10.82189	1800.000	5222688.	54061.34	2.061110	1892.130	1923.035
3989.124	10.92163	1800.000	5288262.	53995.76	2.122614	1880.710	1911.699
4046.045	11.07747	1800.000	5390721.	53893.30	2.218538	1862.869	1893.980

4134.985	11.32097	1800.000	5550813.	53733.21	2.417506	1835.227	1866.557
4273.954	11.70145	1800.000	5800957.	53483.07	2.827866	1795.876	1827.462
4337.144	11.87445	1800.000	5914699.	53369.33	4.264045	1775.086	1807.544
4345.477	11.89727	1800.000	5929698.	53354.34	5.194989	1771.330	1803.551
4355.893	11.92578	1800.000	5948446.	53335.59	5.503512	1766.140	1798.454
4372.167	11.97034	1800.000	5977741.	53306.30	5.754614	1757.689	1790.184
4397.597	12.03996	1800.000	6023514.	53260.52	5.976180	1744.147	1776.788
4437.330	12.14875	1800.000	6095034.	53189.00	6.193312	1722.772	1755.529
4499.413	12.31872	1800.000	6206784.	53077.26	6.562789	1688.440	1721.457
4596.418	12.58431	1800.000	6381393.	52902.64	7.091178	1639.829	1673.201
4642.741	12.71113	1800.000	6464773.	52819.26	8.087965	1616.770	1650.881
4703.750	12.87816	1800.000	6574589.	52709.45	8.794991	1587.205	1621.836
4712.914	12.90326	1800.000	6591085.	52692.98	9.693251	1580.753	1616.079
4724.370	12.93462	1800.000	6611706.	52672.36	9.854537	1573.152	1608.882
4742.270	12.98363	1800.000	6643925.	52640.15	9.959198	1561.595	1597.538
4770.238	13.06020	1800.000	6694268.	52589.82	10.04281	1543.798	1579.880
4813.938	13.17984	1800.000	6772929.	52511.16	10.17434	1517.238	1553.552
4882.220	13.36679	1800.000	6895836.	52388.27	10.38107	1481.187	1517.802
4931.028	13.50042	1800.000	6983689.	52300.41	11.08491	1460.246	1497.869
4977.365	13.62728	1800.000	7067097.	52217.00	12.25065	1433.760	1473.057
4986.560	13.65246	1800.000	7083647.	52200.44	13.45468	1425.463	1466.225
4998.052	13.68392	1800.000	7104333.	52179.75	13.57607	1416.227	1457.538
5016.009	13.73308	1800.000	7136656.	52147.43	13.65797	1402.327	1443.865
5044.067	13.80990	1800.000	7187160.	52096.92	13.75259	1380.893	1422.694
5087.907	13.92993	1800.000	7266073.	52018.02	13.91149	1348.346	1390.575
5153.342	14.10908	1800.000	7383855.	51900.23	14.11720	1304.245	1347.136
5180.363	14.18306	1800.000	7432493.	51851.60	14.97265	1288.023	1331.924
5223.111	14.30010	1800.000	7509440.	51774.65	15.89626	1258.728	1304.398
5231.485	14.32302	1800.000	7524512.	51759.58	18.17305	1247.943	1296.751
5241.951	14.35168	1800.000	7543352.	51740.75	18.31143	1237.461	1286.969
5258.305	14.39645	1800.000	7572789.	51711.34	18.36153	1221.817	1271.652
5283.858	14.46642	1800.000	7618785.	51665.34	18.39243	1198.091	1248.310
5323.785	14.57573	1800.000	7690652.	51593.47	18.51115	1162.877	1213.863
5354.947	14.66105	1800.000	7746745.	51537.38	18.77757	1140.139	1191.521
5385.762	14.74541	1800.000	7802212.	51481.92	20.25510	1112.703	1166.659
5432.397	14.87309	1800.000	7886155.	51397.98	22.11582	1064.094	1120.797
5459.325	14.94682	1800.000	7934624.	51349.54	24.30939	1034.106	1093.167
5480.022	15.00348	1800.000	7971880.	51312.23	24.79870	1013.088	1072.362
5521.238	15.11633	1161.218	8019741.	51264.37	27.08099	1000.000	1044.314
5552.757	15.20262	657.4531	8040463.	51243.66	29.84007	1000.000	1031.208
5575.716	15.26548	424.7785	8050215.	51233.90	31.13814	1000.000	1024.485
5644.592	15.45405	150.8336	8060604.	51223.52	32.91208	1000.000	1016.757
5659.628	15.49522	107.3207	8062218.	51221.91	33.78439	1000.000	1015.413
5678.423	15.54668	74.75391	8063623.	51220.50	33.93591	1000.000	1014.313
5707.791	15.62708	37.69017	8064730.	51219.42	34.27935	1000.000	1013.247
5753.677	15.75271	16.20144	8065473.	51218.67	34.25387	1000.000	1012.557
5825.375	15.94901	5.200264	8065846.	51218.30	34.13657	1000.000	1012.214
5937.403	16.25572	1.472413	8066011.	51218.12	33.83489	1000.000	1012.095
6112.446	16.73497	1.130290	8066209.	51217.92	33.76130	1000.000	1012.085
6294.946	17.23462	1.000009	8066391.	51217.74	34.21367	1000.000	1012.080
6477.446	17.73428	1.560677	8066676.	51217.46	34.43516	1000.000	1012.095
6659.946	18.23394	1.648893	8066977.	51217.16	34.59411	1000.000	1012.094
6842.446	18.73360	1.746761	8067296.	51216.84	34.77346	1000.000	1012.100
7024.946	19.23326	1.892431	8067641.	51216.49	35.04464	1000.000	1012.101
7162.473	19.60978	1.852670	8067896.	51216.24	35.12587	1000.000	1012.102
7300.000	19.98631	1.558380	8068110.	51216.02	35.32469	1000.000	1012.092

5. RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación se presenta la información recopilada de los resultados de la simulación de los casos anteriores. Datos de producción final, presiones promedio del yacimiento, se ilustran en las siguientes tablas.

Tabla 25. Datos de producción Final

CASOS PLANTEADOS	FOPR (stb / D)	GOR Mscf / stb)	FOPT (SCB)
CASO 1	28,01	15,18	3624038,00
CASO2	1800	0,58278	4677840
CASO3	1800	0,871892	4677840

Tabla 26. Reporte final de Presión Promedio, Volumen Final y Factor de Recobro

CASOS PLANTEADOS	PRESION (PSI)	ACEITE (STB) *10 ³	FACTOR DE RECOBRO %
CASO 1	1002,64	11500000,00	31,5134
CASO2	1499,229	25191,57	18,5691
CASO3	2213,627	86799,3	5,3893

Las siguientes figuras muestran el comportamiento de las curvas generadas por Eclipse 100, las cuales pueden ser comparadas con gráficos de producción de campos vecinos para de esa manera observar la similitud de las tendencias.

Gráficos de tasa de producción de aceite para el campo, comportamiento de la relación gas – aceite y presión en la celda, son presentados aquí con el objeto de observar cualitativamente el comportamiento y potencial que puede tener el yacimiento que está siendo explorado.

Figura 40. Tasa de producción de aceite generada por Eclipse 100. Caso 1

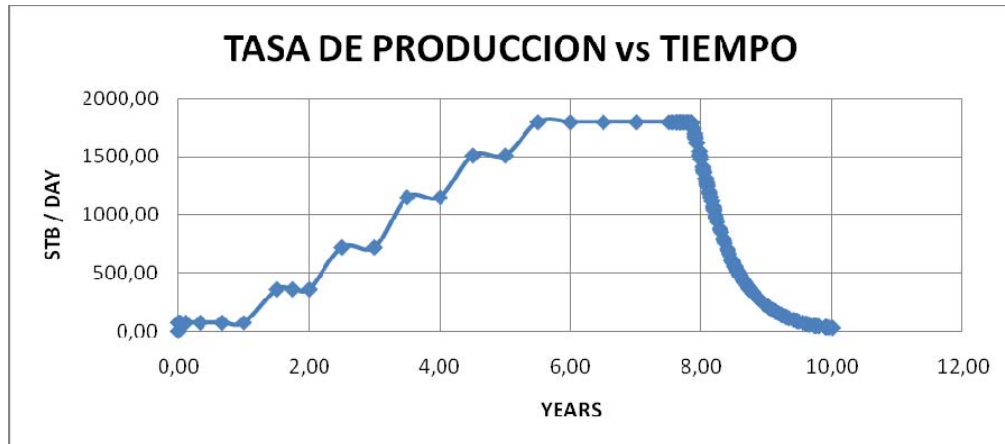


Figura 41. Relacion Gas – Aceite generada por Eclipse 100. Caso 1.

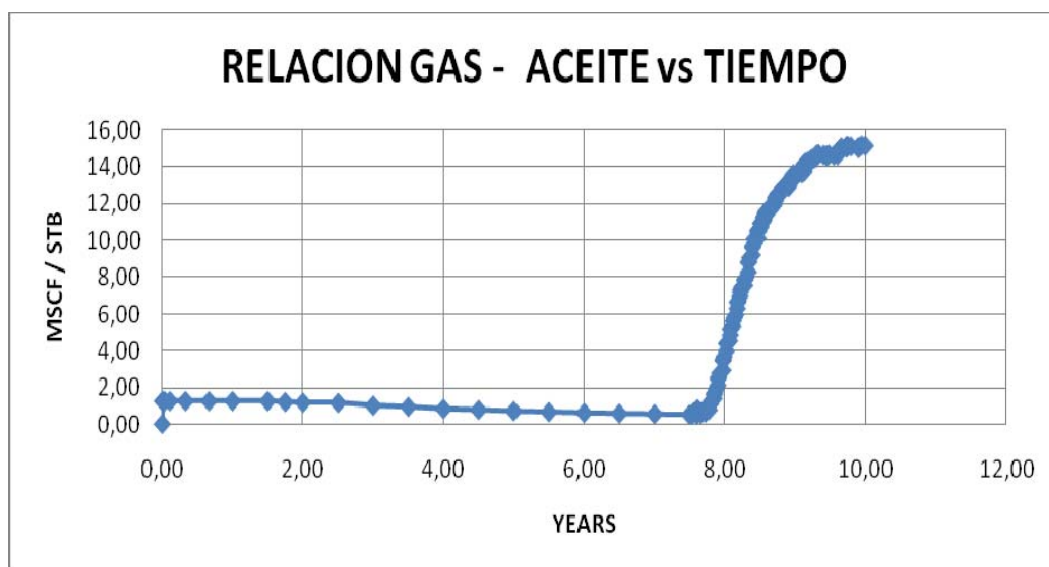


Figura 42. Presión de las celdas generadas por Eclipse 100. Caso 1.

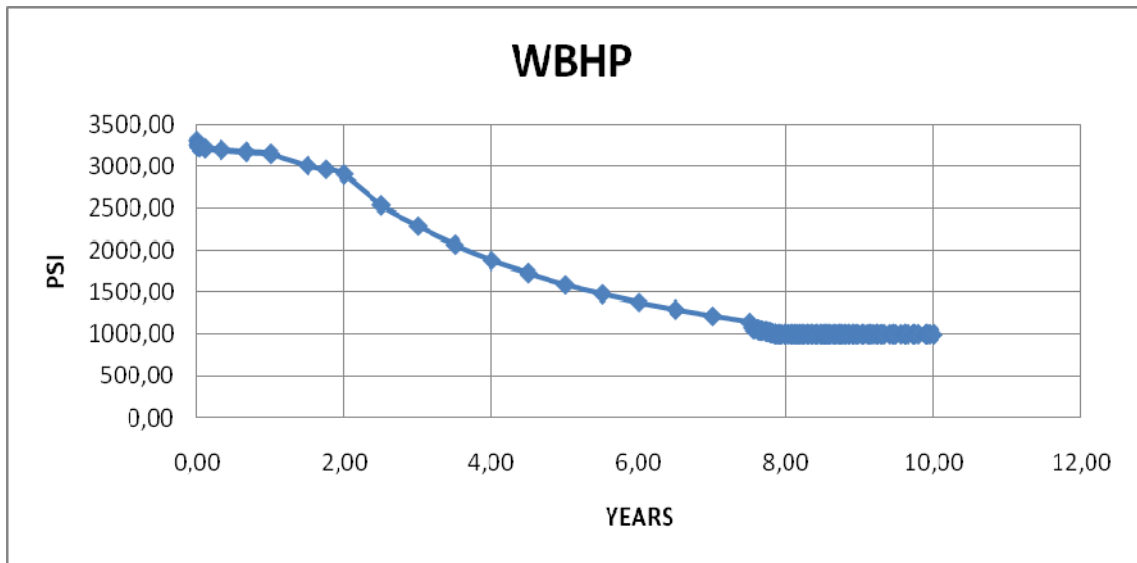


Figura 43. Tasa de producción de aceite generada por Eclipse 100. Caso 2.

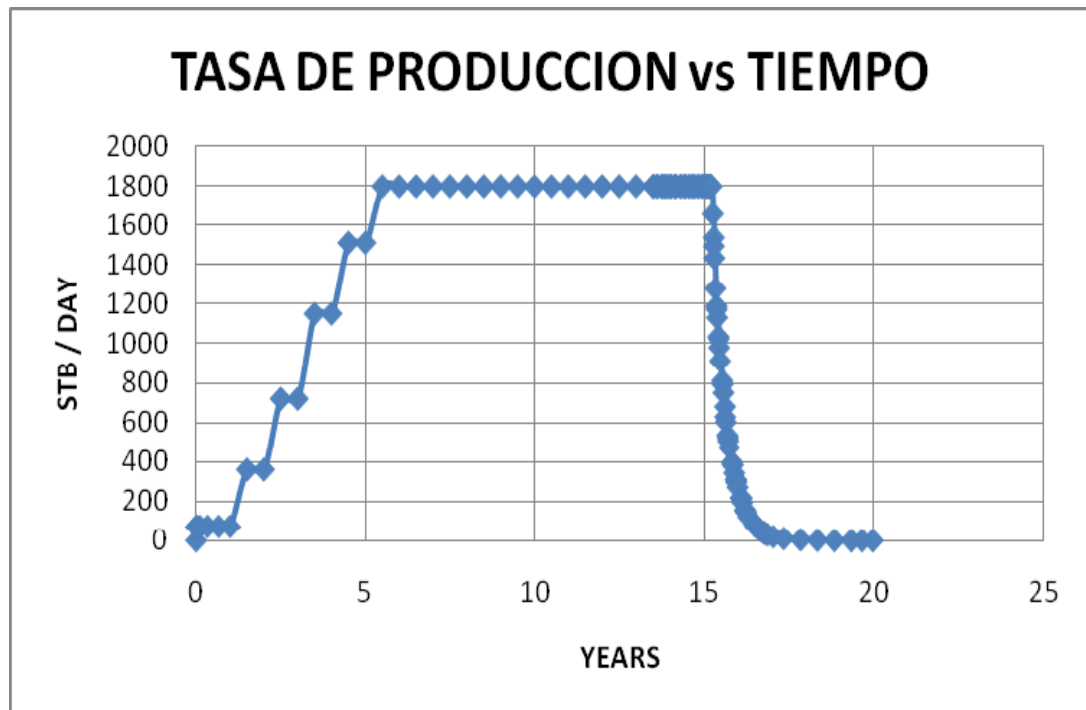


Figura 44. Relacion Gas – Aceite generada por Eclipse 100. Caso 2.

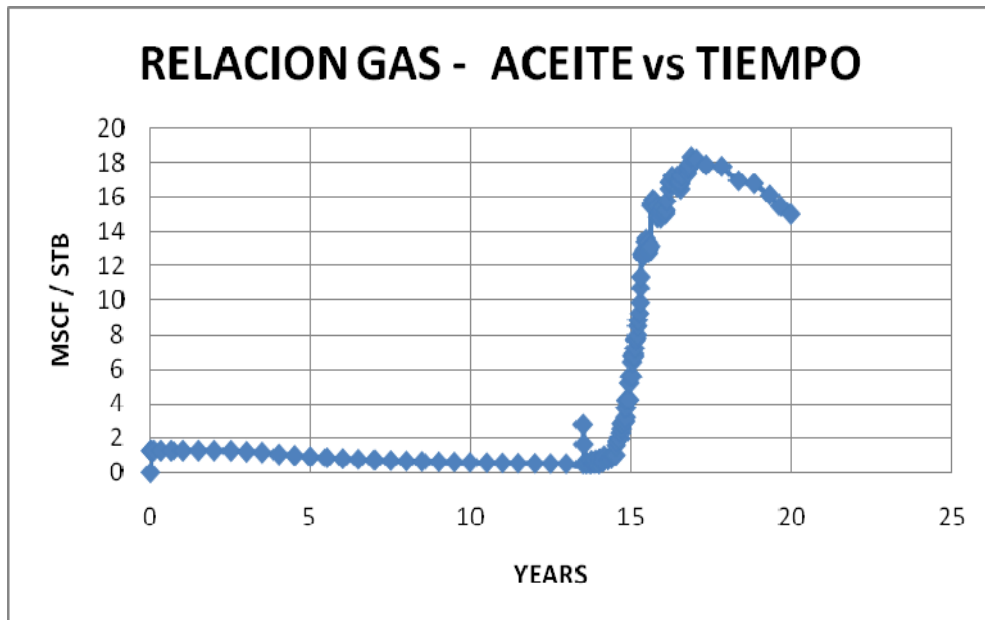


Figura 45. Presión de las celdas generadas por Eclipse 100. Caso 2.

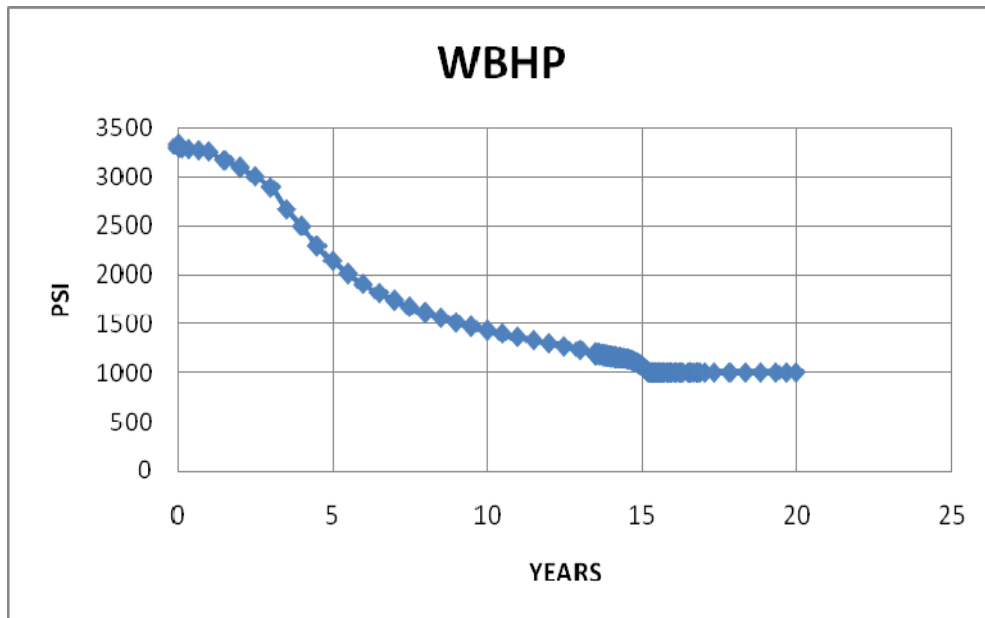


Figura 46. Tasa de producción de aceite generada por Eclipse 100. Caso 3.

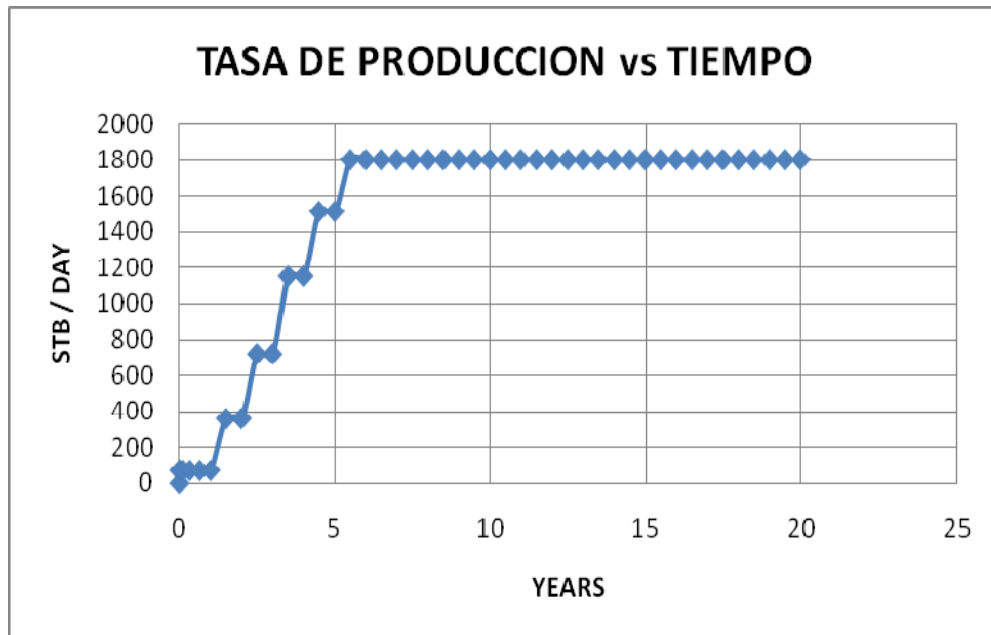


Figura 47. Relacion Gas – Aceite generada por Eclipse 100. Caso 3.

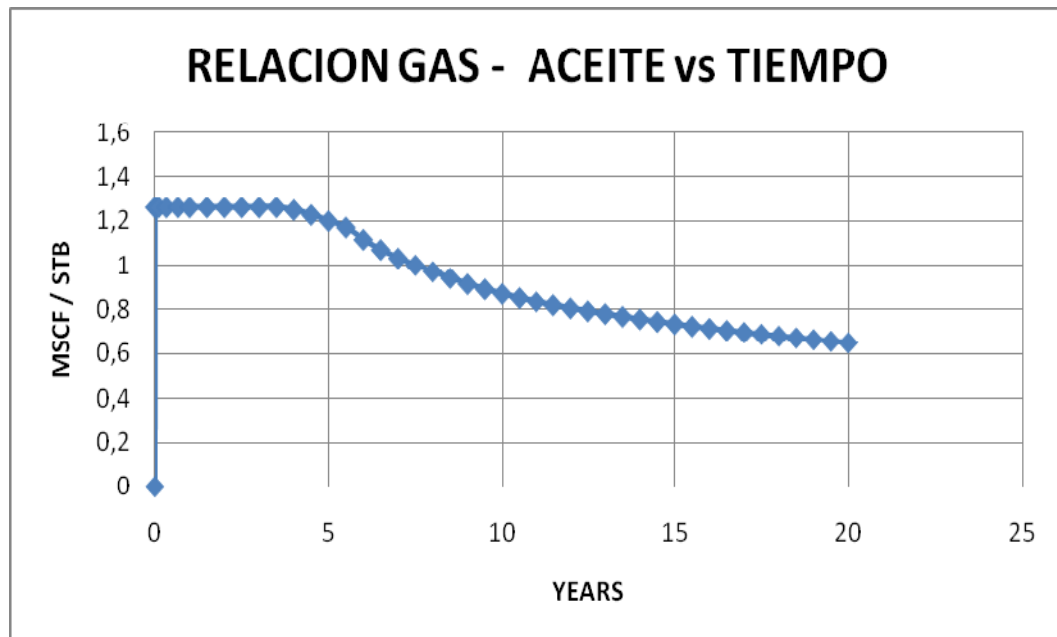
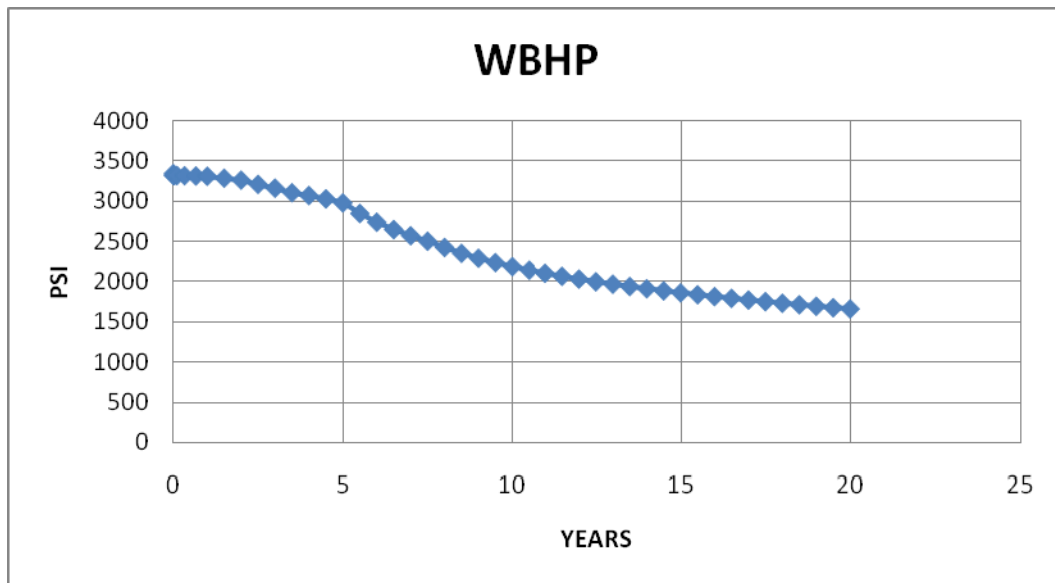


Figura 48. Presión de las celdas generadas por Eclipse 100. Caso 3



5.1 GRÁFICAS COMPARATIVAS

Figura 49. Tasa de producción de aceite generada por Eclipse 100. Comparativa

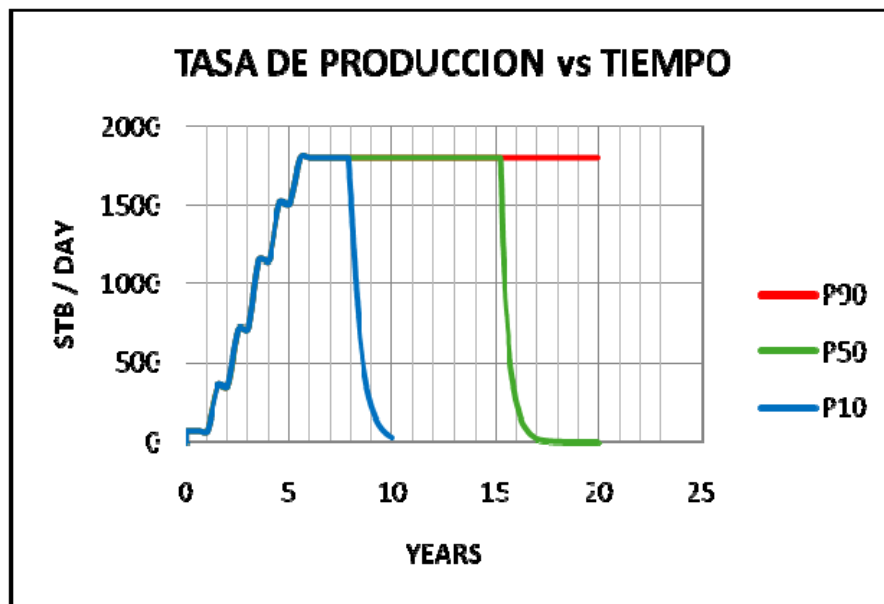


Figura 50. Relacion Gas – Aceite generada por Eclipse 100. Comparativa

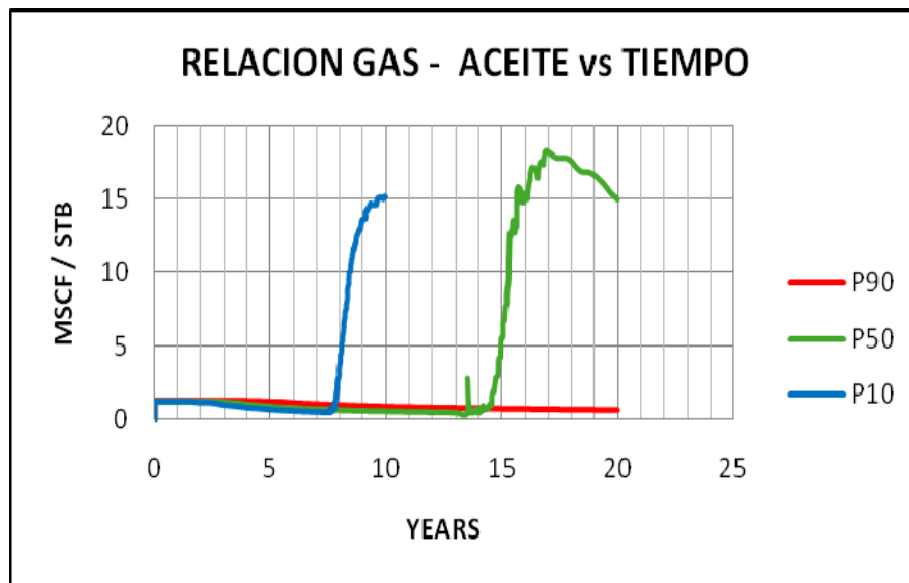


Figura 51. Presion de las celdas generadas por Eclipse 100. comparativa

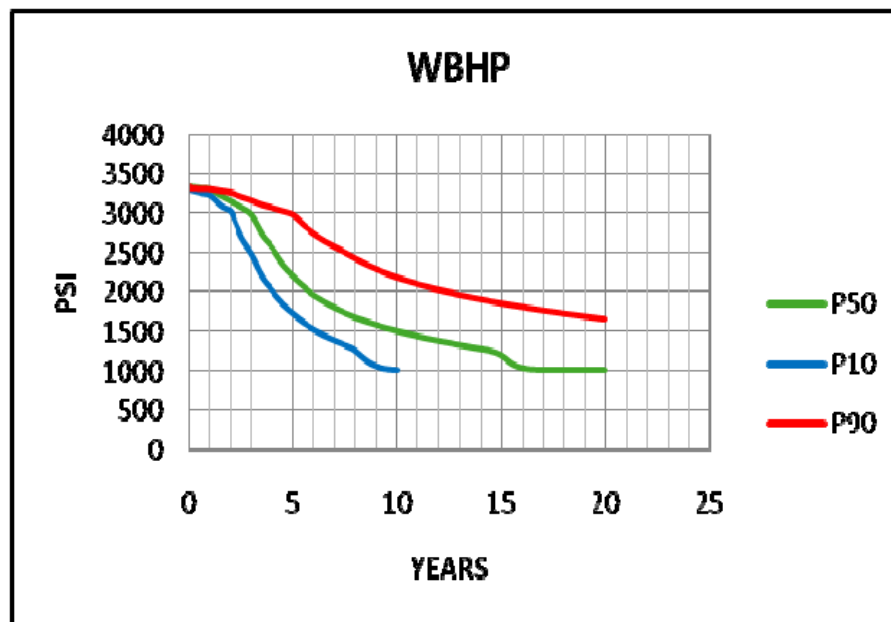
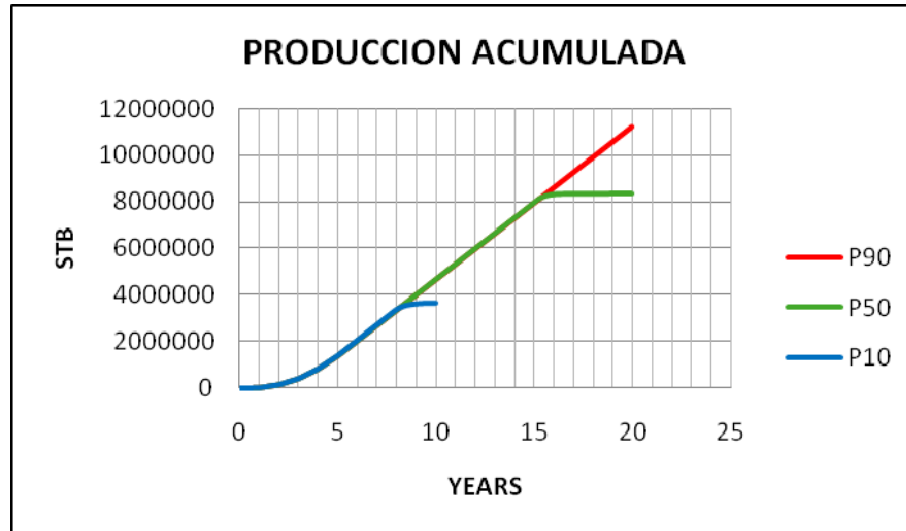


Figura 52. Produccion acumulada de aceite generadas por Eclipse 100. comparativa



5.2. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

El siguiente análisis, establecido con base en los reportes de los resultados de la simulación y en las gráficas generadas para cada caso planteado, permite conocer el rendimiento del yacimiento.

CASO 1. Este caso fue presentado con el objeto de evaluar el yacimiento cuando este presenta las peores condiciones de propiedades de la roca. Se observa que el OOIP para este caso es el más bajo debido a que el espacio poroso que aquí se presenta no es lo suficientemente grande para almacenar más fluido; un valor de 11.5 millones de barriles es pequeño con relación a los otros casos presentados, como se muestra en las anteriores tablas. Además se ve claramente que debido a la baja permeabilidad que posee el yacimiento los fluidos presentes en él no pueden llegar a la cara del pozo y por esta razón la presión allí tendrá una reducción considerable en el quinto

año, esto trae como consecuencia una disminución en la producción de hidrocarburos.

También se aprecia que el valor del GOR permanece constante durante el primer semestre del año en relación a que el yacimiento se mantiene por encima de la presión de burbuja, posteriormente este valor empieza a disminuir debido a que el fluido ha liberado una cantidad considerable de gas formando un manto que se acumula en la parte superior de la formación (primera capa. En este instante solo se obtiene aceite ya que la producción de hidrocarburos se realiza por la segunda capa. A partir del quinto año el GOR aumenta considerablemente debido a la producción de la capa de gas que se había formado, hasta estabilizarse.

CASO 2. Muestra una mayor producción acumulada de aceite y un mayor tiempo en la declinación de la producción debido a la caída de presión favorable al presentar mejores condiciones en las propiedades de la roca. Sin embargo, el comportamiento del GOR muestra una tendencia ligeramente diferente a partir del catorceavo año en donde se observa una disminución significativa en la producción de gas como consecuencia de la depleción del yacimiento.

Además se puede observar que el factor de recobro es similar al obtenido para el caso anterior, debido a la relación existente entre el OOIP y la producción de aceite. A pesar de que la producción del yacimiento es más alta que en el primer caso, el yacimiento necesita más tiempo para despresurizarse.

CASO 3. En este caso el yacimiento cuenta con las mejores condiciones que puedan existir, los resultados obtenidos no podrían ser diferentes a los esperados: una gran cantidad de aceite in situ debido a los valores altos de

porosidad y grandes cantidades de aceite producido por la buena permeabilidad existente en la capa dos.

Se puede ver que la producción se mantiene constante con 1800 barriles durante el tiempo de la simulación, en este caso 20 años, para esta fecha no se ha producido mayor cantidad de gas luego el valor de GOR no mostrará grandes cambios.

La presión en la cara del pozo disminuye paulatinamente, esto hace que la producción no decline, y finalmente la presión del yacimiento al cabo de veinte años disminuye hasta 1608 psi, esto quiere decir que se puede mantener la producción a esa tasa durante dos o tres años

6. CONCLUSIONES

- La simulación numérica es una herramienta importante en la toma de decisiones para el manejo del campo. En zonas en donde hasta ahora se está explorando la simulación numérica es una buena alternativa para pasar de los resultados convencionales probabilísticos a resultados determinísticos con los cuales se pueden estimar cual puede ser el potencial del yacimiento.
- Se logró comprobar la validación y confiabilidad de la metodología propuesta para desarrollar modelos de simulación numérica que permiten generar prospectos exploratorios a partir de sus resultados.
- La realización de un proyecto de prospectos exploratorios solo es posible mediante la colaboración un gran equipo de trabajo que se desempeñan en diferentes áreas, es una labor interdisciplinaria y requiere la interacción de todos para realizar este tipo de estudio.
- Es posible estimar los valores del modelo estático y de fluido del área en estudio mediante el uso de la estadística utilizando datos de campos maduros aledaños a la zona de interés
- Se propone que mediante un correcto manejo de la incertidumbre que conlleva el evaluar prospectos exploratorios, se puedan obtener resultados bastante precisos y consistentes.

7. RECOMENDACIONES

- ✓ Dada la magnitud de incertidumbre que se maneja en la ejecución de este tipo de proyectos se recomienda contar con una amplia base de datos que contribuya a minimizar así la probabilidad de error en las variables relevantes.

- ✓ Para el “macheo” inicial se recomienda hacer una comparación entre el factor de recobro arrojado por el simulador manipulando los respectivos caudales y un factor de recobro “real” obtenido de un campo aledaño a la zona de interés

- ✓ Se debe tomar en cuenta el uso de datos de la misma cuenca en la que el área está siendo estudiada para resultados más confiables y óptimos.

- ✓ Corroborar que el parámetro que esté siendo evaluado ya sea porosidad, permeabilidad o cualquier otro, tengan comportamientos acordes a la función de distribución estadística que vaya a ser empleada.

- ✓ Contar infaliblemente con información de campos aledaños al área que se estime sea explorada. En este caso en particular se contaba con estudios geológicos de la formación barco para el campo tibú; dado que la metodología es aplicable por formaciones, se recomienda contar con estudios mas completos y detallados que permitan minimizar el nivel de incertidumbre.

BIBLIOGRAFÍA

Banco de datos del Instituto Colombiano del Petróleo ICP, Campos Tibú y Sardinata.

BENAVIDES, W. (1997). Manual teórico práctico para el manejo del software ECLIPSE PVT.

BOHORQUEZ, M.A y OREJARENA, G.D (2006). Definición del modelo estático para la formación barco en el área a, b y d, campo tibú, cuenca del Catatumbo, Colombia.

ESCOBAR, F.H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Documento en formato digital, p. 119-130.

JIMENEZ, C.P y PEREZ, G.A (2006). Análisis de riesgos en operaciones de exploración petrolera y su impacto financiero como proyecto de inversión.

MENDOZA, S. y ORDOÑEZ, J.C. (1997). Guía para el manejo del simulador ECLIPSE 100 para petróleo negro.

OROZCO, A.F y ROCHA, N.A. (2008). Determinación de potenciales (ipr) en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación Montecarlo.

SATTER, A., BALDWIN, J., JESPERSEN, R. (2000). Computer Assisted Reservoir Management. p. 152-159.

TRIGOS, M y SAAVEDRA, J.L (2006). Definición de un modelo estático para las formaciones barco y Catatumbo, campo Sardinata, cuenca Catatumbo, Colombia.

INTERNET

<http://carmesimatematic.webcindario.com/estadisticamat.htm>

http://es.wikipedia.org/wiki/Trampa_petroli%C3%ADfera

http://modelos-de-simulacion.blogspot.com/2007_10_01_archive.html

http://personal5.iddeo.es/ztt/Tem/t21_distribucion_normal.htm

<http://www.palacio.org/Hablamos/0000009b.htm>

http://www.finanzaspersonales.com.co/wf_InfoArticulo.aspx?IdArt=125

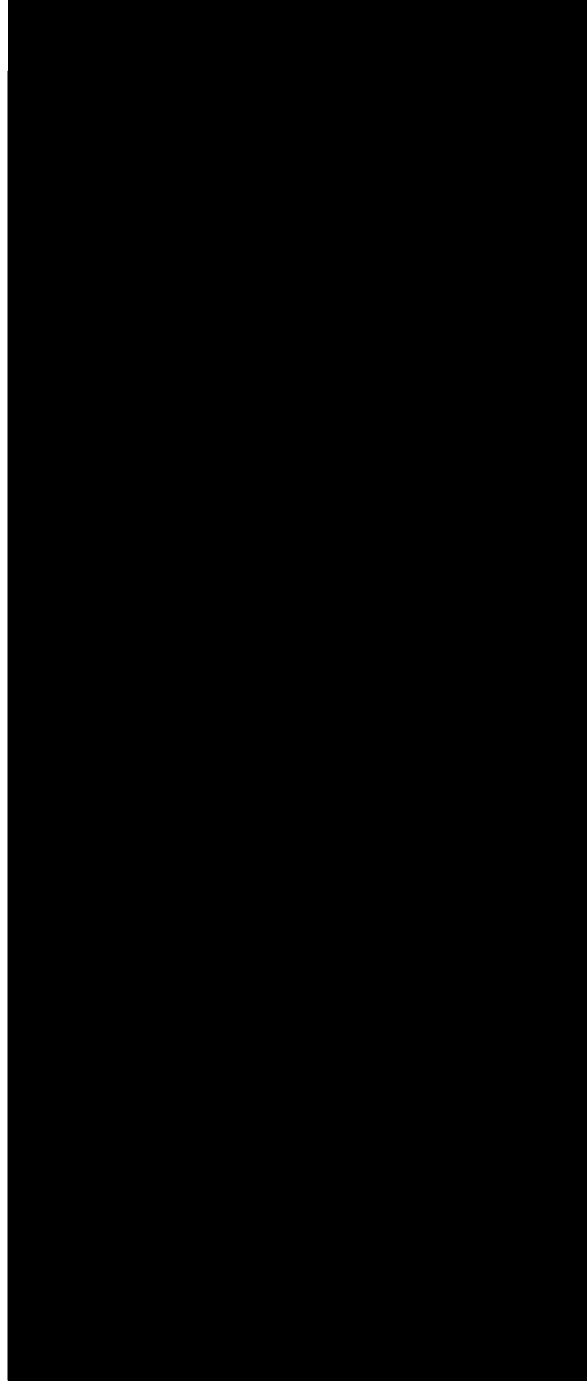
<http://www.eumed.net/libros/2007a/239/6a.htm>

ANEXOS

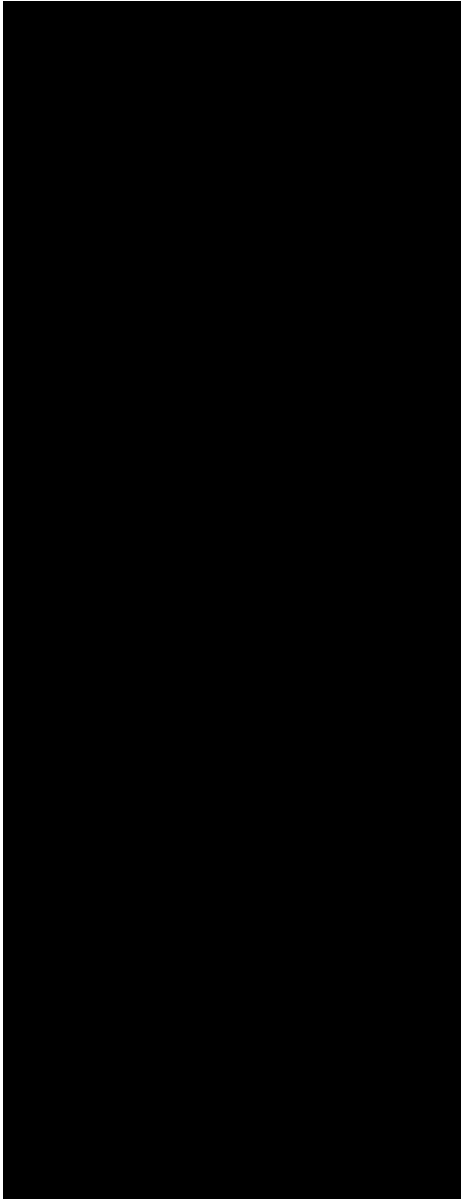
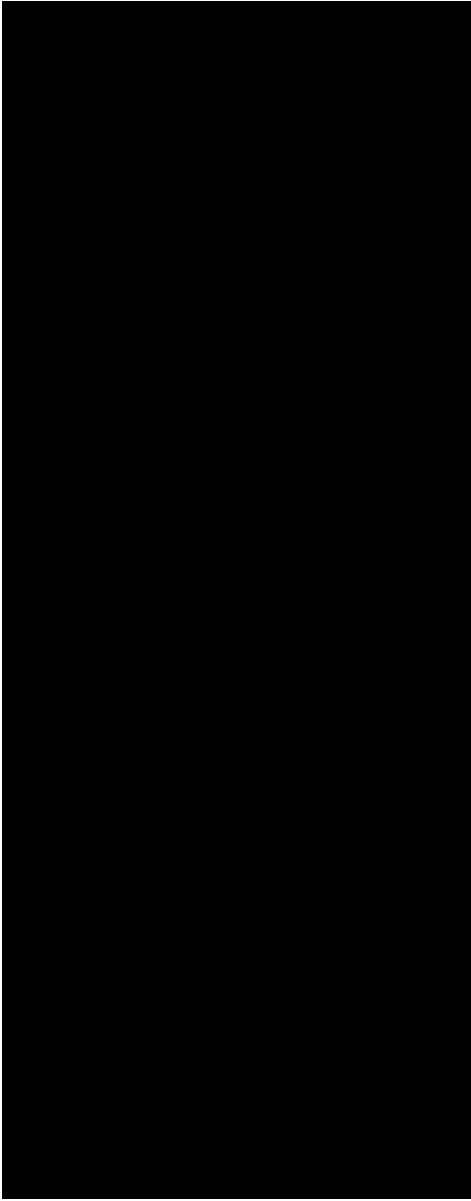
ANEXOS

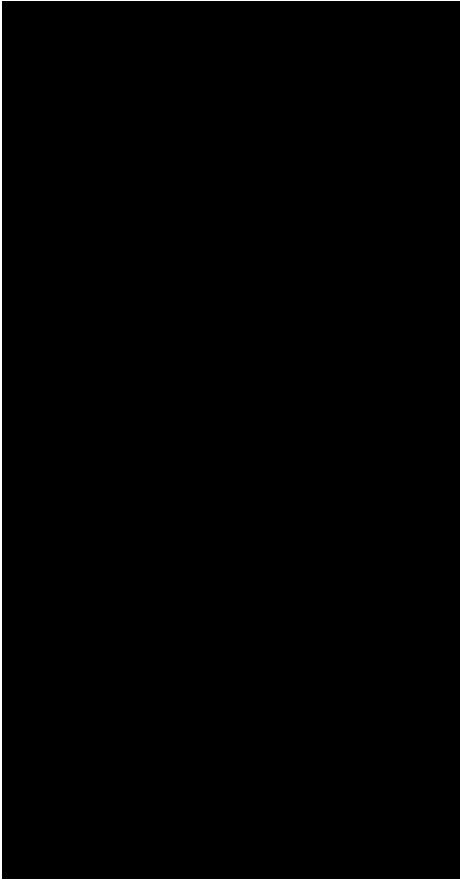
Anexo 1. Tablas de permeabilidad relativa con sus respectivas gráficas. La totalidad de estas tablas se encuentran en el CD-ROM.

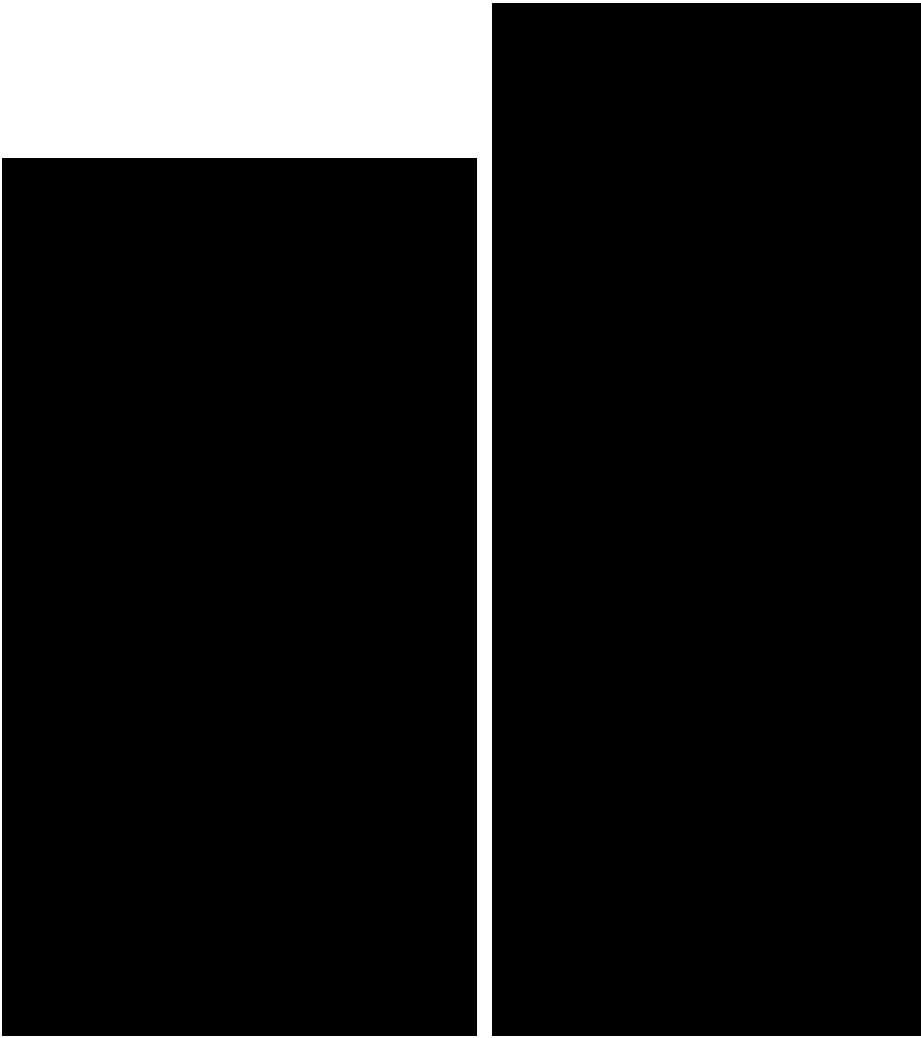
CROSS PLOT.



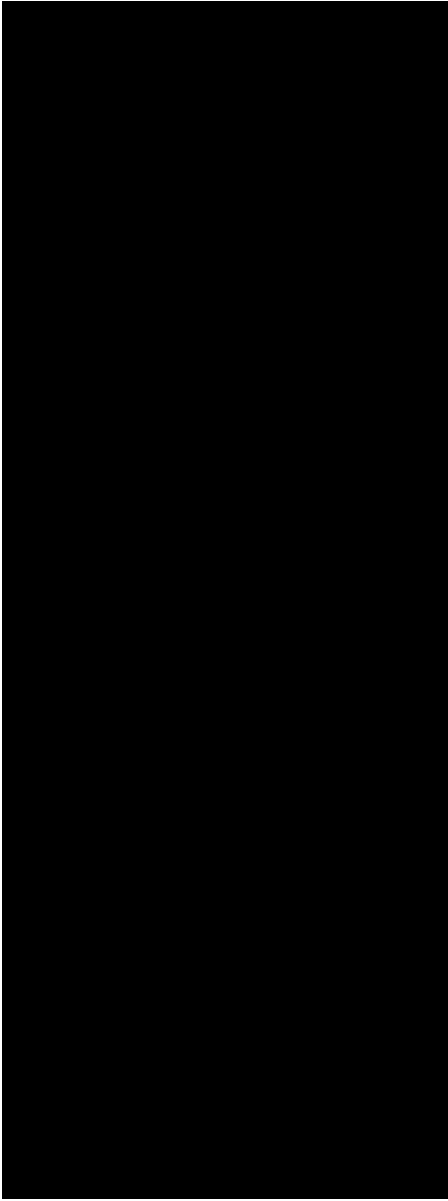


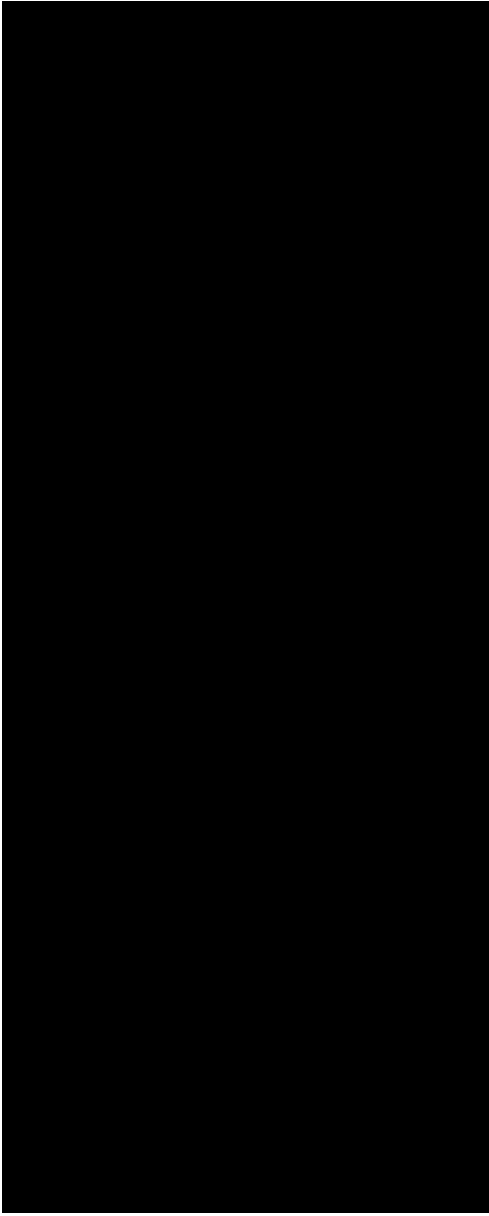


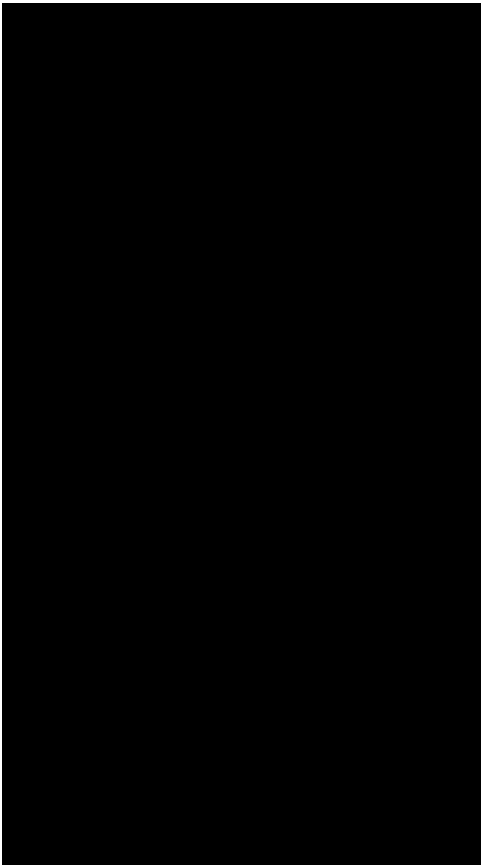


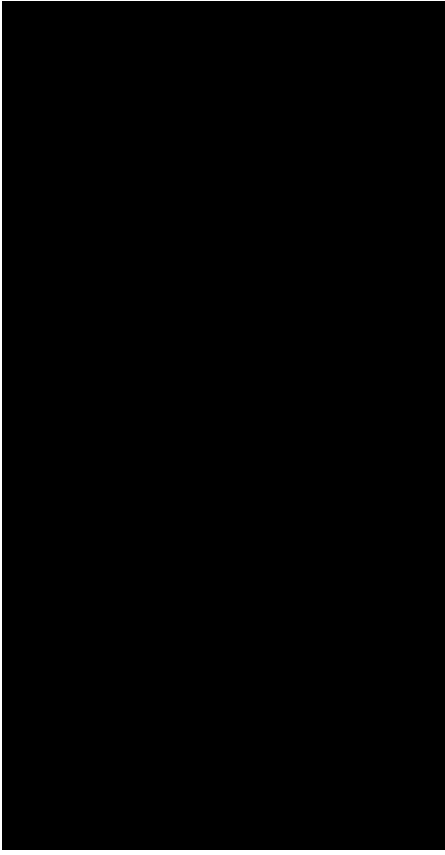


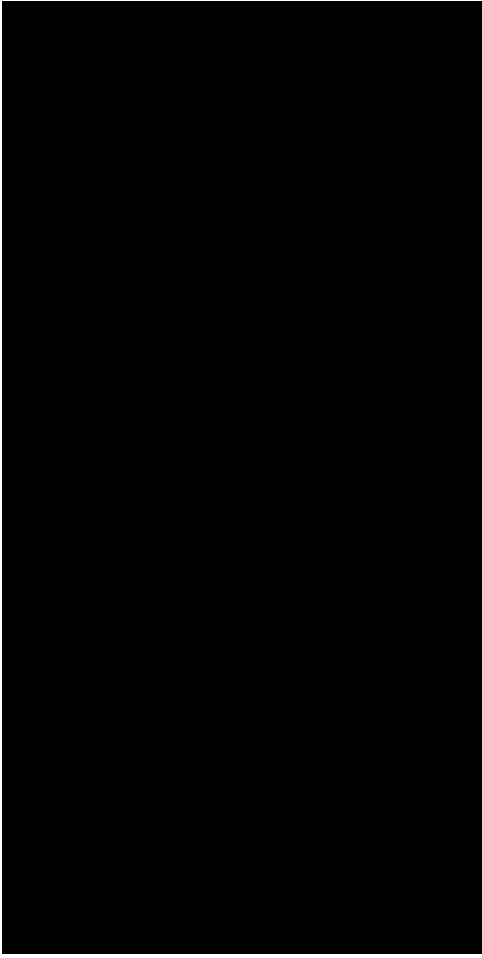


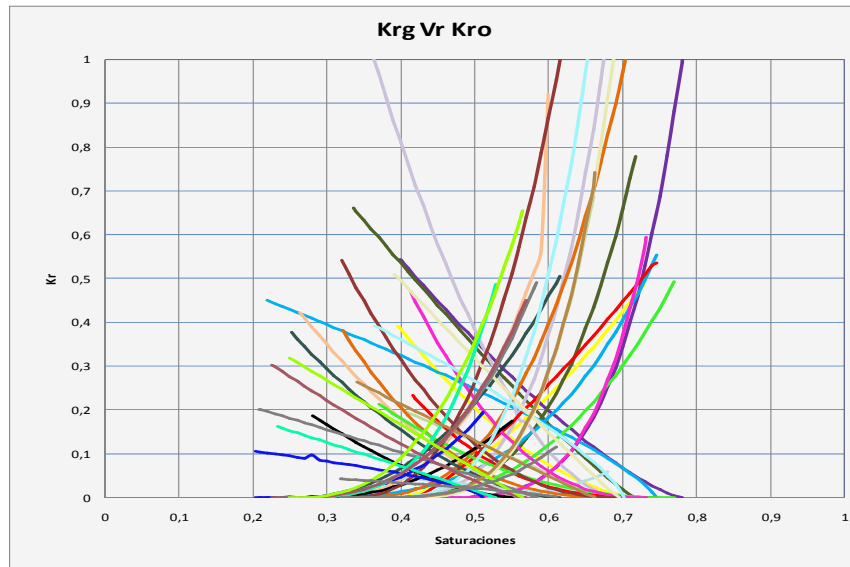




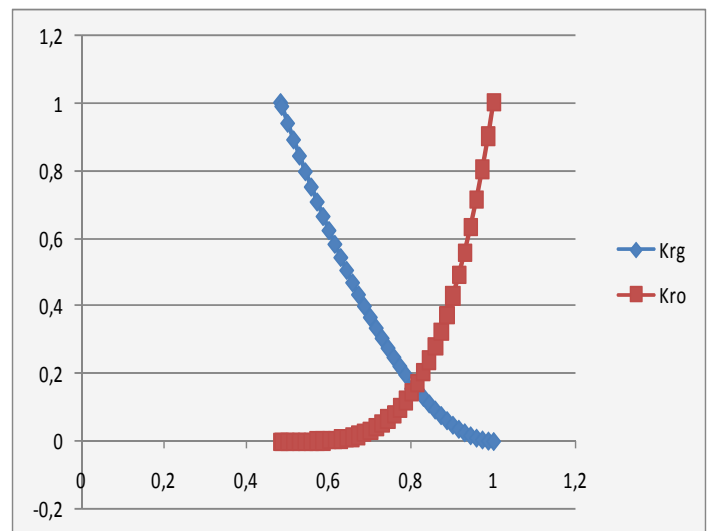
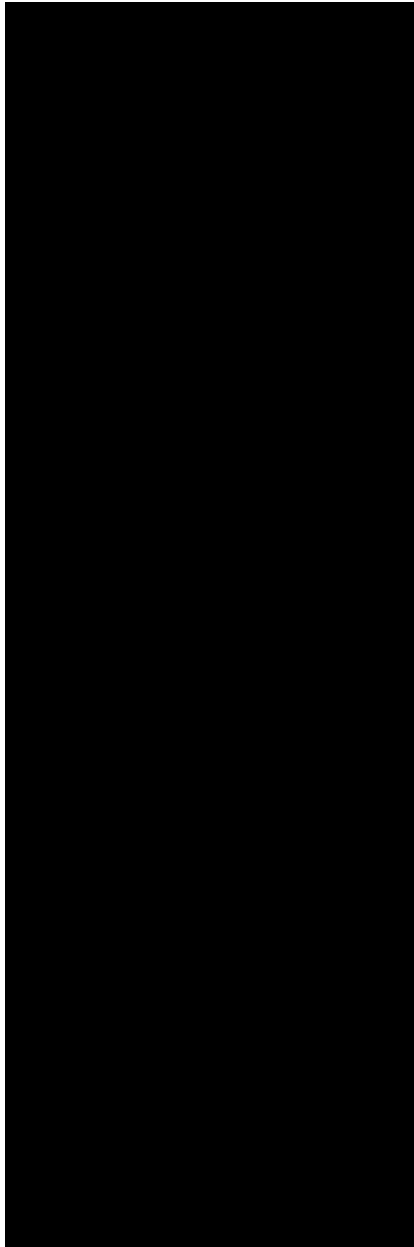


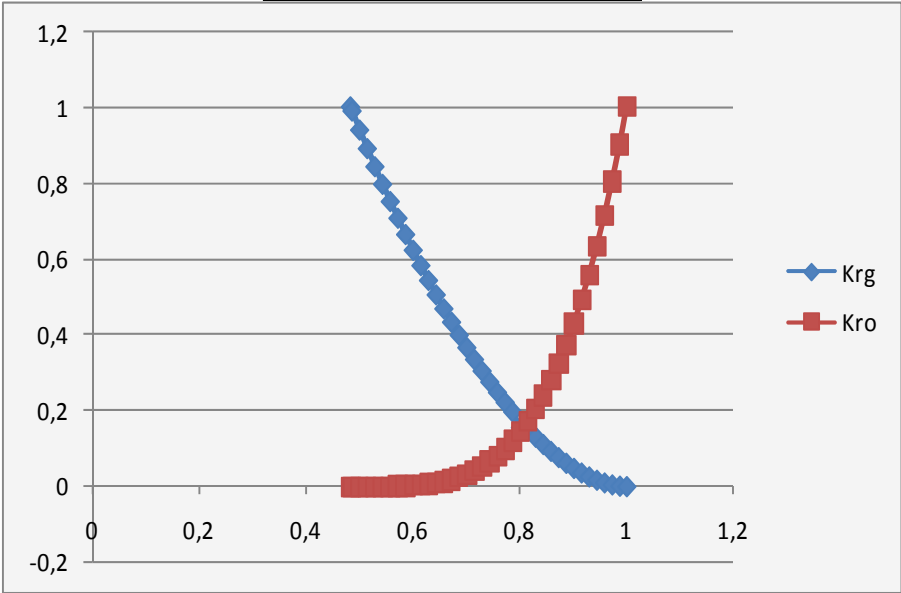
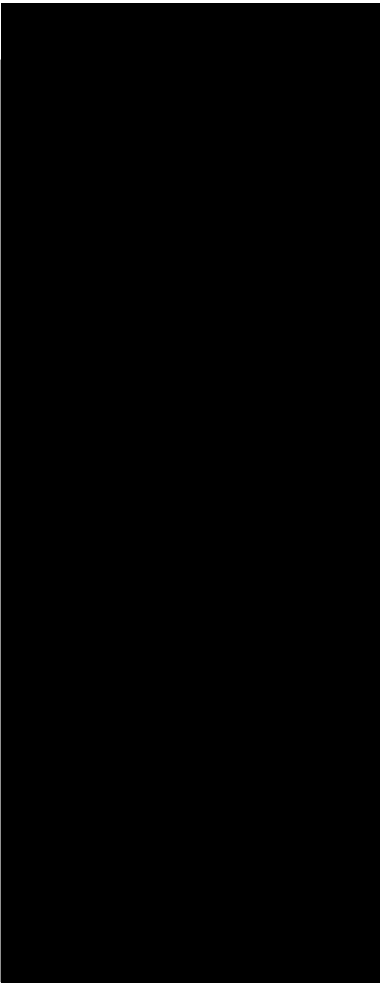


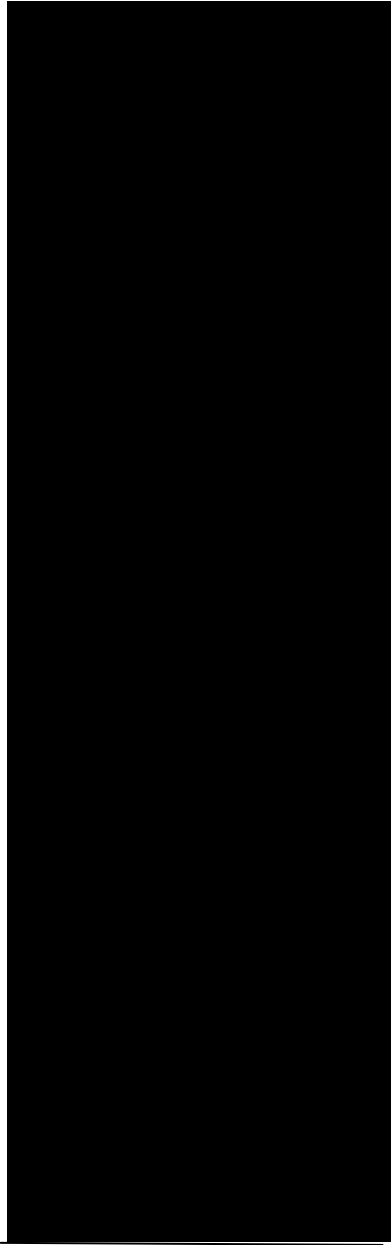


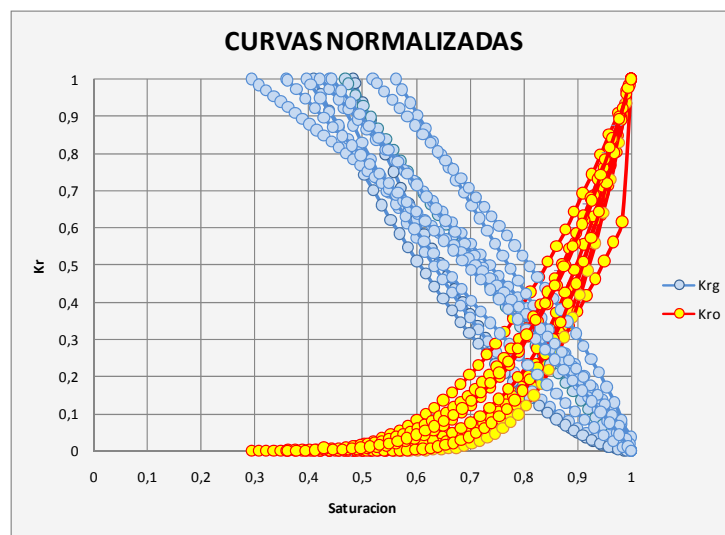
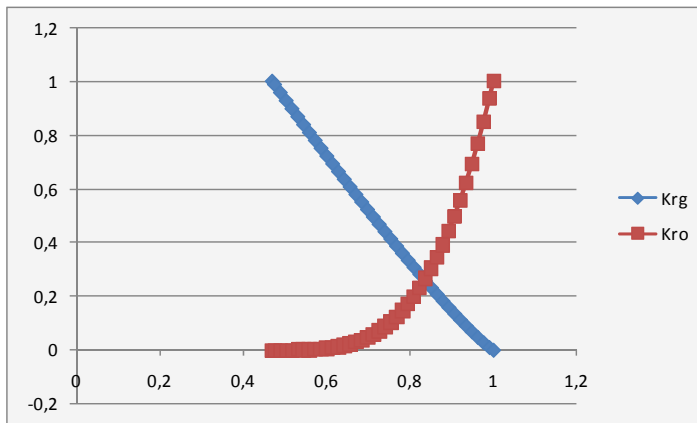


- CURVAS NORMALIZADAS

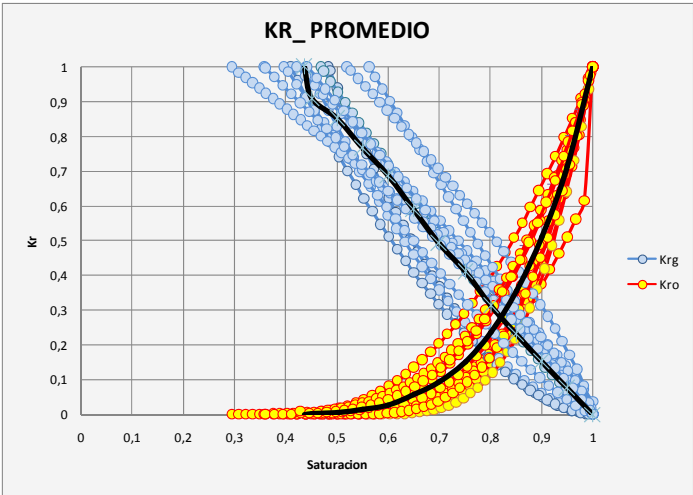
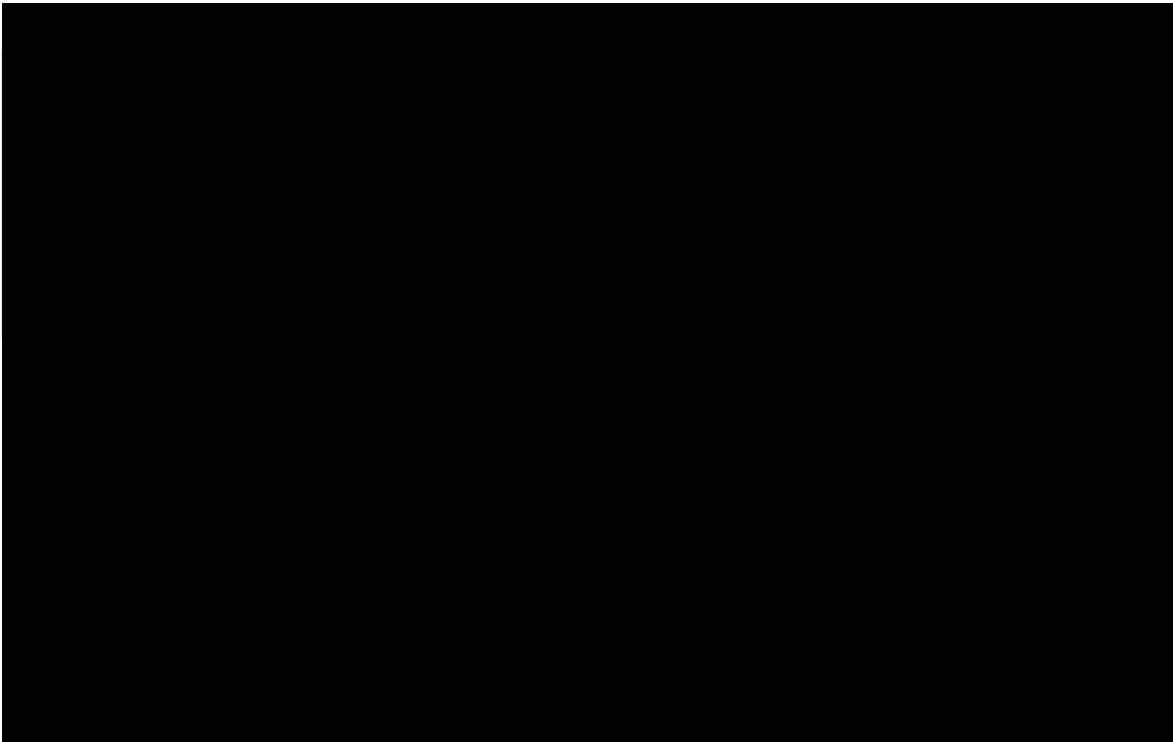


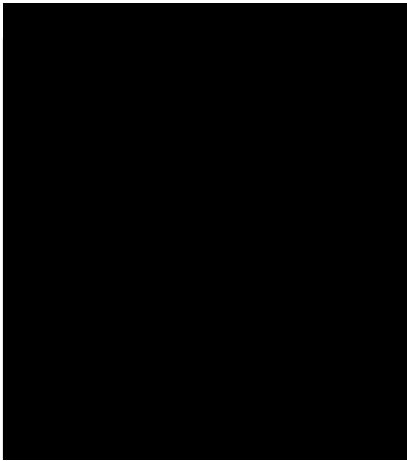




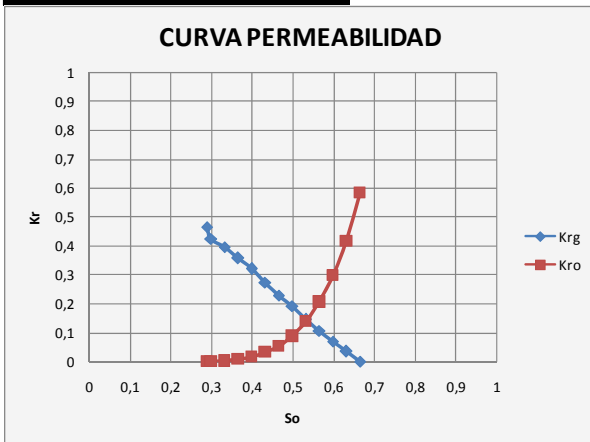
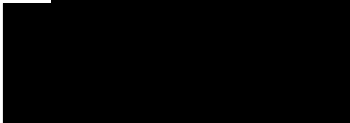
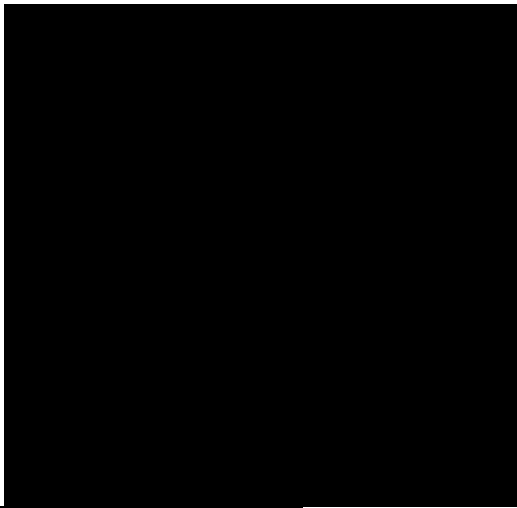


- **CURVAS PROMEDIO.**





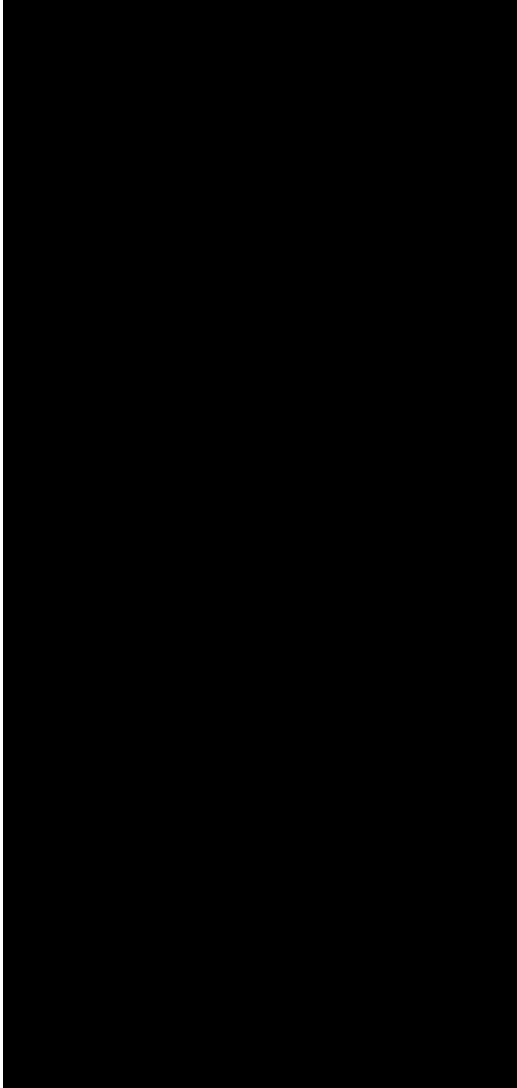
- CURVAS “DES-NORMALIZADAS”

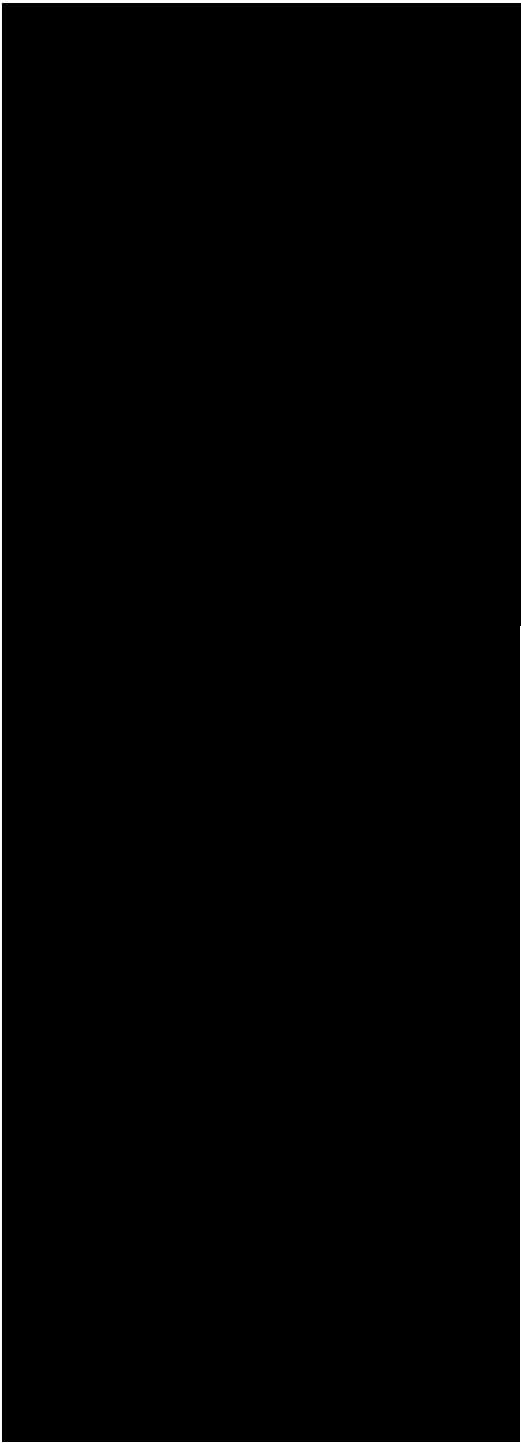


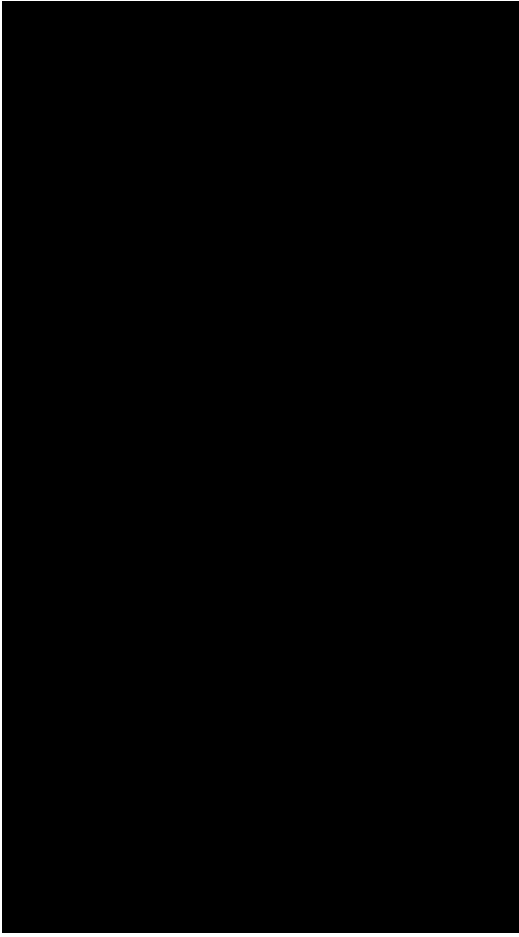
Esta es la curva de permeabilidad relativa que finalmente es cargada al simulador.

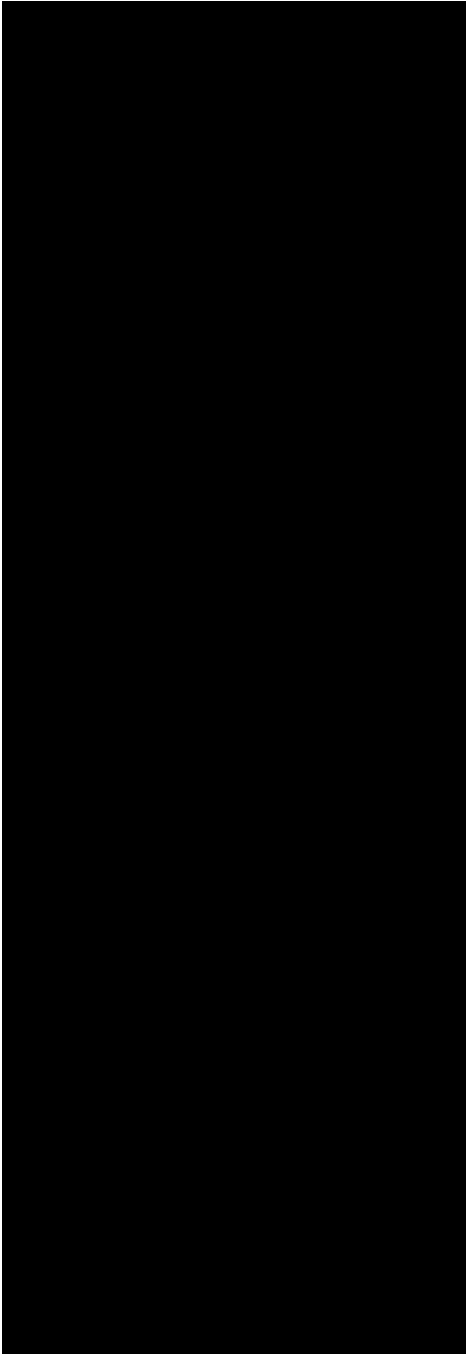
CROSS-PLOT

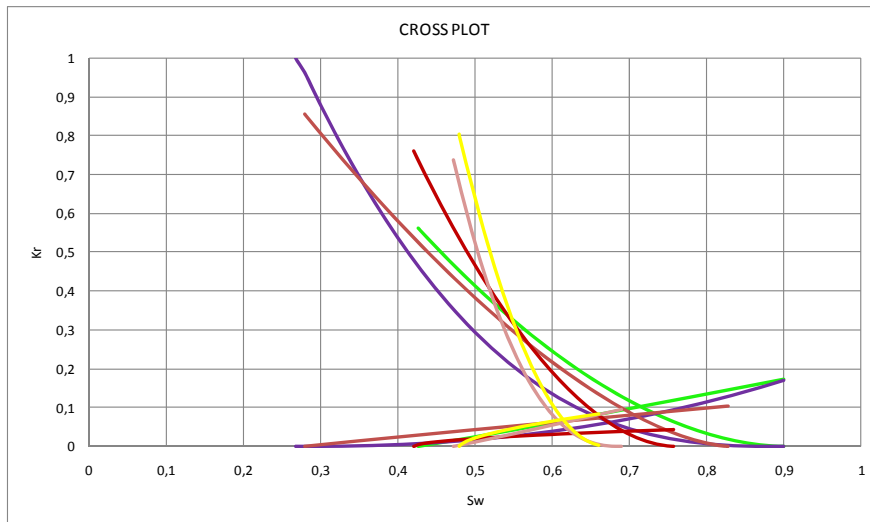
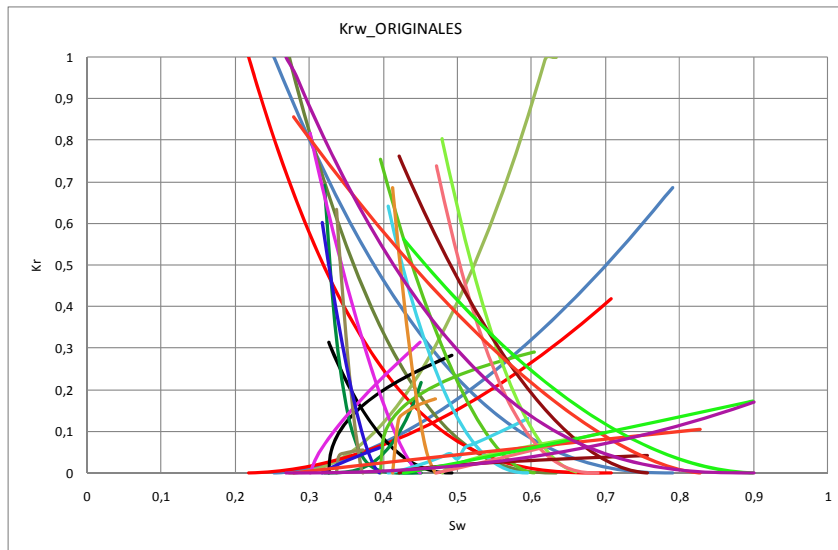
Curvas de Permeabilidad relativa agua-aceite.



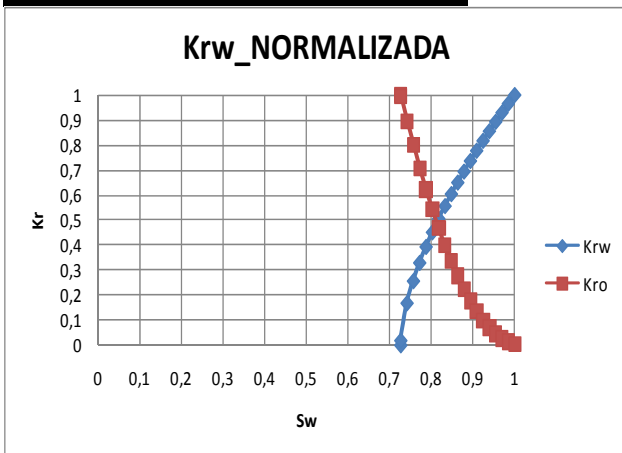


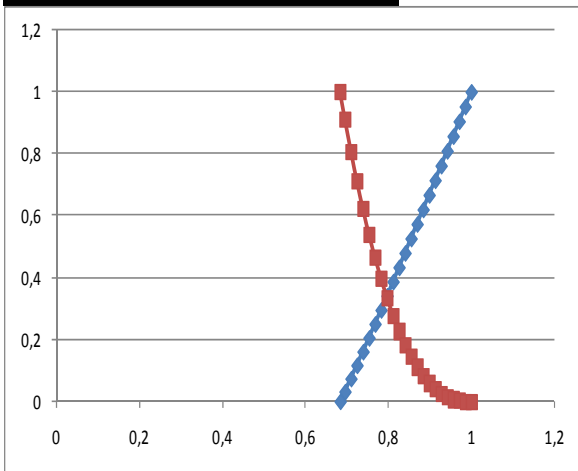
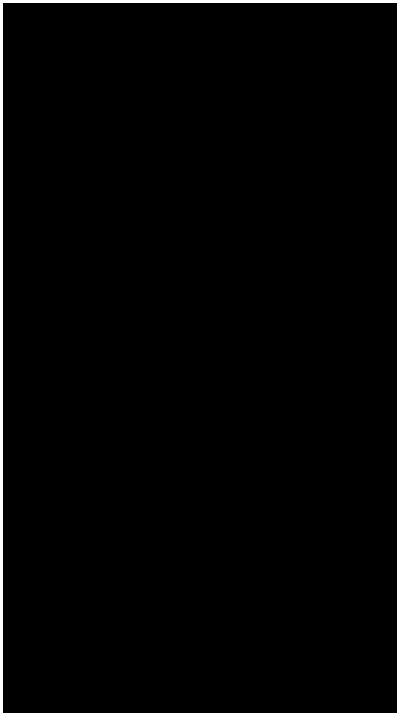




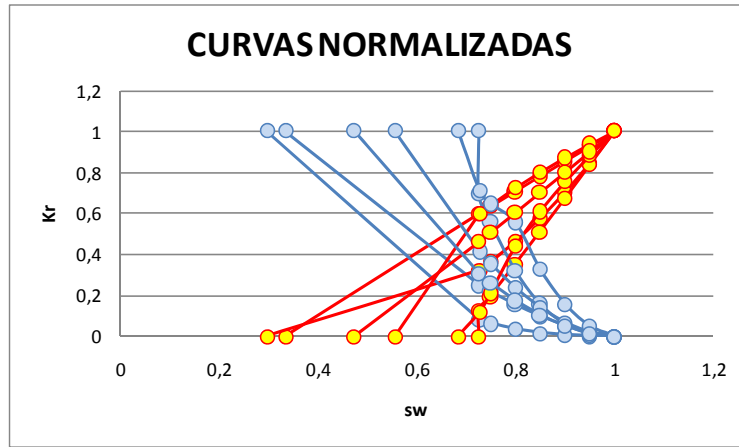


CURVAS NORMALIZADAS.

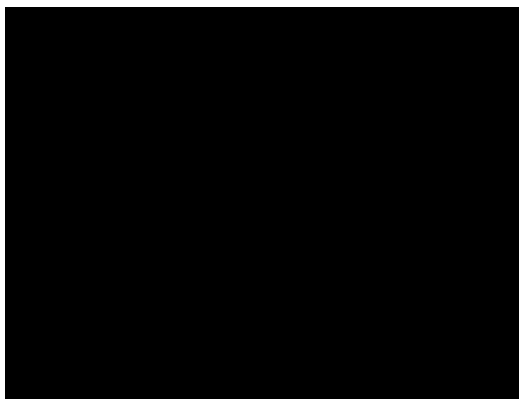
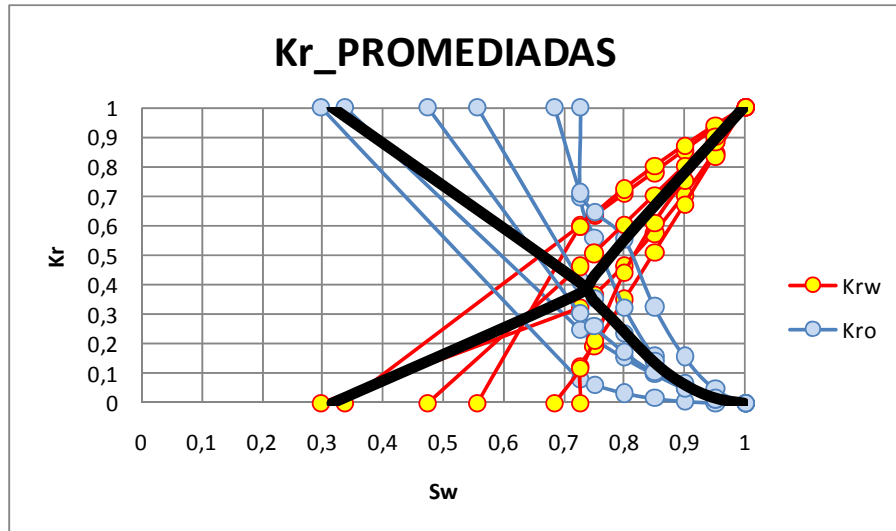




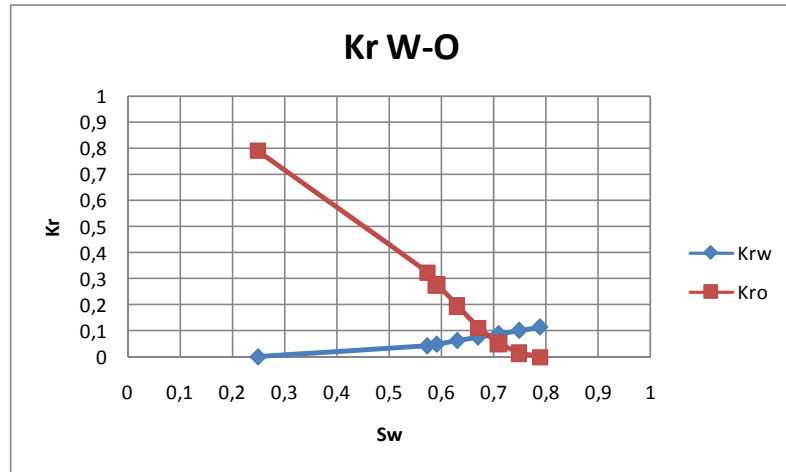
CURVAS NORMALIZADAS SUPERPUESTAS.



CURVAS PROMEDIO.



CURVAS “DES-NORMALIZADAS”



Anexo 2. DATOS DE POROSIDAD EVALUADOS MEDIANTE FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN NORMAL PARA LOS CICLOS I, II, III, IV, CAMPO TIBÚ, FORMACIÓN BARCO, CUENCA CATATUMBO.

**POROSIDAD NETA CICLO I
AREA B**

POZO	POROSIDAD
24	10,9
25	1,562
26	1,562
27	1,562
28	21,87
48	3,12
50	9,37
53K	3,12
63	3,12
67	15,6
74	3,12
76	17,18
80	6,25
81	15,6
85	9,37
86	1,562
92	17,18
94	15,6
97	20,31
100	4,69
102	10,9
107	3,12
109	17,18
115	10,9
125	6,25
130	7,81
139	1,562
149	10,9
153	15,6
155	18,74
166	10,9
179	3,12
181	17,18
184	1,562

POZO	POROSIDAD
189	3,12
192	9,37
194	7,81
195	17,18
196	15,6
197	15,6
199	9,37
209	1,562
210	3,12
228	3,12
230	9,37
232	3,12
235	10,9
241	3,12
247	15,6
250	10,9
259	3,12
260	4,69
264	3,12
267	18,74
272	3,12
274	4,69
291	3,12
319	1,562
323	7,81
343	4,69
358	9,37
360	3,12
363	3,12
371	15,6
375	18,74
384	3,12
391	9,37

AREA A

POZO	POROSIDAD
18	15,1
19	2,6
35	15,1
37	2,6
42	12,55
61	17,6
65	13,8
69	15,1
70	15,1
72	13,8
73	13,8
89	12,55
116	15,1
132	17,6
145	15,1
148	15,1
164	13,8
207	12,55
256	12,55
269	15,1
277	13,8
286	10,05
288	15,1
301	12,55
352	13,8
359	1,3
364	10,05
366	12,55
369	1,3
370	6,3
378	7,6
380	13,55
393	17,6
400	2,6
485	15,1
487	12,55

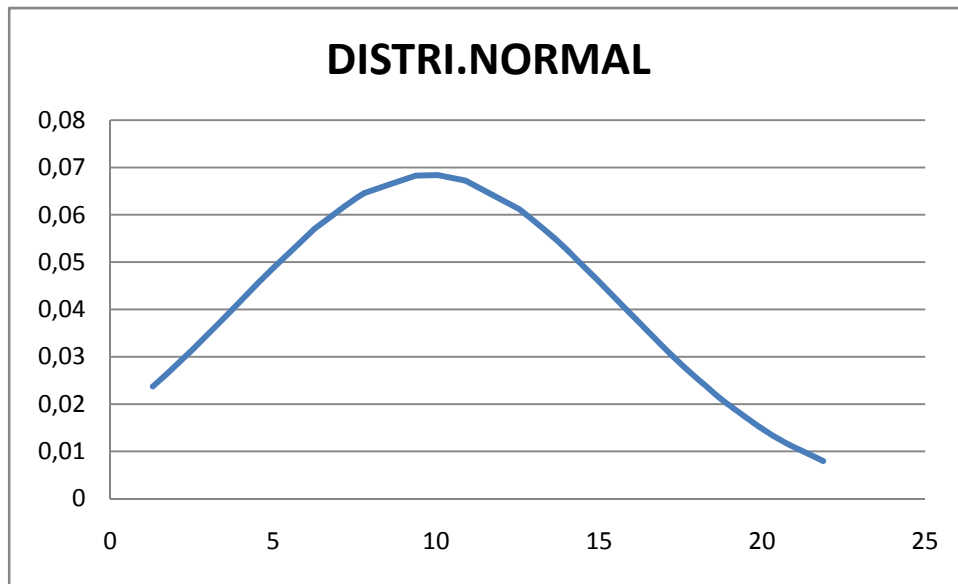
3,12	0,03560928
4,69	0,04672779
4,69	0,04672779
4,69	0,04672779
4,69	0,04672779
6,25	0,05696587
6,25	0,05696587
6,3	0,05726084
7,6	0,06381944

13,8	0,05398072
13,8	0,05398072
13,8	0,05398072
15,1	0,04514922
15,1	0,04514922
15,1	0,04514922
15,1	0,04514922
15,1	0,04514922
15,1	0,04514922

15,1	0,04514922
15,1	0,04514922
15,1	0,04514922
15,1	0,04514922
15,1	0,04514922
15,6	0,041596223
15,6	0,041596223
15,6	0,041596223
15,6	0,041596223
15,6	0,041596223
15,6	0,041596223
15,6	0,041596223
15,6	0,041596223
15,6	0,041596223
17,18	0,030588352
17,18	0,030588352
17,18	0,030588352
17,18	0,030588352
17,18	0,030588352
17,6	0,027841865
17,6	0,027841865
17,6	0,027841865
18,74	0,021010072
18,74	0,021010072
18,74	0,021010072
20,31	0,013391596
21,87	0,007966401

Los valores de distribución normal fueron obtenidos con los siguientes datos de media y desviación estándar:

Media (μ) 9,78288679
 Desviación Estándar (σ) 5,82759659



$$t = \frac{X - \mu}{\sigma}$$

calculo t para hallar el % o al contrario

Tablas para determinar t y el %

**Para 10% t = -1,2825
1,28251366**

Para 50% t = 0

Para 90% t =

x = 2,30899417

x = 9,78288679

x = 17,256859

**POROSIDAD NETA CICLO II
AREA B**

POZO	POROSIDAD
24	18,16

POZO	POROSIDAD
189	18,16

25	15,37
26	19,56
27	15,37
28	2,79
48	16,76
50	20,96
53K	16,76
63	19,56
67	15,37
74	18,16
76	16,76
80	18,16
81	14
85	9,78
86	19,56
92	18,16
94	16,76
97	18,16
100	15,37
102	19,56
107	19,56
109	16,76
115	14
125	19,56
130	18,16
139	19,56
149	15,37
153	19,56
155	18,16
166	15,37
179	15,37
181	15,37
184	18,16

192	16,76
194	16,76
195	15,37
196	15,37
197	16,76
199	16,76
209	14
210	14
228	19,56
230	18,16
232	19,56
235	16,76
241	18,16
247	15,37
250	14
259	15,37
260	14
264	19,56
267	14
272	18,16
274	15,37
291	15,37
319	14
323	19,56
343	16,76
358	16,76
360	19,56
363	18,16
371	14
375	2,79
384	19,56
391	15,37

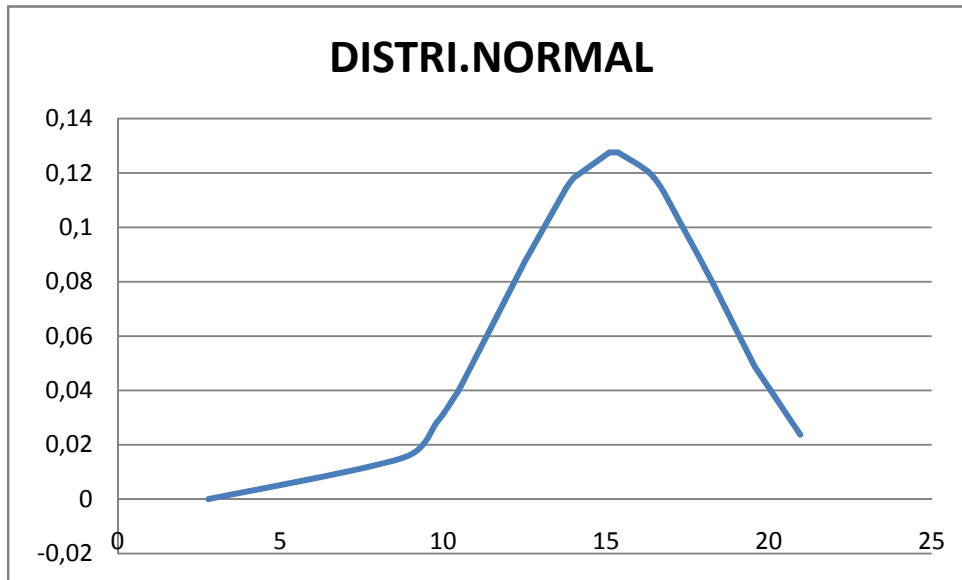
AREA A

POZO	POROSIDAD
18	13,8
19	12,55
35	16,3

37	13,8
42	12,55
61	12,55
65	13,8
69	12,55
70	13,8
72	12,55
73	12,55
89	12,55
116	12,55
132	15,1
145	12,55
148	13,8
164	12,55
207	12,55
256	12,55
269	13,8
277	13,8
286	15,1
288	12,55
301	12,55
352	13,8
359	12,55
364	10,05
366	12,55
369	13,8
370	12,55
378	8,8
380	13,8
382	13,8
393	12,55
400	10,05
485	15,1
487	13,8
489	15,1
490	13,8
495	13,8

En la siguiente tabla se presentan los valores de las porosidades en orden ascendente y datos de su distribución normal.

Media (μ) 15,22766355
 Desviación Estándar (σ) 3,124443673



$$t = \frac{X - \mu}{\sigma}$$

calculo t para hallar el % o al contrario

Tablas para determinar t y el %

Para 10% t = -1,2825
 1,28251366

Para 50% t = 0

Para 90% t =

x = 11,2205645

x = 15,2276636

x = 19,2348052

**POROSIDAD NETA CICLO III
 AREA B**

POZO	POROSIDAD
24	8,23
25	16,46
26	2,35
27	11,8

POZO	POROSIDAD
189	16,46
192	8,23
194	1,176
195	8,23

28	12,94
48	15,29
50	16,46
53K	2,35
63	15,29
67	15,29
74	16,46
76	1,176
80	16,46
81	15,29
85	10,6
86	16,46
92	15,29
94	2,35
97	1,176
100	10,6
102	18,82
107	4,7
109	3,53
115	1,176
125	2,35
130	2,35
139	1,176
149	15,29
153	15,29
155	12,94
166	12,94
179	10,6
181	15,29
184	2,35

196	5,88
197	8,23
199	3,53
209	8,23
210	15,29
228	16,46
230	4,7
232	17,64
235	8,23
241	1,176
247	15,29
250	8,23
259	10,6
260	10,6
264	16,46
267	2,35
272	16,46
274	10,6
291	11,8
319	14,11
323	2,35
343	4,27
358	15,29
360	8,23
363	8,23
371	11,8
375	12,94
384	10,6
391	14,11

AREA A

POZO	POROSIDAD
18	1,3
19	1,3
35	1,3
37	12,55
42	11,3

61	10,1
65	10,1
69	1,3
70	12,55
72	1,3
73	10,1
89	1,3
116	1,3
132	1,3
145	1,3
148	1,3
164	1,3
207	1,3
256	11,3
269	1,3
277	11,3
286	15,1
288	12,55
301	12,55
352	16,3
359	17,6
364	8,8
366	12,55
369	15,1
370	13,8
378	1,3
380	16,3
382	16,3
393	13,8
400	7,6
485	10,1
487	10,1
489	10,1
490	10,1

En la siguiente tabla se presentan los valores de las porosidades en orden ascendente y datos de su distribución normal.

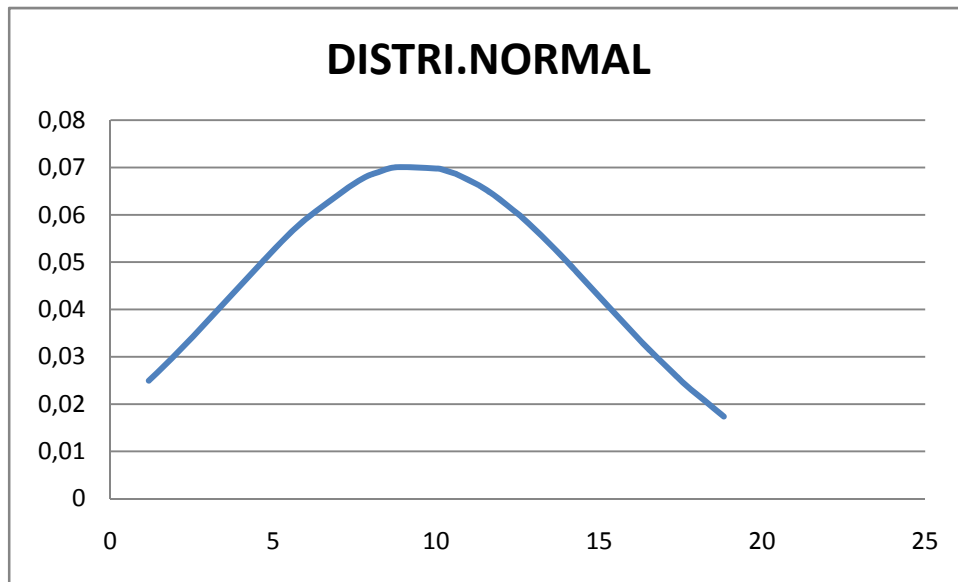
8,23	0,06905911
------	------------

15,1	0,04198191
------	------------

POROSIDAD	DISTRIBUCIÓN NORMAL
15,1	0,04198191
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
15,29	0,04055231
16,3	0,03310072
16,3	0,03310072
16,3	0,03310072
16,46	0,03195973
16,46	0,03195973
16,46	0,03195973
16,46	0,03195973
16,46	0,03195973
16,46	0,03195973
16,46	0,03195973
16,46	0,03195973
16,46	0,03195973
16,46	0,03195973
16,46	0,03195973
17,6	0,02432425
17,64	0,02407466
18,82	0,01736564

Los valores de distribución normal fueron obtenidos con los siguientes datos de media y desviación estándar:

Media (μ) 9,33790654
 Desviación Estándar (σ) 5,6674928



$$t = \frac{X - \mu}{\sigma}$$

Calculo t para hallar el % o al contrario

Tablas para determinar t y el %

**Para 10% t = -1,2825
1,28251366**

Para 50% t = 0

Para 90% t =

x = 2,06934703

x = 9,33790654

x = 16,6065435

**POROSIDAD NETA CICLO IV
AREA B**

POZO	POROSIDAD
24	11
25	9,82
26	7,49
27	8,65
28	11
48	15,6
50	15,6
53K	7,49
63	12,1
67	12,1
74	12,1
76	7,49
80	12,1
81	12,1
85	8,65
86	11
92	13,3
94	7,49
97	11
100	15,6
102	13,3
107	9,82
109	11
115	6,33
125	6,33
130	6,33
139	9,82
149	12,1
153	15,6
155	15,6
166	11
179	9,82
181	13,3
184	6,33

POZO	POROSIDAD
189	12,1
192	11
194	9,82
195	12,1
196	9,82
197	11
199	6,33
209	6,33
210	15,6
228	12,1
230	9,82
232	13,3
235	12,1
241	11
247	15,6
250	9,82
259	12,1
260	9,82
264	13,3
267	9,82
272	19,12
274	11
291	9,82
319	7,49
323	11
343	7,49
358	12,1
360	9,82
363	7,49
371	12,1
375	8,65
384	12,1
391	12,1

AREA A

POZO	POROSIDAD
18	9,97
19	0,997
35	1,99
37	1,99
42	1,99
61	0,997
65	1,99
69	1,99
70	0,997
72	1,99
73	1,99
89	0,997
116	0,997
132	0,997
145	1,99
148	1,99
164	1,99
207	11,96
256	0,997
269	9,97
277	9,97
286	0,997
288	1,99
301	9,97
352	0,997
359	1,99
364	1,99
366	13,96
369	11,96
370	3,99
378	0,997
380	14,96
382	1,99
393	14,96
400	1,99
485	0,997
487	0,997
489	1,99

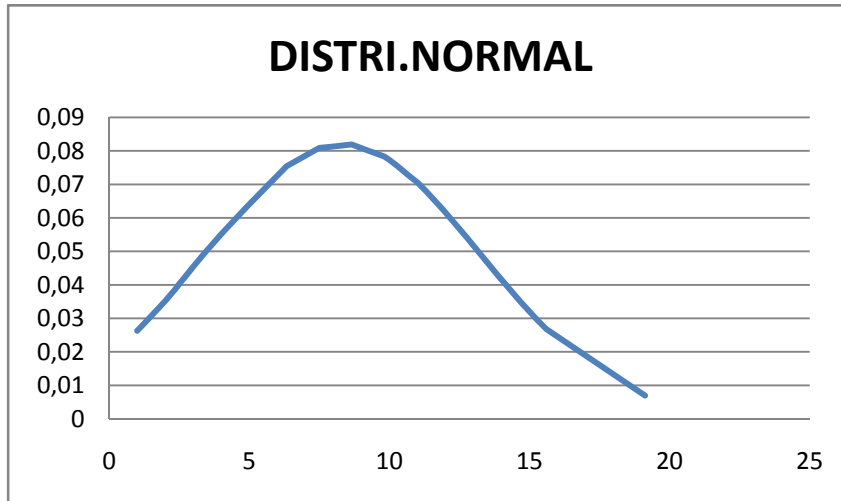
6,33	0,07546647	11	0,0705824
6,33	0,07546647	11,96	0,0620863
6,33	0,07546647	11,96	0,0620863
6,33	0,07546647	12,1	0,06073735
7,49	0,08090912	12,1	0,06073735
7,49	0,08090912	12,1	0,06073735
7,49	0,08090912	12,1	0,06073735

POROSIDAD	DISTRIBUCIÓN NORMAL
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
12,1	0,06073735
13,3	0,04862847
13,3	0,04862847
13,3	0,04862847
13,3	0,04862847
13,3	0,04862847
13,96	0,04192616
14,96	0,03233166
14,96	0,03233166
15,6	0,0267758
15,6	0,0267758
15,6	0,0267758
15,6	0,0267758
15,6	0,0267758
15,6	0,0267758
15,6	0,0267758
15,6	0,0267758
19,12	0,00696059

Los valores de distribución normal fueron obtenidos con los siguientes datos de media y desviación estándar:

Media (μ) 8,32685981
Desviación Estándar 4,85812955

(σ)



$$t = \frac{X - \mu}{\sigma}$$

Calculo t para hallar el % o al contrario

Tablas para determinar t y el %

**Para 10% t = -1,2825
1,28251366**

Para 50% t = 0

Para 90% t =

x = 2,09630866

x = 8,32685981

x = 14,5574773

**Anexo 3. DATOS DE PERMEABILIDAD EVALUADOS MEDIANTE
FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN NORMAL PARA LOS CICLOS I, II, III, IV,
CAMPO TIBÚ, FORMACIÓN BARCO, CUENCA CATATUMBO.**

**PERMEABILIDAD NETA CICLO I
AREA B**

POZO	PERMEABILIDADES
24	46,9
25	15,68
26	15,68
27	15,68
28	218,8
48	15,68
50	78,1
53K	15,68
63	15,68
67	78,1
74	15,68
76	78,1
80	31,3
81	46,9
85	15,68
86	15,68
92	46,9
94	62,5
97	109
100	31,3
102	31,3
107	15,68
109	109
115	46,9
125	31,3
130	31,3
139	15,68
149	62,5
153	46,9
155	78,1
166	46,9

POZO	PERMEABILIDADES
189	15,68
192	31,3
194	31,3
195	62,5
196	62,5
197	46,9
199	31,9
209	15,63
210	15,68
228	15,68
230	46,9
232	15,68
235	46,9
241	15,68
247	46,9
250	31,3
259	15,68
260	15,68
264	31,3
267	78,1
272	15,63
274	31,3
291	31,3
319	15,68
323	31,3
343	31,3
358	78,1
360	15,68
363	15,68
371	62,5
375	62,5

179	15,68
181	46,9
184	15,68

384	15,68
391	46,9

AREA A

POZO	PERMEABILIDADES
18	24,4
19	8,125
35	40,6
37	8,125
42	40,6
61	113,8
65	32,5
69	81,3
70	48,8
72	24,4
73	16,3
89	16,3
116	73,1
132	73,1
145	48,8
148	48,8
164	24,4
207	16,3
256	16,3
269	32,5
277	40,6
286	16,3
288	24,4
301	16,3
352	24,4
359	8,125
364	8,125
366	16,3
369	8,125
370	8,125
378	8,125
380	24,4

15,68	0,20483765	0,00625754
15,68	0,20483765	0,00625754
15,68	0,20483765	0,00625754
15,68	0,20483765	0,00625754
15,68	0,20483765	0,00625754
15,68	0,20483765	0,00625754
15,68	0,20483765	0,00625754
15,68	0,20483765	0,00625754
15,68	0,20483765	0,00625754
15,68	0,20483765	0,00625754
16,3	0,2036193	0,00625724
16,3	0,2036193	0,00625724
16,3	0,2036193	0,00625724
16,3	0,2036193	0,00625724
16,3	0,2036193	0,00625724
16,3	0,2036193	0,00625724
16,3	0,2036193	0,00625724
16,3	0,2036193	0,00625724

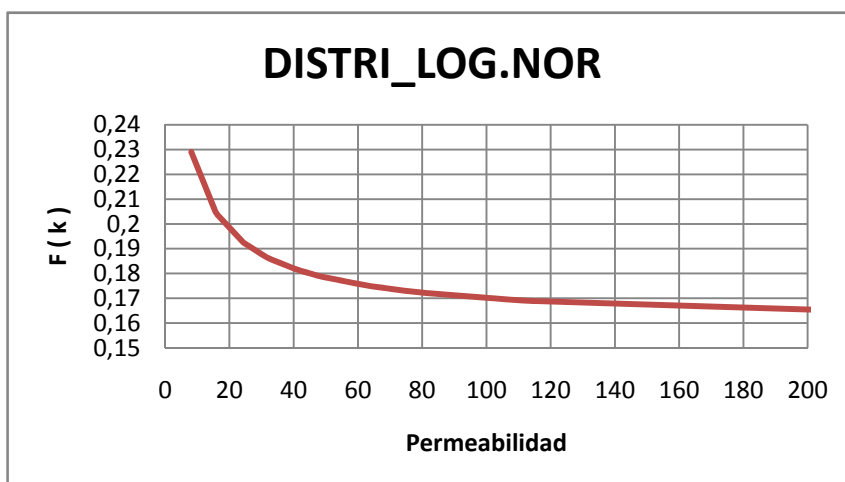
40,6	0,18173467	0,00625186
40,6	0,18173467	0,00625186
40,6	0,18173467	0,00625186
40,6	0,18173467	0,00625186
40,6	0,18173467	0,00625186
40,6	0,18173467	0,00625186
40,6	0,18173467	0,00625186
46,9	0,17932181	0,00625127
46,9	0,17932181	0,00625127
46,9	0,17932181	0,00625127
46,9	0,17932181	0,00625127
46,9	0,17932181	0,00625127
46,9	0,17932181	0,00625127
46,9	0,17932181	0,00625127
46,9	0,17932181	0,00625127
46,9	0,17932181	0,00625127
46,9	0,17932181	0,00625127

PERM.	DLN	DN
46,9	0,17932181	0,00625127
46,9	0,17932181	0,00625127
46,9	0,17932181	0,00625127
48,8	0,17869928	0,00625112
48,8	0,17869928	0,00625112
48,8	0,17869928	0,00625112
62,5	0,1751939	0,00625026
62,5	0,1751939	0,00625026
62,5	0,1751939	0,00625026
62,5	0,1751939	0,00625026
62,5	0,1751939	0,00625026
62,5	0,1751939	0,00625026
73,1	0,17327858	0,00624979
73,1	0,17327858	0,00624979
78,1	0,17253376	0,0062496
78,1	0,17253376	0,0062496
78,1	0,17253376	0,0062496
78,1	0,17253376	0,0062496
78,1	0,17253376	0,0062496
78,1	0,17253376	0,0062496
81,3	0,17209922	0,0062495

109	0,16929369	0,00624881
109	0,16929369	0,00624881
113,8	0,16893135	0,00624872
113,8	0,16893135	0,00624872
218,8	0,16468738	0,00624768

Los valores de distribución normal (DN) fueron obtenidos con los siguientes datos de media y desviación estándar:

Media (μ) 37,33754717
Desviación Estándar (σ) 30,7480172



$$\mu' = \ln \frac{\mu^2}{\sqrt{\mu^2 + \sigma^2}} \quad 3,36114559$$

$$0,71951909$$

$$\sigma' = \sqrt{\ln \frac{\sigma^2}{\mu^2} + 1}$$

Para 10% t = 1,28251366
1,28251366

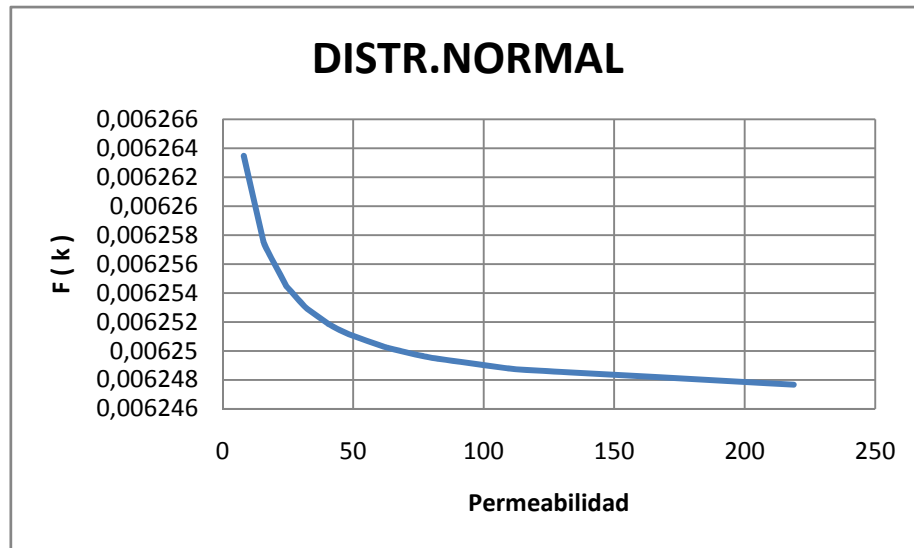
Para 50% t = 0

Para 90% t =

$$x = 11,45415479$$

$$x = 28,8221903$$

$$x = 72,5255307$$



PERMEABILIDAD NETA CICLO II

AREA B

POZO	PERMEABILIDADES
24	63,4
25	38
26	88,7
27	25,3
28	12,67
48	88,7
50	164,7
53K	38
63	88,7
67	38
74	76
76	38
80	63,4
81	12,67
85	12,67
86	88,7
92	63,4
94	38
97	63,4
100	25,3

POZO	PERMEABILIDADES
189	63,4
192	38
194	38
195	38
196	25,3
197	50,7
199	63,4
209	25,3
210	25,3
228	76
230	63,4
232	88,7
235	50,7
241	76
247	63,4
250	25,3
259	38
260	38
264	88,7
267	25,3

102	88,7
107	88,7
109	38
115	25,3
125	76
130	63,4
139	88,7
149	25,3
153	177,4
155	50,7
166	25,3
179	38
181	38
184	63,4

272	63,4
274	38
291	25,3
319	12,67
323	76
343	63,4
358	88,7
360	88,7
363	76
371	38
375	12,67
384	88,7
391	12,67

AREA A

POZO	PERMEABILIDADES
18	25
19	12,5
35	62,5
37	31,3
42	18,8
61	18,8
65	31,3
69	18,8
70	31,3
72	12,5
73	12,5
89	12,5
116	12,5
132	43,8
145	18,8
148	25
164	12,5
207	18,8
256	12,5
269	25
277	18,8
286	37,5
288	12,5
301	18,8

352	25
359	12,5
364	6,25
366	12,5
369	31,3
370	12,5
378	6,25
380	12,5
388	18,8
393	18,8
400	12,5
485	81,25
487	25
489	43,8
490	31,3
495	31,3

En la siguiente tabla se presentan los valores de las permeabilidades (PERM.) en orden ascendente y datos de su distribución logarítmica normal (DLN).

PERM.	DLN
6,25	0,23984944
6,25	0,23984944
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,5	0,21245216
12,67	0,21197516
12,67	0,21197516
12,67	0,21197516
12,67	0,21197516

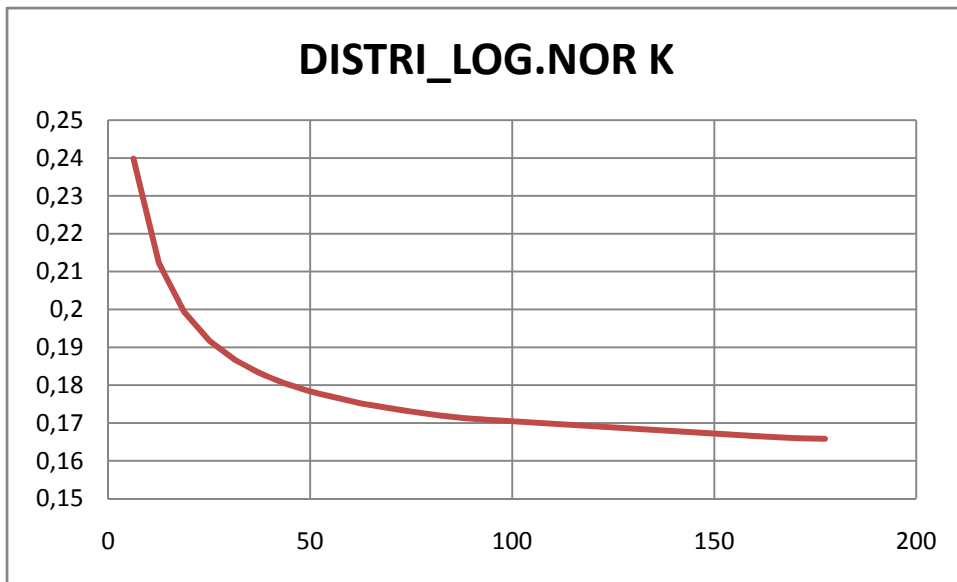
PERM.	DLN
25,3	0,19152231
25,3	0,19152231
25,3	0,18673824
25,3	0,18673824
25,3	0,18673824
25,3	0,18673824
25,3	0,18673824
25,3	0,18673824
31,3	0,18673824
31,3	0,18673824
31,3	0,18316984
31,3	0,18292505
31,3	0,18292505
31,3	0,18292505
31,3	0,18292505
37,5	0,18292505
38	0,18292505
38	0,18292505
38	0,18292505
38	0,18292505
38	0,18292505

12,67	0,21197516		38	0,18292505
12,67	0,21197516		38	0,18292505
18,8	0,19935041		38	0,18292505
18,8	0,19935041		38	0,18292505
18,8	0,19935041		38	0,18292505
18,8	0,19935041		38	0,18043541
18,8	0,19935041		38	0,18043541
18,8	0,19935041		38	0,17811682
18,8	0,19935041		38	0,17811682
18,8	0,19935041		43,8	0,17811682
18,8	0,19935041		43,8	0,18173467
25	0,19181021		50,7	0,18173467
25	0,19181021		50,7	0,17932181
25	0,19181021		50,7	0,17932181
25	0,19181021		62,5	0,1751939
25	0,19181021		63,4	0,17500986
25,3	0,19152231		63,4	0,17500986
25,3	0,19152231		63,4	0,17500986
25,3	0,19152231		63,4	0,17500986
25,3	0,19152231		63,4	0,17500986
25,3	0,19152231		63,4	0,17500986
25,3	0,19152231		63,4	0,17500986

PERM.	DLN
63,4	0,17500986
63,4	0,17500986
63,4	0,17500986
63,4	0,17500986
63,4	0,17500986
63,4	0,17500986
76	0,17283619
76	0,17283619
76	0,17283619
76	0,17283619
76	0,17283619
76	0,17283619
81,25	0,17210578
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
88,7	0,17120012
164,7	0,16627021
177,4	0,16582159

Los valores de distribución normal (DN) fueron obtenidos con los siguientes datos de media y desviación estándar:

Media (μ) 43,2296262
 Desviación Estándar (σ) 31,2262346



$$\mu' = \ln \frac{\mu^2}{\sqrt{\mu^2 + \sigma^2}} \quad 3,5565901$$

$$0,64797523$$

$$\sigma' = \sqrt{\ln \frac{\sigma^2}{\mu^2} + 1}$$

Para 10% t = - 1,28251366
 1,28251366

Para 50% t = 0

Para 90% t =

$$x = 15,2648533$$

$$x = 35,0434984$$

$$x = 80,4493011$$

PERMEABILIDAD NETA CICLO III
AREA B

POZO	PERMEABILIDADES
24	17,4
25	24,3
26	3,475
27	6,95
28	13,9
48	27,8
50	41,7
53K	6,95
63	20,9
67	20,9
74	34,8
76	3,475
80	24,3
81	10,4
85	6,95
86	24,3
92	17,4
94	3,475
97	3,475
100	6,95
102	52,13
107	6,95
109	3,475
115	3,475
125	3,475
130	3,475
139	3,475
149	20,9
153	34,8
155	6,95
166	6,95
179	10,4
181	24,3
184	3,475

POZO	PERMEABILIDADES
189	24,3
192	6,95
194	3,475
195	10,4
196	6,95
197	13,9
199	3,475
209	6,95
210	17,4
228	24,3
230	6,95
232	41,7
235	6,95
241	3,475
247	24,3
250	6,95
259	10,4
260	17,4
264	24,3
267	3,475
272	41,7
274	17,4
291	6,95
319	10,4
323	3,475
343	6,95
358	24,3
360	13,9
363	6,95
371	6,95
375	6,95
384	27,8
391	13,9

AREA A

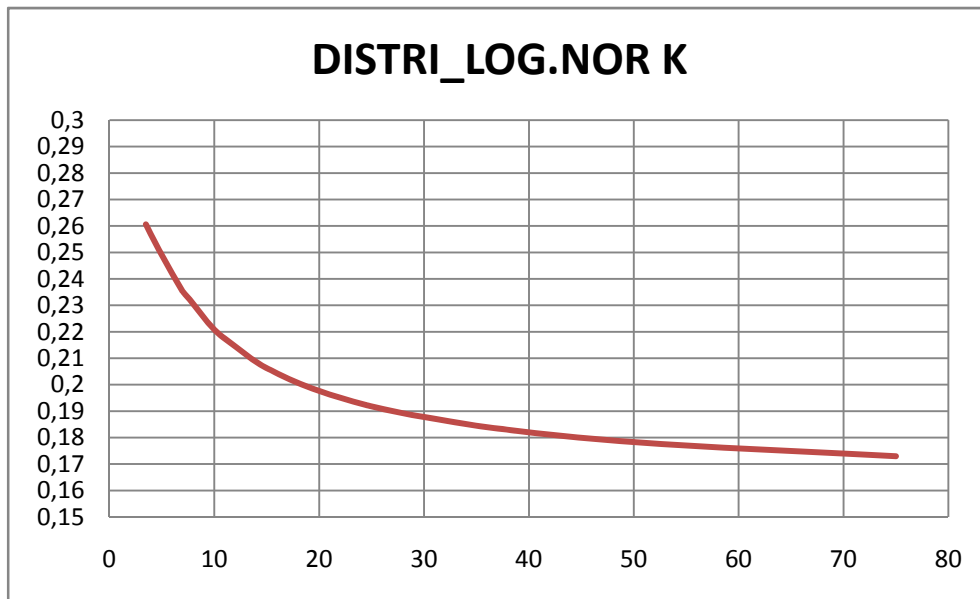
POZO	PERMEABILIDADES
18	5
19	5
35	5
37	15
42	20
61	5
65	5
69	5
70	35
72	5
73	5
89	5
116	5
132	5
145	5
148	5
164	5
207	5
256	5
269	5
277	10
286	35
288	15
301	15
352	40
359	75
364	5
366	10
369	25
370	35
378	5
380	40
388	35
393	20
400	5
485	5
487	5
489	5

5	0,24885021		17,4	0,20162385
5	0,24885021		17,4	0,20162385
5	0,24885021		17,4	0,20162385
5	0,24885021		17,4	0,20162385
5	0,24885021		20	0,19760323
5	0,24885021		20	0,19760323
6,95	0,23544111		20,9	0,19639809

PERM.	DLN
20,9	0,19639809
20,9	0,19639809
24,3	0,19250434
24,3	0,19250434
24,3	0,19250434
24,3	0,19250434
24,3	0,19250434
24,3	0,19250434
24,3	0,19250434
24,3	0,19250434
24,3	0,19250434
24,3	0,19250434
24,3	0,19250434
25	0,19181021
27,8	0,18932285
27,8	0,18932285
34,8	0,18459291
34,8	0,18459291
35	0,1844812
35	0,1844812
35	0,1844812
35	0,1844812
40	0,18199776
40	0,18199776
41,7	0,18126902
41,7	0,18126902
41,7	0,17120012
52,13	0,16627021
75	0,16582159

Los valores de distribución normal (DN) fueron obtenidos con los siguientes datos de media y desviación estándar:

Media (μ) 14,118271
 Desviación Estándar (σ) 12,9592939



$$\mu' = \ln \frac{\mu^2}{\sqrt{\mu^2 + \sigma^2}} \quad 2,34189245$$

$$0,78176381$$

$$\sigma' = \sqrt{\ln \frac{\sigma^2}{\mu^2} + 1}$$

Para 10% t = - 1,28251366
 1,28251366

Para 50% t = 0

Para 90% t =

$$x = 3,8162554$$

$$x = 10,4009011$$

$$x = 28,3468302$$

PERMEABILIDAD NETA CICLO IV
 AREA B

POZO	PERMEABILIDADES
------	-----------------

POZO	PERMEABILIDADES
------	-----------------

24	41,79
25	27,86
26	41,79
27	13,93
28	83,58
48	55,7
50	83,58
53K	13,93
63	41,79
67	27,86
74	41,79
76	27,86
80	41,79
81	13,93
85	13,93
86	41,79
92	41,79
94	27,86
97	41,79
100	27,86
102	55,7
107	41,79
109	27,86
115	13,93
125	27,86
130	27,86
139	27,86
149	41,3
153	83,58
155	41,79
166	27,86
179	41,79
181	27,86
184	27,86

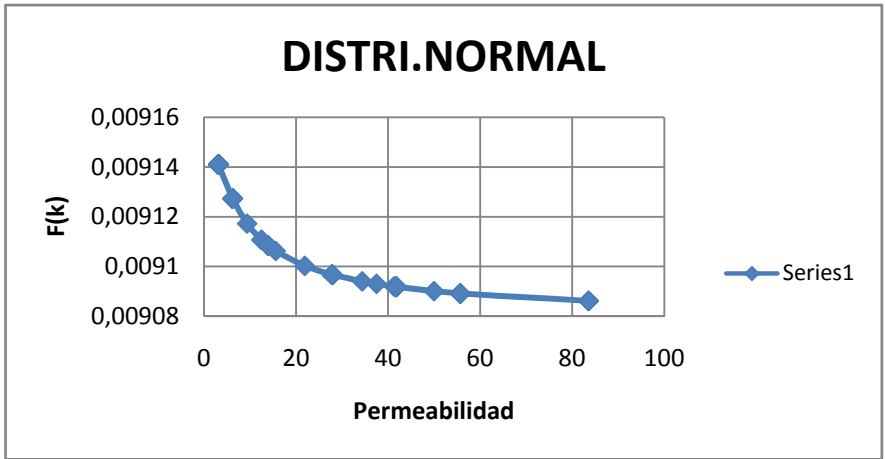
189	41,79
192	27,86
194	13,93
195	27,86
196	13,93
197	41,79
199	27,86
209	13,93
210	41,79
228	41,79
230	41,79
232	55,7
235	27,86
241	41,79
247	41,79
250	13,93
259	41,79
260	27,86
264	55,7
267	27,86
272	41,79
274	27,86
291	13,93
319	13,93
323	27,86
343	13,93
358	55,7
360	41,79
363	41,79
371	41,79
375	27,86
384	41,79
391	13,93

AREA A

13,93	0,20870911	0,00910843
13,93	0,20870911	0,00910843
13,93	0,20870911	0,00910843
13,93	0,20870911	0,00910843

41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918

PERM.	DLN	DN
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
41,79	0,18123184	0,0090918
50	0,17832701	0,00909004
55,7	0,1767484	0,00908909
55,7	0,1767484	0,00908909
55,7	0,1767484	0,00908909
55,7	0,1767484	0,00908909
55,7	0,1767484	0,00908909
55,7	0,1767484	0,00908909
83,58	0,17180739	0,0090861
83,58	0,17180739	0,0090861
83,58	0,17180739	0,0090861



Anexo 4. DATOS DE ESPESORES EVALUADOS MEDIANTE FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN LOG NORMAL PARA LOS CICLOS I, II, III, IV, CAMPO TIBÚ, FORMACIÓN BARCO, CUENCA CATATUMBO.

ESPESOR NETO CICLO I

AREA B

POZO	ESPESOR
24	7
25	1
26	1
27	1
28	25
48	1
50	10
53K	5
63	1
67	15
74	1
76	12
80	3
81	15
85	20
86	1
92	4
94	17
97	15
100	5
102	7
107	1
109	15
115	12
125	12
130	25
139	7
149	12
153	58
155	4
166	10
179	1

POZO	ESPESOR
189	1
192	7
194	25
195	12
196	11
197	12
199	20
209	7
210	1
228	1
230	3
232	1
235	5
241	1
247	10
250	22
259	1
260	5
264	1
267	1
272	20
274	7
291	1
319	2
323	27
343	12
358	5
360	1
363	1
371	4
375	15
384	1

181	25
184	2

391	1
-----	---

AREA A

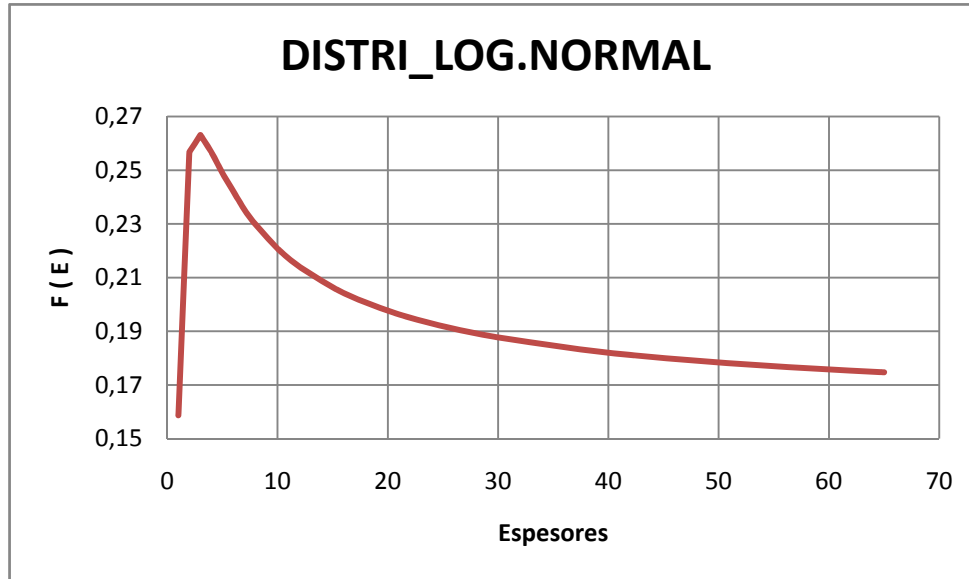
POZO	ESPESOR
18	30
19	30
35	16
37	30
42	30
61	30
65	16
69	65
70	43
72	49
73	30
89	43
116	16
132	8
145	65
148	43
164	65
207	43
256	16
269	45
277	20
286	20
288	8
301	16
352	16
359	20
364	30
366	30
369	30
370	30
378	43
380	49
393	30
400	30
485	20

5	0,248850209	22	0,195032892
5	0,248850209	25	0,191810206
7	0,235143293	25	0,191810206
7	0,235143293	25	0,191810206
7	0,235143293	25	0,191810206
7	0,235143293	27	0,18999032
7	0,235143293	30	0,187639942
7	0,235143293	30	0,187639942

ESPESOR	DISTRIBUCIÓN LOG NORMAL
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
30	0,187639942
38	0,182925052
43	0,180744832
43	0,180744832
43	0,180744832
43	0,180744832
43	0,180744832
43	0,180744832
45	0,179988871
49	0,178636155
49	0,178636155
58	0,17618752
65	0,174693581
65	0,174693581
65	0,174693581

Los valores de distribución normal (DN) fueron obtenidos con los siguientes datos de media y desviación estándar:

Media (μ) 17,3679245
 Desviación Estándar (σ) 16,125876



$$\mu' = \ln \frac{\mu^2}{\sqrt{\mu^2 + \sigma^2}} \quad 2,5437763$$

$$0,78847801$$

$$\sigma' = \sqrt{\ln \frac{\sigma^2}{\mu^2} + 1}$$

Para 10% t = -1,28251366
 1,28251366

Para 50% t = 0

Para 90% t =

$$x = 4,6299334$$

$$x = 12,72264376$$

$$x = 34,988174$$

ESPESOR NETO CICLO II
AREA B

POZO	ESPESOR
24	60

POZO	ESPESOR
189	70

25	60
26	33
27	15
28	10
48	33
50	27
53K	15
63	75
67	63
74	33
76	75
80	126
81	60
85	33
86	33
92	60
94	63
97	15
100	27
102	33
107	63
109	27
115	70
125	60
130	60
139	60
149	63
153	15
155	15
166	70
179	15
181	15
184	15

192	63
194	60
195	63
196	63
197	60
199	60
209	33
210	33
228	60
230	60
232	15
235	60
241	60
247	60
250	60
259	15
260	15
264	63
267	63
272	60
274	63
291	60
319	27
323	60
343	27
358	15
360	60
363	15
371	27
375	10
384	33
391	27

AREA A

POZO	ESPESOR
18	70

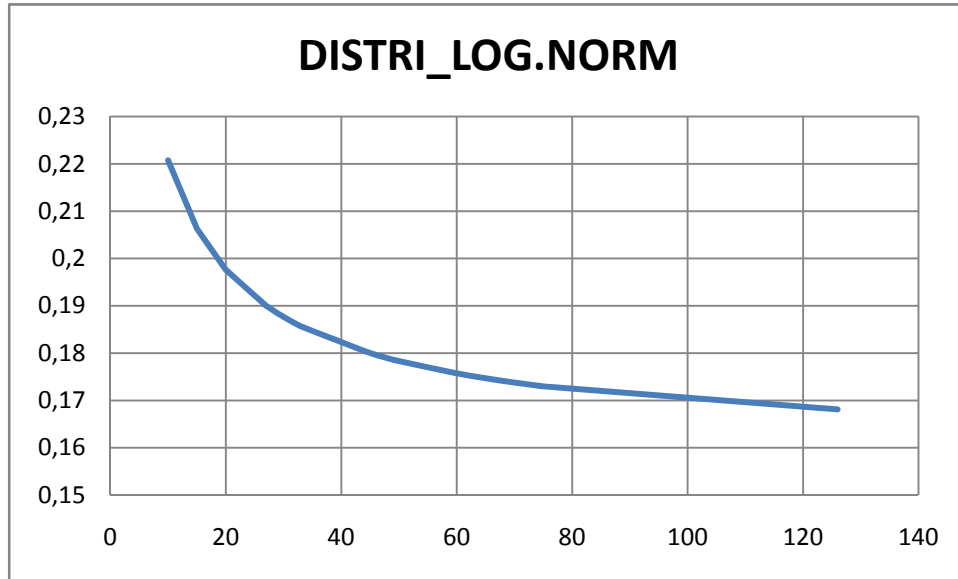
19	20
35	30
37	30
42	30
61	20
65	20
69	20
70	15
72	70
73	45
89	45
116	30
132	20
145	45
148	67
164	15
207	75
256	45
269	67
277	45
286	30
288	20
301	67
352	20
359	45
364	50
366	75
369	45
370	45
378	30
380	45
382	20
393	15
400	30
485	45
487	45
489	67

30	0,18763994	60	0,17573005
30	0,18763994	60	0,17573005
30	0,18763994	60	0,17573005
30	0,18763994	60	0,17573005

ESPEJOR	DISTRIBUCIÓN LOG NORMAL
60	0,17573005
60	0,17573005
60	0,17573005
63	0,1750911
63	0,1750911
63	0,1750911
63	0,1750911
63	0,1750911
63	0,1750911
63	0,1750911
63	0,1750911
63	0,1750911
63	0,1750911
63	0,1750911
63	0,1750911
67	0,17431669
67	0,17431669
67	0,17431669
67	0,17431669
70	0,17378652
70	0,17378652
70	0,17378652
70	0,17378652
70	0,17378652
75	0,17298537
75	0,17298537
75	0,17298537
75	0,17298537
126	0,16812106

Los valores de distribución normal (DN) fueron obtenidos con los siguientes datos de media y desviación estándar:

Media (μ) 42,94392523
 Desviación Estándar (σ) 21,61119119



$$\mu' = \ln \frac{\mu^2}{\sqrt{\mu^2 + \sigma^2}} \quad 3,64702407$$

$$0,47512342$$

$$\sigma' = \sqrt{\ln \frac{\sigma^2}{\mu^2} + 1}$$

Para 10% t = -1,28251366
 1,28251366

Para 50% t = 0

Para 90% t =

$$x = 20,8566282$$

$$x = 38,3603383$$

$$x = 70,5538567$$

ESPESOR NETO CICLO III
AREA B

POZO	ESPESOR
24	9

POZO	ESPESOR
189	24

25	31
26	9
27	9
28	12
48	46
50	31
53K	4
63	15
67	43
74	74
76	9
80	18
81	10
85	9
86	18
92	15
94	6
97	6
100	7
102	10
107	6
109	9
115	6
125	6
130	6
139	6
149	13
153	31
155	6
166	10
179	13
181	10
184	6

192	6
194	6
195	16
196	8
197	10
199	6
209	6
210	10
228	31
230	6
232	56
235	6
241	6
247	10
250	9
259	10
260	12
264	60
267	10
272	31
274	13
291	18
319	18
323	4
343	7
358	18
360	14
363	8
371	12
375	25
384	31
391	13

AREA A

POZO	ESPESOR
18	50
19	25
35	38
37	25
42	88
61	25
65	25
69	13
70	13
72	25
73	25
89	13
116	13
132	13
145	50
148	63
164	25
207	13
256	25
269	25
277	38
286	50
288	25
301	88
352	88
359	88
364	88
366	25
369	38
370	63
378	50
380	150
382	200
393	38
400	13
485	13
487	13
489	13

10	0,22072663	25	0,19181021
10	0,22072663	25	0,19181021
10	0,22072663	25	0,19181021
12	0,21391092	25	0,19181021
12	0,21391092	31	0,18694076

ESPEJOR	DISTRIBUCIÓN LOG NORMAL
31	0,18694076
31	0,18694076
31	0,18694076
31	0,18694076
31	0,18694076
38	0,18292505
38	0,18292505
38	0,18292505
38	0,18292505
43	0,18074483
46	0,17963194
50	0,17832701
50	0,17832701
50	0,17832701
50	0,17832701
56	0,176673
60	0,17573005
63	0,1750911
63	0,1750911
74	0,17313806
88	0,17127949
88	0,17127949
88	0,17127949
88	0,17127949
88	0,17127949
150	0,16687308
200	0,16515034

Anexo 5. DATA ARROJADA DESPUÉS DE REALIZADA LA SIMULACIÓN.

- **PLANTILLA PARA EL ESCENARIO CON LAS PEORES CONDICIONES P10**

RUNSPEC

TITLE

ESCENARIO 1

CART

DIMENS

5 5 4 /

NONNC

OIL

WATER

GAS

DISGAS

FIELD

TABDIMS

1 1 16 20 1 12 /

WELLDIMS

25 26 1 25 /

NUPCOL

4 /

START

19 'JUNE' 2008/

DEBUG

0 1 4*1 /

GRID

=====

=

----- IN THIS SECTION , THE GEOMETRY OF THE SIMULATION GRID AND
THE

----- ROCK PERMEABILITIES AND POROSITIES ARE DEFINED.

-- THE X AND Y DIRECTION CELL SIZES (DX, DY) AND THE POROSITIES ARE
-- CONSTANT THROUGHOUT THE GRID. THESE ARE SET IN THE FIRST 3
LINES

-- AFTER THE EQUALS KEYWORD. THE CELL THICKNESSES (DZ) AND
-- PERMEABILITES ARE THEN SET FOR EACH LAYER. THE CELL TOP DEPTHS
-- (TOPS) ARE NEEDED ONLY IN THE TOP LAYER (THOUGH THEY COULD
BE.

-- SET THROUGHOUT THE GRID). THE SPECIFIED MULTZ VALUES ACT AS

-- MULTIPLIERS ON THE TRANSMISSIBILITIES BETWEEN THE CURRENT
LAYER
-- AND THE LAYER BELOW.
-- ARRAY VALUE ----- BOX -----

EQUALS

'DX' 990 /

'DY' 990 /

'DZ' 10.1 1 5 1 5 1 1 /

'PERMX' 11.45 /

'TOPS' 6649 /

'DZ' 33.5 1 5 1 5 2 2 /

'PERMX' 15.26 /

'DZ' 13.6 1 5 1 5 3 3 /

'PERMX' 3.81 /

'DZ' 12.02 1 5 1 5 4 4 /

'PERMX' 8.18 /

/ EQUALS IS TERMINATED BY A NULL RECORD

PORO

25*.023 25*.112 25*.0206 25*.0209 /

-- THE Y AND Z DIRECTION PERMEABILITIES ARE COPIED FROM PERMX

-- SOURCE DESTINATION ----- BOX -----

COPY

'PERMX' 'PERMY' 1 5 1 5 1 4 /

'PERMX' 'PERMZ' 1 5 1 5 1 4 /

/

-- OUTPUT OF DX. DY. DZ. PERMX. PERMY. PERMZ, MULTZ, PORO AND
TOPS DATA

-- IS REQUESTED, AND OF THE CALCULATED PORE VOLUMES AND X, Y AND
Z

-- TRANSMISSIBILITIES

RPTGRID

6*1 0 0 1 1 0 1 1 0 0 0 0 /

PROPS

=====

----- THE PROPS SECTION DEFINES THE REL. PERMEABILITIES, CAPILLARY
----- PRESSURES, AND THE PVT PROPERTIES OF THE RESERVOIR FLUIDS

-- WATER RELATIVE PERMEABILITY AND CAPILLARY PRESSURE ARE
TABULATED AS

-- A FUNCTION OF WATER SATURATION.

--

-- S_w K_rw K_ro Pcwa

SWOF

0.317 0 1 0

0.727 0.3704 0.4088 0

0.75 0.424 0.3499 0

0.8 0.547 0.2459 0

0.85 0.662 0.1403 0

0.9 0.775 0.0649 0

0.95 0.887 0.0186 0

1 1 0 0

/

-- SIMILARLY FOR GAS

--

-- S_g K_rg K_ro Pcga

SGOF

0 0 1 0

0.05 0.02 0.7146 0

0.1 0.0752 0.5118 0

0.2 0.1 0.2376 0

0.3 0.24 0.0918 0

0.4 0.6888 0.0265 0
0.5 0.851 0.0051 0
0.5637 1 0 0

/

-- OIL RELATIVE PERMEABILITY IS TABULATED AGAINST OIL SATURATION
-- FOR OIL-WATER AND OIL-GAS-CONNATE WATER CASES
--

-- PVT PROPERTIES OF WATER
--

REF. PRES.	REF. FVF	COMPRESSIBILITY	REF VISCOSITY
3144	1.029	3.13D-6	0.31

VISCOSIBILITY
PVTW
0 /

-- ROCK COMPRESSIBILITY
--

-- REF. PRES COMPRESSIBILITY
ROCK
14.7 3.0D-6 /

-- SURFACE DENSITIES OF RESERVOIR FLUIDS
--

-- OIL WATER GAS
DENSITY

50.65 62.465 0.07019 /

-- PVT PROPERTIES OF DRY GAS (NO VAPOURISED OIL)

-- WE WOULD USE PVTG TO SPECIFY THE PROPERTIES OF WET GAS

--

-- PGAS BGAS VISGAS

PVDG

50	33.689	0.011
380	4.971	0.0115
710	1.978	0.0124
1040	1.216	0.014
1370	0.839	0.0164
1550.5	0.714	0.0181
1700	0.637	0.0196
2030	0.527	0.0233
2200	0.489	0.0252
2360	0.462	0.027
2690	0.421	0.0304
3020	0.393	0.0335
3350	0.373	0.0364
3680	0.358	0.039
4010	0.346	0.0413
4340	0.337	0.0436
4670	0.328	0.0456
5000	0.321	0.0476 /

-- PVT PROPERTIES OF LIVE OIL (WITH DISSOLVED GAS)

-- WE WOULD USE PVDO TO SPECIFY THE PROPERTIES OF DEAD OIL

--
-- FOR EACH VALUE OF RS THE SATURATION PRESSURE, FVF AND VISCOSITY
-- ARE SPECIFIED. FOR RS=1.27 AND 1.618, THE FVF AND VISCOSITY OF
-- UNDERSATURATED OIL ARE DEFINED AS A FUNCTION OF PRESSURE.
DATA

-- FOR UNDERSATURATED OIL MAY BE SUPPLIED FOR ANY RS, BUT MUST BE
-- SUPPLIED FOR THE HIGHEST RS (1.618).

--
-- RS POIL FVFO VISO
PVTO

0.001 14.7 1.2172 0.7479 /
0.0905 264.7 1.3052 0.6829 /
0.18 514.7 1.3622 0.6179 /
0.371 1014.7 1.4502 0.5379 /
0.78 2014.7 1.5902 0.4029 /
0.97 2514.7 1.6552 0.3489 /
1.1800 3014.7 1.7202 0.3019 /
1.2630 3144.0 1.7370 0.2910
5014.7 1.6478 0.3251
9014.7 1.5558 0.5161 /

/

RPTPROPS

'SOF2''SWFN''SGFN''PVTW'

'PVTG"DENSITY"ROCK'/

SOLUTION

=====

----- THE SOLUTION SECTION DEFINES THE INITIAL STATE OF THE SOLUTION

----- VARIABLES (PHASE PRESSURES, SATURATIONS AND GAS-OIL RATIOS)

-- DATA FOR INITIALISING FLUIDS TO POTENTIAL EQUILIBRIUM

--

-- DATUM DATUM OWC OWC GOC GOC RSVD RVVD SOLN

-- DEPTH PRESS DEPTH PCOW DEPTH PCOG TABLE TABLE METH

EQUIL

6727 3322 9000 0 6000 0 1 0 0 /

RTEMPA

190 /

-- VARIATION OF INITIAL RS WITH DEPTH

--

-- DEPTH RS

RSVD

6000 1.263

7000 1.263 /

-- OUTPUT CONTROLS (SWITCH ON OUTPUT OF INITIAL GRID BLOCK PRESSURES)

RPTSOL

1 11*0 /

SUMMARY

=====

----- THIS SECTION SPECIFIES DATA TO BE WRITTEN TO THE SUMMARY
FILES

----- AND WHICH MAY LATER BE USED WITH THE ECLIPSE GRAPHICS
PACKAGE

--REQUEST PRINTED OUTPUT OF SUMMARY FILE DATA

RUNSUM

-- FIELD OIL PRODUCTION

FOPR

FOPT

FOIP

-- WELL GAS-OIL RATIO FOR PRODUCER

WGOR

'PRODUCER1'

/

-- WELL BOTTOM-HOLE PRESSURE

WBHP

'PRODUCER1'

/

-- PRESSURE PRODUCTION CELL

FPR

SCHEDULE

=====

----- THE SCHEDULE SECTION DEFINES THE OPERATIONS TO BE
SIMULATED

-- CONTROLS ON OUTPUT AT EACH REPORT TIME

RPTSCHED

0000000000

02002 /

IMPES

1.0 1.0 10000.0 /

-- SET 'NO RESOLUTION' OPTION

DRSDT

0 /

-- SET INITIAL TIME STEP TO 1 DAY AND MAXIMUM TO 6 MONTHS

TUNING

1 182.5 /

1.0 0.5 1.0E-6 /

/

-- WELL SPECIFICATION DATA

--

-- WELL GROUP LOCATION BHP PI

-- NAME NAME I J DEPTH DEFN

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /

/

-- COMPLETION SPECIFICATION DATA

--

-- WELL -LOCATION- OPEN/ SAT CONN WELL

-- NAME I J K1 K2 SHUT TAB FACT DIAM

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

-- PRODUCTION WELL CONTROLS

--

-- WELL OPEN/ CNTL OIL WATER GAS LIQU RES BHP

-- NAME SHUT MODE RATE RATE RATE RATE RATE

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 72 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /

'PRODUCER2' 'G' 1 5 6747 'OIL' /

'PRODUCER3' 'G' 2 1 6747 'OIL' /

'PRODUCER4' 'G' 2 2 6747 'OIL' /

'PRODUCER5' 'G' 2 3 6747 'OIL' /

/

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER2' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER3' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER4' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER5' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 360 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER2' 'G' 1 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER3' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER4' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER5' 'G' 2 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER6' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER7' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER8' 'G' 2 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER9' 'G' 2 4 6747 'OIL' /
'PRODUCER10' 'G' 2 5 6747 'OIL' /

/

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER2' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER3' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER4' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER5' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER6' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER7' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER8' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER9' 2 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER10' 2 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 720 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /

'PRODUCER2' 'G' 1 5 6747 'OIL' /

'PRODUCER3' 'G' 2 1 6747 'OIL' /

'PRODUCER4' 'G' 2 2 6747 'OIL' /

'PRODUCER5' 'G' 2 3 6747 'OIL' /

'PRODUCER6' 'G' 2 1 6747 'OIL' /

'PRODUCER7' 'G' 2 2 6747 'OIL' /

'PRODUCER8' 'G' 2 3 6747 'OIL' /

'PRODUCER9' 'G' 2 4 6747 'OIL' /

'PRODUCER10' 'G' 2 5 6747 'OIL' /

'PRODUCER11' 'G' 3 1 6747 'OIL' /

'PRODUCER12' 'G' 3 2 6747 'OIL' /

'PRODUCER13' 'G' 3 3 6747 'OIL' /

'PRODUCER14' 'G' 3 4 6747 'OIL' /

'PRODUCER15' 'G' 3 5 6747 'OIL' /

'PRODUCER16' 'G' 4 1 6747 'OIL'/

/

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER2' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER3' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER4' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER5' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER6' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER7' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER8' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER9' 2 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER10' 2 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER11' 3 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER12' 3 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER13' 3 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER14' 3 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER15' 3 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER16' 4 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 1152 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER2' 'G' 1 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER3' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER4' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER5' 'G' 2 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER6' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER7' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER8' 'G' 2 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER9' 'G' 2 4 6747 'OIL' /
'PRODUCER10' 'G' 2 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER11' 'G' 3 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER12' 'G' 3 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER13' 'G' 3 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER14' 'G' 3 4 6747 'OIL' /
'PRODUCER15' 'G' 3 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER16' 'G' 4 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER17' 'G' 4 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER18' 'G' 4 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER19' 'G' 4 4 6747 'OIL' /
'PRODUCER20' 'G' 4 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER21' 'G' 5 1 6747 'OIL' /

/

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER2' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER3' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER4' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER5' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER6' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER7' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER8' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER9' 2 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER10' 2 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER11' 3 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER12' 3 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER13' 3 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER14' 3 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER15' 3 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER16' 4 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER17' 4 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER18' 4 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER19' 4 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER20' 4 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER21' 5 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 1512 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER2' 'G' 1 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER3' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER4' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER5' 'G' 2 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER6' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER7' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER8' 'G' 2 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER9' 'G' 2 4 6747 'OIL' /
'PRODUCER10' 'G' 2 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER11' 'G' 3 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER12' 'G' 3 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER13' 'G' 3 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER14' 'G' 3 4 6747 'OIL' /
'PRODUCER15' 'G' 3 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER16' 'G' 4 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER17' 'G' 4 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER18' 'G' 4 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER19' 'G' 4 4 6747 'OIL' /
'PRODUCER20' 'G' 4 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER21' 'G' 5 1 6747 'OIL' /

'PRODUCER22' 'G' 5 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER23' 'G' 5 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER24' 'G' 5 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER25' 'G' 5 5 6747 'OIL'/

/

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER2' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER3' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER4' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER5' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER6' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER7' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER8' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER9' 2 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER10' 2 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER11' 3 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER12' 3 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER13' 3 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER14' 3 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER15' 3 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER16' 4 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER17' 4 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER18' 4 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER19' 4 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER20' 4 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER21' 5 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER22' 5 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER23' 5 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER24' 5 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER25' 5 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 1800 4* 1000 /

/

TSTEP

1825/

END

- PLANTILLA PARA EL ESCENARIO CON LAS CONDICIONES MAS PROBABLES

RUNSPEC

TITLE

ODEH PROBLEM - IMPES OPTION - 1200 DAYS

CART

DIMENS

5 5 4 /

NONNC

OIL
WATER
GAS
DISGAS

FIELD

TABDIMS

1 1 16 20 1 12 /

WELLDIMS

25 26 1 3 /

NUPCOL

4 /

START

22 'JUNE' 2008/

DEBUG

0 1 4*1 /

GRID

=====

=

----- IN THIS SECTION , THE GEOMETRY OF THE SIMULATION GRID AND
THE

----- ROCK PERMEABILITIES AND POROSITIES ARE DEFINED.

-- THE X AND Y DIRECTION CELL SIZES (DX, DY) AND THE POROSITIES ARE
-- CONSTANT THROUGHOUT THE GRID. THESE ARE SET IN THE FIRST 3
LINES

-- AFTER THE EQUALS KEYWORD. THE CELL THICKNESSES (DZ) AND
-- PERMEABILITES ARE THEN SET FOR EACH LAYER. THE CELL TOP DEPTHS
-- (TOPS) ARE NEEDED ONLY IN THE TOP LAYER (THOUGH THEY COULD
BE.

-- SET THROUGHOUT THE GRID). THE SPECIFIED MULTZ VALUES ACT AS
-- MULTIPLIERS ON THE TRANSMISSIBILITIES BETWEEN THE CURRENT
LAYER

-- AND THE LAYER BELOW.

-- ARRAY VALUE ----- BOX -----

EQUALS

'DX' 990 /

'DY' 990 /

'DZ' 12.72 1 5 1 5 1 1 /

'PERMX' 28.82 /

'TOPS' 6727 /

'DZ' 38.36 1 5 1 5 2 2 /

'PERMX' 35.04 /

'DZ' 17 1 5 1 5 3 3 /

'PERMX' 10.4 /

'DZ' 14.7 1 5 1 5 4 4 /

'PERMX' 19.7 /

/ EQUALS IS TERMINATED BY A NULL RECORD

PORO

25*.097 25*.152 25*.0933 25*.0832 /

-- THE Y AND Z DIRECTION PERMEABILITIES ARE COPIED FROM PERMX

-- SOURCE DESTINATION ----- BOX -----

COPY

'PERMX' 'PERMY' 1 5 1 5 1 4 /

```

      'PERMX' 'PERMZ' 1 5 1 5 1 4 /
/
-- OUTPUT OF DX. DY. DZ. PERMX. PERMY. PERMZ, MULTZ, PORO AND
TOPS DATA
-- IS REQUESTED, AND OF THE CALCULATED PORE VOLUMES AND X, Y AND
Z
-- TRANSMISSIBILITIES
RPTGRID
  6*1 0 0 1 1 0 1 1 0 0 0 0 /

```

PROPS

=====

----- THE PROPS SECTION DEFINES THE REL. PERMEABILITIES, CAPILLARY
 ----- PRESSURES, AND THE PVT PROPERTIES OF THE RESERVOIR FLUIDS

-- WATER RELATIVE PERMEABILITY AND CAPILLARY PRESSURE ARE
 TABULATED AS

-- A FUNCTION OF WATER SATURATION.

--

-- S_w K_rw K_ro Pcwa

SWOF

```

0.317 0     1     0
0.727 0.3704 0.4088 0
0.75  0.424 0.3499 0
0.8   0.547 0.2459 0
0.85  0.662 0.1403 0
0.9   0.775 0.0649 0

```

0.95 0.887 0.0186 0
1 1 0 0

/

-- SIMILARLY FOR GAS

--

-- S_g K_rg K_ro Pcga

SGOF

0 0 1 0
0.05 0.02 0.7146 0
0.1 0.0752 0.5118 0
0.2 0.1 0.2376 0
0.3 0.24 0.0918 0
0.4 0.6888 0.0265 0
0.5 0.851 0.0051 0
0.5637 1 0 0

/

-- OIL RELATIVE PERMEABILITY IS TABULATED AGAINST OIL SATURATION

-- FOR OIL-WATER AND OIL-GAS-CONNATE WATER CASES

--

-- PVT PROPERTIES OF WATER

--

-- REF. PRES. REF. FVF COMPRESSIBILITY REF VISCOSITY
VISCOSIBILITY

PVTW

3144 1.029 3.13D-6 0.31 0 /

--

-- ROCK COMPRESSIBILITY

--

-- REF. PRES COMPRESSIBILITY

ROCK

14.7 3.0D-6 /

-- SURFACE DENSITIES OF RESERVOIR FLUIDS

--

-- OIL WATER GAS

DENSITY

50.65 62.465 0.07019 /

-- PVT PROPERTIES OF DRY GAS (NO VAPOURISED OIL)

-- WE WOULD USE PVTG TO SPECIFY THE PROPERTIES OF WET GAS

--

-- PGAS BGAS VISGAS

PVDG

50 33.689 0.011
380 4.971 0.0115
710 1.978 0.0124
1040 1.216 0.014
1370 0.839 0.0164
1550.5 0.714 0.0181

1700	0.637	0.0196
2030	0.527	0.0233
2200	0.489	0.0252
2360	0.462	0.027
2690	0.421	0.0304
3020	0.393	0.0335
3350	0.373	0.0364
3680	0.358	0.039
4010	0.346	0.0413
4340	0.337	0.0436
4670	0.328	0.0456
5000	0.321	0.0476 /

-- PVT PROPERTIES OF LIVE OIL (WITH DISSOLVED GAS)
 -- WE WOULD USE PVDO TO SPECIFY THE PROPERTIES OF DEAD OIL
 --
 -- FOR EACH VALUE OF RS THE SATURATION PRESSURE, FVF AND VISCOSITY
 -- ARE SPECIFIED. FOR RS=1.27 AND 1.618, THE FVF AND VISCOSITY OF
 -- UNDERSATURATED OIL ARE DEFINED AS A FUNCTION OF PRESSURE.
 DATA
 -- FOR UNDERSATURATED OIL MAY BE SUPPLIED FOR ANY RS, BUT MUST BE
 -- SUPPLIED FOR THE HIGHEST RS (1.618).
 --
 -- RS POIL FVFO VISO
 PVTO

0.001 14.7 1.2172 0.7479 /

0.0905264.7 1.3052 0.6829 /
 0.18 514.7 1.3622 0.6179 /
 0.371 1014.7 1.4502 0.5379 /
 0.78 2014.7 1.5902 0.4029 /
 0.97 2514.7 1.6552 0.3489 /
 1.18003014.7 1.7202 0.3019 /
 1.26303144.0 1.7370 0.2910
 5014.7 1.6478 0.3251
 9014.7 1.5558 0.5161 /
 /

RPTPROPS

'SOF2"SWFN"SGFN"PVTW'

'PVTG"DENSITY"ROCK'/'

SOLUTION

=====

----- THE SOLUTION SECTION DEFINES THE INITIAL STATE OF THE SOLUTION

----- VARIABLES (PHASE PRESSURES, SATURATIONS AND GAS-OIL RATIOS)

-- DATA FOR INITIALISING FLUIDS TO POTENTIAL EQUILIBRIUM

--

-- DATUM DATUM OWC OWC GOC GOC RSVD RVVD SOLN

-- DEPTH PRESS DEPTH PCOW DEPTH PCOG TABLE TABLE METH

EQUIL

6727 3322 9000 0 6000 0 1 0 0 /

RTEMPA

190 /

-- VARIATION OF INITIAL RS WITH DEPTH

--

-- DEPTH RS

RSVD

6000 1.263

7000 1.263 /

-- OUTPUT CONTROLS (SWITCH ON OUTPUT OF INITIAL GRID BLOCK
PRESSURES)

RPTSOL

1 11*0 /

SUMMARY

=====

----- THIS SECTION SPECIFIES DATA TO BE WRITTEN TO THE SUMMARY
FILES

----- AND WHICH MAY LATER BE USED WITH THE ECLIPSE GRAPHICS
PACKAGE

--REQUEST PRINTED OUTPUT OF SUMMARY FILE DATA

RUNSUM

-- FIELD OIL PRODUCTION

FOPR
FOPT
FOIP
-- WELL GAS-OIL RATIO FOR PRODUCER
WGOR
'PRODUCER1'

/
-- WELL BOTTOM-HOLE PRESSURE
WBHP
'PRODUCER1'

/

-- PRESSURE PRODUCTION CELL
FPR

SCHEDULE

=====

----- THE SCHEDULE SECTION DEFINES THE OPERATIONS TO BE
SIMULATED

-- CONTROLS ON OUTPUT AT EACH REPORT TIME

RPTSCHED

0000000000

0 2 0 0 2 /

IMPES

1.0 1.0 10000.0 /

-- SET 'NO RESOLUTION' OPTION

DRSDT

0 /

-- SET INITIAL TIME STEP TO 1 DAY AND MAXIMUM TO 6 MONTHS

TUNING

1 182.5 /

1.0 0.5 1.0E-6 /

/

-- WELL SPECIFICATION DATA

--

-- WELL GROUP LOCATION BHP PI

-- NAME NAME I J DEPTH DEFN

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /

/

-- COMPLETION SPECIFICATION DATA

--

-- WELL -LOCATION- OPEN/ SAT CONN WELL

-- NAME I J K1 K2 SHUT TAB FACT DIAM

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

-- PRODUCTION WELL CONTROLS

--

-- WELL OPEN/ CNTL OIL WATER GAS LIQU RES BHP

-- NAME SHUT MODE RATE RATE RATE RATE RATE

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 72 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER2' 'G' 1 5 6747 'OIL' /

'PRODUCER3' 'G' 2 1 6747 'OIL' /

'PRODUCER4' 'G' 2 2 6747 'OIL' /

'PRODUCER5' 'G' 2 3 6747 'OIL' /

/

COMPDAT

'PRODUCER2' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER3' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER4' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER5' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 360 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER5' 'G' 1 5 6747 'OIL'/
'PRODUCER6' 'G' 2 1 6747 'OIL'/
'PRODUCER7' 'G' 2 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER8' 'G' 2 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER9' 'G' 2 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER10' 'G' 2 5 6747 'OIL'/

/

COMPDAT

'PRODUCER5' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER6' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER7' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER8' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER9' 2 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER10' 2 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 720 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER11' 'G' 3 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER12' 'G' 3 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER13' 'G' 3 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER14' 'G' 3 4 6747 'OIL' /
'PRODUCER15' 'G' 3 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER16' 'G' 4 1 6747 'OIL' /

/

COMPDAT

'PRODUCER11' 3 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER12' 3 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER13' 3 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER14' 3 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER15' 3 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER16' 4 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 1152 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER17' 'G' 4 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER18' 'G' 4 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER19' 'G' 4 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER20' 'G' 4 5 6747 'OIL'/
'PRODUCER21' 'G' 5 1 6747 'OIL'/

/

COMPDAT

'PRODUCER17' 4 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER18' 4 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER19' 4 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER20' 4 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER21' 5 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 1512 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER22' 'G' 5 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER23' 'G' 5 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER24' 'G' 5 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER25' 'G' 5 5 6747 'OIL'/

/

COMPDAT

'PRODUCER22' 5 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER23' 5 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER24' 5 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER25' 5 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 1800 4* 1000 /

/

TSTEP

5475/

END

- PLANTILLA PARA EL ESCENARIO CON LAS MEJORES CONDICIONES

RUNSPEC

TITLE

ODEH PROBLEM - IMPES OPTION - 1200 DAYS

CART

DIMENS

5 5 4 /

NONNC

OIL
WATER
GAS
DISGAS

FIELD

TABDIMS

1 1 16 20 1 12 /

WELLDIMS

25 26 1 25 /

NUPCOL

4 /

START

22 'JUNE' 2008/

DEBUG

0 1 4*1 /

GRID

=====

=

----- IN THIS SECTION , THE GEOMETRY OF THE SIMULATION GRID AND
THE

----- ROCK PERMEABILITIES AND POROSITIES ARE DEFINED.

-- THE X AND Y DIRECTION CELL SIZES (DX, DY) AND THE POROSITIES ARE
-- CONSTANT THROUGHOUT THE GRID. THESE ARE SET IN THE FIRST 3
LINES

-- AFTER THE EQUALS KEYWORD. THE CELL THICKNESSES (DZ) AND
-- PERMEABILITES ARE THEN SET FOR EACH LAYER. THE CELL TOP DEPTHS
-- (TOPS) ARE NEEDED ONLY IN THE TOP LAYER (THOUGH THEY COULD
BE.

-- SET THROUGHOUT THE GRID). THE SPECIFIED MULTZ VALUES ACT AS
-- MULTIPLIERS ON THE TRANSMISSIBILITIES BETWEEN THE CURRENT
LAYER

-- AND THE LAYER BELOW.

-- ARRAY VALUE ----- BOX -----

EQUALS

'DX' 990 /

'DY' 990 /

'DZ' 34.98 1 5 1 5 1 1 /

'PERMX' 72.52 /

'TOPS' 6727 /

'DZ' 70.55 1 5 1 5 2 2 /

'PERMX' 80.44 /

'DZ' 54.9 1 5 1 5 3 3 /

'PERMX' 28.34 /

'DZ' 36.75 1 5 1 5 4 4 /

'PERMX' 47.42 /

/ EQUALS IS TERMINATED BY A NULL RECORD

PORO

25*.172 25*.192 25*.166 25*.145 /

-- THE Y AND Z DIRECTION PERMEABILITIES ARE COPIED FROM PERMX

-- SOURCE DESTINATION ----- BOX -----

COPY

'PERMX' 'PERMY' 1 5 1 5 1 4 /

```

'PERMX' 'PERMZ' 1 5 1 5 1 4 /
/
-- OUTPUT OF DX. DY. DZ. PERMX. PERMY. PERMZ, MULTZ, PORO AND
TOPS DATA
-- IS REQUESTED, AND OF THE CALCULATED PORE VOLUMES AND X, Y AND
Z
-- TRANSMISSIBILITIES
RPTGRID
6*1 0 0 1 1 0 1 1 0 0 0 0 /

```

PROPS

```

=====
----- THE PROPS SECTION DEFINES THE REL. PERMEABILITIES, CAPILLARY
----- PRESSURES, AND THE PVT PROPERTIES OF THE RESERVOIR FLUIDS
-----
-- WATER RELATIVE PERMEABILITY AND CAPILLARY PRESSURE ARE
TABULATED AS
-- A FUNCTION OF WATER SATURATION.
--
--      S_w   K_rw   K_ro   Pcwa

```

SWOF

```

0.317 0      1      0
0.727 0.3704 0.4088 0
0.75  0.424 0.3499 0
0.8   0.547 0.2459 0
0.85  0.662 0.1403 0
0.9   0.775 0.0649 0

```

0.95 0.887 0.0186 0
1 1 0 0

/

-- SIMILARLY FOR GAS

--

-- S_g K_rg K_ro Pcga

SGOF

0 0 1 0
0.05 0.02 0.7146 0
0.1 0.0752 0.5118 0
0.2 0.1 0.2376 0
0.3 0.24 0.0918 0
0.4 0.6888 0.0265 0
0.5 0.851 0.0051 0
0.5637 1 0 0

/

-- OIL RELATIVE PERMEABILITY IS TABULATED AGAINST OIL SATURATION

-- FOR OIL-WATER AND OIL-GAS-CONNATE WATER CASES

--

-- PVT PROPERTIES OF WATER

--

-- REF. PRES. REF. FVF COMPRESSIBILITY REF VISCOSITY
VISCOSIBILITY

PVTW

3144 1.029 3.13D-6 0.31 0 /

--

-- **ROCK COMPRESSIBILITY**

--

-- **REF. PRES COMPRESSIBILITY**

ROCK

14.7 3.0D-6 /

-- **SURFACE DENSITIES OF RESERVOIR FLUIDS**

--

-- **OIL WATER GAS**

DENSITY

50.65 62.465 0.07019 /

-- **PVT PROPERTIES OF DRY GAS (NO VAPOURISED OIL)**

-- **WE WOULD USE PVTG TO SPECIFY THE PROPERTIES OF WET GAS**

--

-- **PGAS BGAS VISGAS**

PVDG

50 33.689 0.011
380 4.971 0.0115
710 1.978 0.0124
1040 1.216 0.014
1370 0.839 0.0164
1550.5 0.714 0.0181
1700 0.637 0.0196
2030 0.527 0.0233

2200 0.489 0.0252
 2360 0.462 0.027
 2690 0.421 0.0304
 3020 0.393 0.0335
 3350 0.373 0.0364
 3680 0.358 0.039
 4010 0.346 0.0413
 4340 0.337 0.0436
 4670 0.328 0.0456
 5000 0.321 0.0476 /

-- PVT PROPERTIES OF LIVE OIL (WITH DISSOLVED GAS)
 -- WE WOULD USE PVDO TO SPECIFY THE PROPERTIES OF DEAD OIL
 --
 -- FOR EACH VALUE OF RS THE SATURATION PRESSURE, FVF AND VISCOSITY
 -- ARE SPECIFIED. FOR RS=1.27 AND 1.618, THE FVF AND VISCOSITY OF
 -- UNDERSATURATED OIL ARE DEFINED AS A FUNCTION OF PRESSURE.
 DATA
 -- FOR UNDERSATURATED OIL MAY BE SUPPLIED FOR ANY RS, BUT MUST BE
 -- SUPPLIED FOR THE HIGHEST RS (1.618).
 --
 -- RS POIL FVFO VISO
 PVTO

0.001 14.7 1.2172 0.7479 /
 0.0905 264.7 1.3052 0.6829 /
 0.18 514.7 1.3622 0.6179 /

0.371 1014.7 1.4502 0.5379 /
 0.78 2014.7 1.5902 0.4029 /
 0.97 2514.7 1.6552 0.3489 /
 1.18003014.7 1.7202 0.3019 /
 1.26303144.0 1.7370 0.2910
 5014.7 1.6478 0.3251
 9014.7 1.5558 0.5161 /
 /

RPTPROPS

'SOF2"SWFN"SGFN"PVTW'
 'PVTG"DENSITY"ROCK'/

SOLUTION

=====

----- THE SOLUTION SECTION DEFINES THE INITIAL STATE OF THE SOLUTION

----- VARIABLES (PHASE PRESSURES, SATURATIONS AND GAS-OIL RATIOS)

-- DATA FOR INITIALISING FLUIDS TO POTENTIAL EQUILIBRIUM

--

-- DATUM DATUM OWC OWC GOC GOC RSVD RVVD SOLN

-- DEPTH PRESS DEPTH PCOW DEPTH PCOG TABLE TABLE METH

EQUIL

6727 3322 9000 0 6000 0 1 0 0 /

RTEMPA

190 /

-- VARIATION OF INITIAL RS WITH DEPTH

--

-- DEPTH RS

RSVD

6000 1.263

7000 1.263 /

-- OUTPUT CONTROLS (SWITCH ON OUTPUT OF INITIAL GRID BLOCK
PRESSURES)

RPTSOL

1 11*0 /

SUMMARY

=====

----- THIS SECTION SPECIFIES DATA TO BE WRITTEN TO THE SUMMARY
FILES

----- AND WHICH MAY LATER BE USED WITH THE ECLIPSE GRAPHICS
PACKAGE

--REQUEST PRINTED OUTPUT OF SUMMARY FILE DATA

RUNSUM

-- FIELD OIL PRODUCTION

FOPR

FOPT

FOIP
-- WELL GAS-OIL RATIO FOR PRODUCER
WGOR
'PRODUCER1'

/
-- WELL BOTTOM-HOLE PRESSURE
WBHP
'PRODUCER1'

/

-- PRESSURE PRODUCTION CELL
FPR

SCHEDULE

=====

----- THE SCHEDULE SECTION DEFINES THE OPERATIONS TO BE
SIMULATED

-- CONTROLS ON OUTPUT AT EACH REPORT TIME

RPTSCHED

0000000000

02002 /

IMPES

1.0 1.0 10000.0 /

-- SET 'NO RESOLUTION' OPTION

DRSDT

0 /

-- SET INITIAL TIME STEP TO 1 DAY AND MAXIMUM TO 6 MONTHS

TUNING

1 182.5 /

1.0 0.5 1.0E-6 /

/

-- WELL SPECIFICATION DATA

--

-- WELL GROUP LOCATION BHP PI

-- NAME NAME I J DEPTH DEFN

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /

/

-- COMPLETION SPECIFICATION DATA

--

-- WELL -LOCATION- OPEN/ SAT CONN WELL

-- NAME I J K1 K2 SHUT TAB FACT DIAM

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

-- PRODUCTION WELL CONTROLS

--

-- WELL OPEN/ CNTL OIL WATER GAS LIQU RES BHP
-- NAME SHUT MODE RATE RATE RATE RATE RATE

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 72 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /

'PRODUCER2' 'G' 1 5 6747 'OIL' /

'PRODUCER3' 'G' 2 1 6747 'OIL' /

'PRODUCER4' 'G' 2 2 6747 'OIL' /

'PRODUCER5' 'G' 2 3 6747 'OIL' /

/

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER2' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER3' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER4' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER5' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 360 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER2' 'G' 1 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER3' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER4' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER5' 'G' 2 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER6' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER7' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER8' 'G' 2 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER9' 'G' 2 4 6747 'OIL' /
'PRODUCER10' 'G' 2 5 6747 'OIL' /

/

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER2' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER3' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER4' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER5' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER6' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER7' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER8' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER9' 2 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER10' 2 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 720 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER2' 'G' 1 5 6747 'OIL' /

'PRODUCER3' 'G' 2 1 6747 'OIL'/
'PRODUCER4' 'G' 2 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER5' 'G' 2 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER6' 'G' 2 1 6747 'OIL'/
'PRODUCER7' 'G' 2 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER8' 'G' 2 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER9' 'G' 2 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER10' 'G' 2 5 6747 'OIL'/
'PRODUCER11' 'G' 3 1 6747 'OIL'/
'PRODUCER12' 'G' 3 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER13' 'G' 3 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER14' 'G' 3 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER15' 'G' 3 5 6747 'OIL'/
'PRODUCER16' 'G' 4 1 6747 'OIL'/

/

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER2' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER3' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER4' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER5' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER6' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER7' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER8' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER9' 2 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER10' 2 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER11' 3 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER12' 3 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER13' 3 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER14' 3 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER15' 3 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER16' 4 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 1152 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER2' 'G' 1 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER3' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER4' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER5' 'G' 2 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER6' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER7' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER8' 'G' 2 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER9' 'G' 2 4 6747 'OIL' /
'PRODUCER10' 'G' 2 5 6747 'OIL' /

'PRODUCER11' 'G' 3 1 6747 'OIL'/
'PRODUCER12' 'G' 3 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER13' 'G' 3 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER14' 'G' 3 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER15' 'G' 3 5 6747 'OIL'/
'PRODUCER16' 'G' 4 1 6747 'OIL'/
'PRODUCER17' 'G' 4 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER18' 'G' 4 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER19' 'G' 4 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER20' 'G' 4 5 6747 'OIL'/
'PRODUCER21' 'G' 5 1 6747 'OIL'/

/

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER2' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER3' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER4' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER5' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER6' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER7' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER8' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER9' 2 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER10' 2 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER11' 3 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER12' 3 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER13' 3 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER14' 3 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER15' 3 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER16' 4 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER17' 4 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER18' 4 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER19' 4 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER20' 4 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER21' 5 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 1512 4* 1000 /

/

TSTEP

365.0/

WELSPECS

'PRODUCER1' 'G' 1 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER2' 'G' 1 5 6747 'OIL' /
'PRODUCER3' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER4' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER5' 'G' 2 3 6747 'OIL' /
'PRODUCER6' 'G' 2 1 6747 'OIL' /
'PRODUCER7' 'G' 2 2 6747 'OIL' /
'PRODUCER8' 'G' 2 3 6747 'OIL' /

'PRODUCER9' 'G' 2 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER10' 'G' 2 5 6747 'OIL'/
'PRODUCER11' 'G' 3 1 6747 'OIL'/
'PRODUCER12' 'G' 3 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER13' 'G' 3 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER14' 'G' 3 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER15' 'G' 3 5 6747 'OIL'/
'PRODUCER16' 'G' 4 1 6747 'OIL'/
'PRODUCER17' 'G' 4 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER18' 'G' 4 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER19' 'G' 4 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER20' 'G' 4 5 6747 'OIL'/
'PRODUCER21' 'G' 5 1 6747 'OIL'/
'PRODUCER22' 'G' 5 2 6747 'OIL'/
'PRODUCER23' 'G' 5 3 6747 'OIL'/
'PRODUCER24' 'G' 5 4 6747 'OIL'/
'PRODUCER25' 'G' 5 5 6747 'OIL'/

/

COMPDAT

'PRODUCER1' 1 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER2' 1 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER3' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER4' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER5' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER6' 1 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER7' 1 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER8' 1 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

'PRODUCER9' 2 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER10' 2 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER11' 3 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER12' 3 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER13' 3 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER14' 3 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER15' 3 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER16' 4 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER17' 4 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER18' 4 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER19' 4 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER20' 4 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER21' 5 1 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER22' 5 2 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER23' 5 3 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER24' 5 4 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /
'PRODUCER25' 5 5 2 2 'OPEN' 0 -1 0.5 /

/

WCONPROD

'PRODUCER*' 'OPEN' 'ORAT' 1800 4* 1000 /

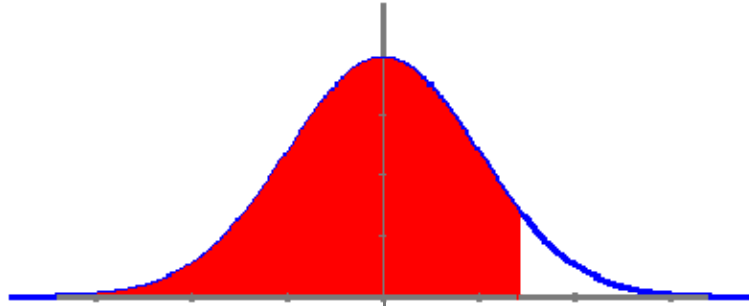
/

TSTEP

5475/

END

Anexo 6. TABLA DE DISTRIBUCIÓN NORMA



z	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
0.0	0.5000	0.5040	0.5080	0.5120	0.5160	0.5199	0.5239	0.5279	0.5319	0.5359
0.1	0.5398	0.5438	0.5478	0.5517	0.5557	0.5596	0.5636	0.5675	0.5714	0.5753
0.2	0.5793	0.5832	0.5871	0.5910	0.5948	0.5987	0.6026	0.6064	0.6103	0.6141
0.3	0.6179	0.6217	0.6255	0.6293	0.6331	0.6368	0.6406	0.6443	0.6480	0.6517
0.4	0.6554	0.6591	0.6628	0.6664	0.6700	0.6736	0.6772	0.6808	0.6844	0.6879
0.5	0.6915	0.6950	0.6985	0.7019	0.7054	0.7088	0.7123	0.7157	0.7190	0.7224
0.6	0.7257	0.7291	0.7324	0.7357	0.7389	0.7422	0.7454	0.7486	0.7517	0.7549
0.7	0.7580	0.7611	0.7642	0.7673	0.7704	0.7734	0.7764	0.7794	0.7823	0.7852
0.8	0.7881	0.7910	0.7939	0.7967	0.7995	0.8023	0.8051	0.8078	0.8106	0.8133
0.9	0.8159	0.8186	0.8212	0.8238	0.8264	0.8289	0.8315	0.8340	0.8365	0.8389
1.0	0.8413	0.8438	0.8461	0.8485	0.8508	0.8531	0.8554	0.8577	0.8599	0.8621
1.1	0.8643	0.8665	0.8686	0.8708	0.8729	0.8749	0.8770	0.8790	0.8810	0.8830
1.2	0.8849	0.8869	0.8888	0.8907	0.8925	0.8944	0.8962	0.8980	0.8997	0.9015
1.3	0.9032	0.9049	0.9066	0.9082	0.9099	0.9115	0.9131	0.9147	0.9162	0.9177
1.4	0.9192	0.9207	0.9222	0.9236	0.9251	0.9265	0.9279	0.9292	0.9306	0.9319
1.5	0.9332	0.9345	0.9357	0.9370	0.9382	0.9394	0.9406	0.9418	0.9429	0.9441
1.6	0.9452	0.9463	0.9474	0.9484	0.9495	0.9505	0.9515	0.9525	0.9535	0.9545
1.7	0.9554	0.9564	0.9573	0.9582	0.9591	0.9599	0.9608	0.9616	0.9625	0.9633
1.8	0.9641	0.9649	0.9656	0.9664	0.9671	0.9678	0.9686	0.9693	0.9699	0.9706
1.9	0.9713	0.9719	0.9726	0.9732	0.9738	0.9744	0.9750	0.9756	0.9761	0.9767
2.0	0.9772	0.9778	0.9783	0.9788	0.9793	0.9798	0.9803	0.9808	0.9812	0.9817
2.1	0.9821	0.9826	0.9830	0.9834	0.9838	0.9842	0.9846	0.9850	0.9854	0.9857
2.2	0.9861	0.9864	0.9868	0.9871	0.9875	0.9878	0.9881	0.9884	0.9887	0.9890
2.3	0.9893	0.9896	0.9898	0.9901	0.9904	0.9906	0.9909	0.9911	0.9913	0.9916

2.4	0.9918	0.9920	0.9922	0.9925	0.9927	0.9929	0.9931	0.9932	0.9934	0.9936
2.5	0.9938	0.9940	0.9941	0.9943	0.9945	0.9946	0.9948	0.9949	0.9951	0.9952
2.6	0.9953	0.9955	0.9956	0.9957	0.9959	0.9960	0.9961	0.9962	0.9963	0.9964
2.7	0.9965	0.9966	0.9967	0.9968	0.9969	0.9970	0.9971	0.9972	0.9973	0.9974
2.8	0.9974	0.9975	0.9976	0.9977	0.9977	0.9978	0.9979	0.9979	0.9980	0.9981
2.9	0.9981	0.9982	0.9982	0.9983	0.9984	0.9984	0.9985	0.9985	0.9986	0.9986
3.0	0.9987	0.9987	0.9987	0.9988	0.9988	0.9989	0.9989	0.9989	0.9990	0.9990
3.1	0.9990	0.9991	0.9991	0.9991	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9993	0.9993
3.2	0.9993	0.9993	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9995	0.9995	0.9995
3.3	0.9995	0.9995	0.9995	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9997
3.4	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9998
3.5	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998
3.6	0.9998	0.9998	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999
3.7	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999
3.8	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999
3.9	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000