

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE CIENCIAS
ESCUELA DE QUÍMICA
DEPARTAMENTO DE GEOQUÍMICA



“ANÁLISIS CUANTITATIVO DE PRUEBAS DE TRAZADORES QUÍMICOS COMO METODOLOGÍA DE CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.”

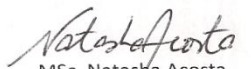
Trabajo Especial de Grado presentado ante la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por la **Br. María Virginia Figuera Lozada**, para optar por el título de Licenciada en Geoquímica.

Caracas, octubre 2016.


Los abajo firmantes asignados por la Universidad Central de Venezuela, como integrantes del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado titulado: Análisis cuantitativo de pruebas de trazadores químicos como metodología de caracterización geoquímica de yacimientos de hidrocarburos. Presentado por la Br. María Virginia Figuera Lozada, certificamos que este trabajo cumple con los requisitos exigidos por nuestra Magna Casa de estudios para optar por el título de Licenciado en Geoquímica.



Karla C Quintero B
(Tutora)



MSc. Natasha Acosta
(Jurado PDVSA - INTEVEP)



Profa. Franca Gambino
(Jurado Facultad de Ciencias)

Resumen

Uno de los métodos más utilizados por la industria petrolera para la caracterización geoquímica de yacimientos de hidrocarburo es la prueba de trazadores entre pozos, sin embargo la gran mayoría de estas pruebas son interpretadas cualitativamente, dando como resultado una interpretación incompleta. En este trabajo se propone una metodología para el análisis cuantitativo de la prueba de trazadores químicos, por medio de una hoja de cálculo construida en Microsoft Excel 2013, el análisis está basado en el estudio de la curva de respuesta del trazador utilizando el tiempo medio de residencia, el cual fue validado y comprobado utilizando un software comercial de la compañía Schlumberger llamado ECLIPSE 100. Se simularon 10 casos, comenzando por un yacimiento homogéneo y posteriormente se fueron variando sus propiedades para hacerlo cada vez más heterogéneo, los resultados fueron evaluados en el modelo cuantitativo, obteniendo valores representativos para el volumen de poros, volumen de trazador producido y eficiencia de barrido, mientras que los coeficientes de heterogeneidad se vieron más afectados a medida que la heterogeneidad entre los casos aumentaba, siendo el menos representativo el coeficiente de Dystra Parson y para la extrapolación de la curva del trazador se concluyó que es un método efectivo y rápido para determinar cuál es el tiempo más adecuado para suspender una prueba de trazadores.

Palabras claves: Trazadores, yacimientos, análisis cuantitativo, tiempo medio de residencia, simulación.

Agradecimiento

A **Jesus de la Misericordia**, por todas las cosas maravillosas que me ha dado, por mi familia por mis amigos, por mi carrera, por guiar e iluminar mis pasos, y por hacer que siga conservando la fe y la esperanza en todo lo que me he propuesto.

A mis Padres, esto es de ustedes. **Papa**, gracias por desvelarte conmigo, por siempre guiarme y darme los mejores consejos para que sea una mejor persona cada día, por siempre creer que puedo lograr cosas maravillosas, y porque con tus acciones me enseñas mucho más que con palabras. **Mama**, la mujer más maravillosa del mundo, la alegría de la casa, gracias por tu apoyo, amor y consejos, por consentirme y por siempre darme el ánimo y la fuerza para seguir adelante. Nunca tendré como agradecerles todo lo que hacen por mí, soy muy feliz porque los tengo como papás. Los amo.

A mis segundos padres. Mis hermanos, **Gordo, Pochi y Mauri**, gracias por el apoyo constante en toda mi vida, por la preocupación, por siempre querer y brindarme lo mejor, porque me enseñaron que en la unión esta la fuerza, y porque cuando nos hemos necesitado, nos unimos mas, sin importar nuestras distintas maneras de pensar; se que siempre podre contar con ustedes. Todo lo que soy y lo que he logrado también se los debo a ustedes. Son un gran ejemplo para mí.

A mi **cuñis Indriana** por todo el cariño y apoyo que me ha dado. A mis sobrinos **Isa, Jesús y Stefi** por ser los angelitos que alegran nuestras vidas.

A mis Tutores. Luis Alfredo, sencillamente gracias por enamorarme de este proyecto, por tener confianza de que si podría lograrlo, por tus conocimientos y por el tiempo que te tomaste para que todo saliera bien. **Profa. Karla**, gracias por toda la ayuda, la paciencia, la exigencia, los consejos, y por arrojarse en este proyecto conmigo sin duda no lo hubiese logrado si usted.

Jesús, gracias por enseñarme que el amor incondicional existe, por tener esa alma tan noble, por creer en mí y nunca dejar que me rindiera y porque con tu comprensión,

apoyo y tolerancia, hacen mi vida más feliz. Solo le pido a Dios que nos de todo el tiempo del mundo para que sigamos compartiendo todos nuestros logros juntos. Te Amo.

A mis mejores amigas, Yune, Vero (Rpa), Ori y Rosita, mis psicólogas personales, gracias por escucharme, por aguantarme y porque siempre están dispuestas a brindarme una palabra de ánimo cuando más la he necesitado.

Robert, el amigo incondicional, que ha estado conmigo en los peores y mejores momentos, tus ocurrencias y locuras son los que te hacen una persona increíble, no permitas que nunca nadie te diga lo contrario.

A mis profesores quienes con sus enseñanzas y conocimientos contribuyeron a formarme como profesional, en especial al **Prof. Carlos Yanes**, porque desde que lo conocí siempre confió en mi capacidad e inteligencia para lograr las cosas, y porque con sus conocimientos siempre me ha ayudado. Gracias.

Al Señor Arturo, por tener esa facilidad de reconocer mi estado de ánimo y por darme las palabras necesarias en el tiempo indicado.

A la Schlumberger y a la Escuela de Petróleo, por el apoyo y las soluciones que me brindaron. Les estaré eternamente agradecida.

Y por supuesto a la **Universidad Central de Venezuela y a la Facultad de Ciencias**, por darme la oportunidad de formar parte de ellas y porque aquí he vivido la mejor etapa de mi vida, siempre estaré orgullosa de ser UCVista.

Índice

Índice de Figuras.....	10
Índice de tablas	14
1. Introducción.....	1
1.1 Planteamiento del Problema.	2
1.1.1 Objetivo General	3
1.1.2 Objetivos específicos	3
1.2 Justificación	3
2. Marco teórico	5
2.1 Recuperación del petróleo en yacimientos.	5
2.2 Trazador y sus características.....	6
2.3 Tipos de pruebas de trazadores	7
2.3.1 Pruebas de un solo pozo (Single Well Tracer Test, SWTT).	7
2.3.2 Prueba entre pozos (<i>Inter Wells Tracer Test, IWTT</i>).....	8
2.4 Clasificación de trazadores	10
2.4.1 De acuerdo a su naturaleza química	10
2.4.2 De acuerdo a su estado de agregación	11
2.4.3 De acuerdo a su comportamiento en el yacimiento.	11
2.5 Uso de los trazadores en la industria petrolera.	13
2.6 Diseño de una prueba de trazadores.	14
2.6.1 Fase I. Diseño	15
2.6.2 Fase II: Inyección del trazador: La fase de inyección del trazador se divide en dos secuencias de etapas.	18
2.6.3 Fase III. Muestreo: el muestreo se realiza en una sola etapa determinada por el programa de muestreo y recolección de muestra.	19

2.6.4 Fase IV: Análisis: La cuarta y última fase del diseño de pruebas de trazadores se realiza en una etapa denominada análisis e interpretación de los resultados.....	20
2.7 Descripción de la curva de respuesta del trazador.....	23
2.8 Interpretación de trazadores usando “la distribución del tiempo de residencia”	29
2.8.1 Suposiciones y limitaciones	33
3. Antecedentes	34
4. Metodología experimental.....	37
La metodología experimental a seguir durante esta investigación consistió en una secuencia de 3 pasos, búsqueda de información previa, la construcción de la hoja de cálculo (figura 9) y la validación del método por medio de la simulación numérica. Las cuales se describen a continuación.	37
4.1.1 Extrapolar la curva del trazador.	38
4.1.2 Calculo del tiempo medio de residencia.....	39
4.1.3 Determinación del volumen de poro	41
4.1.4 Determinación de la geometría de flujo.....	41
4.1.5 Determinación de la heterogeneidad.	43
4.1.6 Eficiencia de barrido.	45
4.2 Simulación numérica de yacimientos.	45
5. Procedimiento experimental	47
5.1 Descripción del modelo cuantitativo.....	47
5.1.1 Hoja 1-Datos de entrada.....	47
5.1.2 Hoja-2. Extrapolación de la curva de respuesta del trazador.	49
5.1.3 Hoja-3. Historia del trazador.	50
5.1.4 Hoja-5. Curva F-Phi.	56
5.1.5 Hoja-6. Heterogeneidad.....	57

5.2 Procedimiento experimental en el simulador	59
5.2.1 Sección 1	60
5.2.2 Sección 2.....	62
5.2.3 Sección 3.....	64
5.2.4 Sección 4.....	66
5.2.5 Sección 5.....	68
5.2.6 Sección 6.....	69
5.3 Descripción de las interfaces del simulador y herramientas de visualización.	70
5.3.1 ECLIPSE	70
5.3.2 FLOVIZ.....	72
5.3.3 OFFICE	74
6. Características de los modelos de simulación.	76
6.1 Descripción del modelo de simulación	76
6.1.1 Esquema de producción/inyección	77
6.1.2 Inyección de trazadores.....	78
6.1.3 Casos de simulación.....	78
6.2 Descripción de los casos de simulación.....	79
6.2.1 Caso homogéneo	79
6.2.2 Variaciones verticales.....	80
7. Resultados de la simulación.	92
7.1 Caso homogéneo.....	92
7.2 Casos estratificados.....	93
7.3 Caso super-K.....	97
7.4 Casos heterogéneos.....	101
7.5 Caso dirección preferencial de flujo.	105

8. Análisis de resultados	109
8.1 Caso homogéneo.....	109
8.2 Variaciones verticales	110
8.2.1 Casos estratificados.	110
8.2.2 Casos super-K.....	112
8.3 Variaciones areales.	114
8.3.1 Caso heterogéneo	114
8.3.2 Caso dirección preferencial de flujo.	116
9. Modelo cuantitativo vs simulación numérica	118
9.1 Caso homogéneo vs ECLIPSE 100.	118
9.2 Variaciones verticales	119
9.2.1 Caso estratificados vs ECLIPSE 100.....	119
9.2.2 Casos super-K vs ECLIPSE 100.....	121
9.2 Variaciones areales.	122
9.2.1 Caso heterogéneo vs ECLIPSE 100.....	123
9.2.2 Caso Direccional de flujo vs ECLIPSE 100.....	125
9.3 Uso de la extrapolación de la curva del trazador.....	126
10. Conclusiones	130
11.Recomendaciones	131
12. Referencias Bibliográficas	132

Índice de Figuras

Figura 1. Prueba de un solo pozo (SWTT) (García, 2004).	7
Figura 2. Esquema de una prueba de inyección de trazadores entre pozos (Meza, 2014).....	9
Figura 3. Respuesta a la prueba de trazadores de un yacimiento con tendencia direccional de flujo (Suarez, 2015).	10
Figura 4. Fases de las pruebas de trazadores.	14
Figura 5 Simulación de crudo negro usando ECLIPSE 100 (Schlumberger, 2016).	23
Figura 6. Curva hipotética de respuesta de trazador en un pozo monitoreado (Ramírez,	25
Figura 7. Curva de respuesta del trazador en el pozo a) PQ, b) PR, c) PV.	27
Figura 8. Mapa de campo que muestra el flujo del trazador entre los pozos (Mahmoud y Shook, 2010).....	29
Figura 9. Pasos para la construcción de la hoja de cálculo.	37
Figura 10. Curva de respuesta del trazador.	38
Figura 11. Log C(t) en función del tiempo, para obtener a, b y t_b (Shook y Formanns, 2005).....	39
Figura 12. Grafico F- Φ (Shook y Formanns, 2005).....	43
Figura 13. Definición del coeficiente de Lorentz. (Shook y Formanns, 2005).	44
Figura 14. Hoja Datos de entrada, en el modelo cuantitativo. El tiempo y las concentraciones del trazador se introducen para cada pozo.	48
Figura 15. Calculo para la extrapolación de la curva del trazador. Modelo cuantitativo.	50
Figura 16. Historia del trazador. Modelo cuantitativo.....	51
Figura 17. Hoja del cálculo del momento. Modelo cuantitativo.	52
Figura 18. Resultado de las integrales $\text{Int1} (C(t)tdt)$ y $\text{Int2}(C.dt)$. Modelo cuantitativo ...	56
Figura 19. Curva F-Phi en el modelo cuantitativo.	57
Figura 20. Hoja de heterogeneidad. Modelo cuantitativo.....	58
Figura 21. Principales KEYWORDS de la sección RUNSPEC.	61
Figura 22. Tipos de mallas de la sección GRID. (ECLIPSE Manuals, 2015).	63
Figura 23. Principales KEYWORDS de la sección GRID.	63
Figura 24. Principales KEYWORDS de la sección PROPS.	65

Figura 25. Principales KEYWORDS de la sección PROPS.	66
Figura 26. Principales KEYWORDS que se usan en la sección SOLUTION.	67
Figura 27. Principales KEYWORDS de la sección SOLUTION.	68
Figura 28. Principales KEYWORDS que se usan en la sección SUMMARY.	68
Figura 29. Principales KEYWORDS que se usan en la sección SCHEDULE.	69
Figura 30. Pantalla de inicio del Simulador ECLIPSE.	70
Figura 31. Selección de la data en el simulador.	71
Figura 32. Lectura del archivo .DATA	71
Figura 33. Procedimiento para la selección del archivo de Floviz.	72
Figura 34. Ventana principal de Floviz.	73
Figura 35. Visualización 3D de yacimiento.	73
Figura 36. Selección de la información en OFFICE.	74
Figura 37. Selección de las variables a graficar en OFFICE.	75
Figura 38. Ejemplo de una curva gráfica en OFFICE.	75
Figura 39. Malla utilizada en la simulación.	77
Figura 40. Arreglo de los pozos inyectores y productores.	77
Figura 41. Distribución de porosidad del caso homogéneo.	79
Figura 42. Distribución de permeabilidad del caso homogéneo.	79
Figura 43. Distribución de permeabilidad. Caso estratificado 1.	80
Figura 44. Distribución de la permeabilidad. Caso estratificado 2.	81
Figura 45. Distribución de la permeabilidad. Caso Estratificado 3.	82
Figura 46. Distribución de permeabilidad. Caso super-K 1.	83
Figura 47. Distribución de permeabilidad. Caso super-K 2.	84
Figura 48. Histograma. Caso heterogéneo 1.	87
Figura 49. Distribución de porosidad. Caso heterogéneo 1.	87
Figura 50. Distribución de permeabilidad. Caso Heterogéneo 1.	88
Figura 51. Histograma. Caso heterogéneo 2.	88
Figura 52. Distribución de porosidad. Caso heterogéneo 2.	89
Figura 53. Distribución de permeabilidad. Caso heterogéneo 2.	89
Figura 54. Histograma. Caso heterogéneo 3.	90
Figura 55. Distribución de porosidad. Caso heterogéneo 3.	90

Figura 56. Distribución de permeabilidad. Caso heterogéneo 3.	91
Figura 57. Distribución de permeabilidad. Caso direccional de flujo.	91
Figura 58. Curva de respuesta de los trazadores. Caso homogéneo.	92
Figura 59. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1. Caso Homogéneo.	93
Figura 60. Curva de los trazadores. a) estratificado 1, b) estratificado 2, c) estratificado 3.....	95
Figura 61. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso estratificado 1..	96
Figura 62. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso estratificado 2..	96
Figura 63. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso estratificado 3..	97
Figura 64. Curva de los trazadores. a) Caso super-K 1, b) Caso super-K 2.....	98
Figura 65. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1.Caso super-K1...	100
Figura 66. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1.Caso super-K2...	100
Figura 67. Curva de los trazadores. a) heterogéneo 1, b) heterogéneo 2, c) heterogéneo 3.....	102
Figura 68. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso heterogéneo 1.	104
Figura 69. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso heterogéneo 2.	104
Figura 70. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso heterogéneo 3.	105
Figura 71. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1. Caso direccional de flujo.	106
Figura 72. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1, vista del pozo 1 y pozo 3.Caso direccional de flujo.....	107
Figura 73. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1, vista del pozo 2 y pozo 1.Caso direccional de flujo.....	107
Figura 74. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W3, vista del pozo 3 y pozo 4.Caso direccional de flujo.....	108
Figura 75. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W3, vista del pozo 4 y pozo 3.Caso direccional de flujo.....	108

Figura 76. Curva extrapolada. Caso Homogéneo a) Modelo cuantitativo b) Simulación numérica.	127
Figura 77. Curva extrapolada. Caso heterogéneo 3 a) Modelo cuantitativo b) Simulación numérica.	128

Índice de tablas

Tabla 1. Características del modelo de simulación.	76
Tabla 2. Descripción de los trazadores utilizados.....	78
Tabla 3. Valores de los trazadores W1, W2, W3, W4. Casos estratificados.	94
Tabla 4. Valores de los trazadores W1, W2, W3, W4. Casos super-K.	99
Tabla 5. Valores de los trazadores W1, W2, W3, W4. Casos heterogéneos.	103
Tabla 6. Valores de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso direccional de flujo.	106
Tabla 7. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso homogéneo.	109
Tabla 8. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso estratificado 1.....	110
Tabla 9. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso estratificado 2.....	111
Tabla 10. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso estratificado 3.....	111
Tabla 11. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso super-K 1.....	113
Tabla 12. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso super-K 2.....	114
Tabla 13. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso heterogéneo 1.	115
Tabla 14. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso heterogéneo 2.	115
Tabla 15. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso heterogéneo 3.	116
Tabla 16. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso dirección preferencial de flujo.	117
Tabla 17. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso homogéneo.....	118
Tabla 18. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso estratificado 1.	119
Tabla 19. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso estratificado 2.	119
Tabla 20. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso Estratificado 3.	120
Tabla 21. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso Super-K 1.	121
Tabla 22. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso Super-K 2.	121
Tabla 23. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso heterogéneo 1.	123
Tabla 24. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso heterogéneo 2.	124
Tabla 25. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso heterogéneo 3.	124
Tabla 26. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso direccional de flujo.	125

1. Introducción

Durante el proceso de producción de un yacimiento petrolífero se pueden implementar tres métodos de recuperación de petróleo: primario, secundario y terciario o recuperación mejorada.

Para la recuperación primaria, el ciclo de vida es generalmente corto y el factor de recuperación, en la mayoría de los casos no excede del 20%. Para la secundaria, oscila entre 15 y 25%. El uso sucesivo de ambas etapas produce alrededor del 35% al 45% del petróleo original existente en el lugar. Mientras que la implementación de métodos de recuperación terciaria o mejorada podrían incrementar el recobro entre un 5% a 15% adicional del petróleo in situ (Zitha *et al.*, 2015).

Actualmente existe un marcado interés mundial en el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan mejorar la calidad de la caracterización geoquímica del yacimiento de petróleo o gas, implementando métodos que contribuyan a planificar su óptima producción; mediante procesos que no alteren las condiciones del medio ambiente, brinden seguridad en su operación y confiabilidad en los resultados (Pérez y Patiño, 2006).

Las pruebas de trazadores químicos entre pozos constituyen una alternativa de gran utilidad para caracterizar geoquímicamente los yacimientos cuando se implementan proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua, con estas pruebas, se pueden determinar variables como, eficiencia de barrido areal y vertical, geometría de flujo, heterogeneidades, volumen de poros, interconectividad de pozos y direcciones preferenciales de flujo. Estas variables son indicativos de las características estructurales de la formación y de las propiedades del flujo de fluidos en el yacimiento, y basado en la suposición de que estas reflejan el movimiento del agua inyectada durante un proceso de recuperación secundaria, se pueden realizar curvas de respuesta del trazador, para obtener la distribución del tiempo de residencia y así poder

realizar un análisis cuantitativo de las propiedades geoquímicas del yacimiento (Zeppieri, 1999).

1.1 Planteamiento del Problema.

Para hacer exitoso un proceso de recuperación secundaria, es necesario identificar y entender las heterogeneidades e interconectividades del yacimiento; además de realizar, el seguimiento del movimiento de los fluidos de inyección (agua o gas), y cuantificar la eficiencia de barrido volumétrica, y geometría de flujo. El hecho de no detectar estas propiedades con oportunidad y, por consiguiente, el no considerar su influencia en el proceso de recuperación, puede reducir de forma importante la probabilidad de éxito del mismo y conducir a un bajo recobro de petróleo (Ramírez, 2008).

Una técnica que ha sido empleada por la geoquímica de producción y la ingeniería de yacimientos como herramienta de caracterización y monitoreo de yacimiento, es el uso de pruebas de trazadores químicos entre pozos, constituyendo un método valioso para la descripción de heterogeneidades; y más aún, para proporcionar valores de los parámetros principales del sistema roca-fluido que intervienen en forma importante en el movimiento de los fluidos de inyección (Pérez, 2004). Este tipo de pruebas consisten en la adición de uno o varios trazadores químicos (ácido fluorobenzoico, hexacianocobaltato, haluros) en el fluido a inyectar (agua o gas), para su posterior recuperación en los pozos productores, a través de un cronograma de muestreo (Pérez y Patiño, 2006).

Sin embargo hoy en día la mayoría de las pruebas de trazadores son analizadas de forma cualitativa, por lo que no se aprovecha al máximo los resultados de este tipo de pruebas (Ramírez, 2008).

Du *et. al* (2005) realizaron una revisión de 43 pruebas de trazadores, donde pudieron concluir que los resultados de las pruebas fueron interpretados en forma cualitativa, y una menor proporción de forma cuantitativa. La principal razón por lo cual la mayoría de las pruebas solo son analizadas de forma cualitativa es debido a que un análisis

cuantitativo y de simulación numérica puede resultar complejo, requerir personal especializado y tiempo para el ajuste de las condiciones de modelado y corridas del simulador.

En virtud de lo anteriormente expuesto, surge la interrogante: ¿Cómo se puede mejorar la interpretación cuantitativa de la prueba de trazadores y maximizar su uso en la caracterización geoquímica de yacimientos petrolíferos?

Para dar respuesta a esta interrogante se propusieron los siguientes objetivos:

1.1.1 Objetivo General

- Proponer una metodología de caracterización de yacimientos de hidrocarburos que permita obtener sus propiedades geoquímicas a partir de pruebas de trazadores químicos.

1.1.2 Objetivos específicos

- Calcular las propiedades geoquímicas de los yacimientos de hidrocarburos a partir de los resultados de pruebas de trazadores químicos haciendo uso del modelo analítico propuesto por Shook y Forsmann (2005) en Microsoft Excel (2013).
- Validar la representatividad y aplicabilidad del cálculo de propiedades geoquímicas mediante simulación numérica, utilizando el programa comercial Eclipse 100.

1.2 Justificación

En el mundo diversos países entre los que se encuentra Venezuela, que dependen económicamente de las actividades petroleras, teniendo grandes reservas y yacimientos que día a día pierden su propia energía natural a causa de los procesos de extracción de sus fluidos, por lo que con frecuencia son puestos en práctica métodos de

recuperación secundaria (inyección de agua o gas) para lograr extraer los hidrocarburos remanentes (Meza, 2014).

Sin embargo para iniciar dichos procesos es necesario realizar una caracterización geoquímica de las propiedades de los yacimientos, para garantizar el funcionamiento y éxito del proceso, por ello, cualquier técnica que permita alcanzar un conocimiento más completo de estas propiedades, tendrá, necesariamente, una gran valía y un amplio campo de aplicación dentro de los países petroleros (Vásquez y Monterola, 2012).

Al respecto, el empleo de pruebas de trazadores brinda una información de inestimable valor para la caracterización geoquímica de los yacimientos, siendo ampliamente utilizadas por la industria petrolera en procesos de recuperación secundaria (Ramírez, 2008).

Con base a lo anterior, se considera que la finalidad de este trabajo es mejorar la interpretación cuantitativa de la prueba de trazadores, para poder realizar interpretaciones y análisis cuantitativos de varios parámetros, que permitan lograr una adecuada caracterización geoquímica del yacimiento y así obtener mejores resultados en los procesos de recuperación de hidrocarburos, generando mayor rentabilidad a las industrias petroleras.

2. Marco teórico

El objetivo de este capítulo es resumir algunos conceptos fundamentales relacionados con el tema de este trabajo, así como presentar las ecuaciones que permitirán realizar los cálculos involucrados en las pruebas de trazadores.

2.1 Recuperación del petróleo en yacimientos.

Durante el proceso de producción de un yacimiento petrolífero se pueden implementar tres métodos de recuperación de petróleo, los cuales son: primario, secundario y terciario o recuperación mejorada.

La recuperación primaria es producto del flujo natural del yacimiento, cuando la presión en este, es suficiente para empujar los fluidos que allí se encuentren (empuje por expansión del líquido y de la roca, expansión del gas disuelto, entrada natural de agua y combinaciones de estos mecanismos). Inicialmente, la presión del yacimiento es considerablemente más elevada que la presión en la superficie. Esta diferencia de presión empuja los hidrocarburos hacia la superficie. No obstante, a medida que la presión del yacimiento disminuye (debido a la producción), de la misma forma lo hace la diferencia de presión, por lo que, para aumentar la producción de hidrocarburos, es necesario implementar otros métodos como los de recuperación secundaria, mediante el cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos residuales del yacimiento (Schlumberger, 2015).

La recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables y la producción deja de ser económica, por lo que se emplea la recuperación terciaria. El término recuperación terciaria se utiliza a veces como sinónimo de la recuperación mejorada de petróleo, conocido también como EOR (por sus siglas en inglés), pero debido a que los métodos EOR pueden aplicarse actualmente a cualquier etapa del desarrollo del yacimiento, el término recuperación terciaria se utiliza menos frecuentemente que en el pasado. Su propósito no es

solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento, usando fuentes externas de energía y sustancias para recuperar el crudo, como la inyección de químicos, energía térmica y desplazamiento miscibles (Schlumberger, 2015).

2.2 Trazador y sus características

Bajo el nombre de trazador químico, se conocen a todas aquellas sustancias, solubles en agua o gas, que son empleadas para determinar las características del movimiento de los fluidos en el medio poroso y aplicado en métodos de recuperación secundaria o mejorada (Muñoz, 1996).

El trazador es introducido al yacimiento por los pozos inyectoros, junto a los fluidos inyectados, para así realizar el seguimiento de su migración hacia los pozos productores, identificar la llegada y obtener una mejor descripción del yacimiento (Guerra *et al.*, 2008).

Para que un trazador pueda ser considerado como candidato en una prueba de trazadores, debe cumplir con ciertas características o propiedades (Meza, 2014) como lo son:

- Ser estable a condiciones de yacimiento (P,T)
- Tener un comportamiento similar al fluido marcado
- Estar ausente o en concentraciones mínimas en el yacimiento
- Tener muy poca o ninguna reacción con rocas o fluidos yacimiento
- Debe existir la capacidad de analizarlo cuantitativamente a concentraciones muy bajas (ppm-ppt) por métodos comerciales
- Ser ambientalmente seguro en las concentraciones producidas
- Debe contar con disponibilidad comercial a un costo razonable

2.3 Tipos de pruebas de trazadores

Guerra et al. (2008) dividen las pruebas de trazadores en dos grandes grupos por las características operacionales de acuerdo a la distribución de pozos empleados, las cuales son:

2.3.1 Pruebas de un solo pozo (Single Well Tracer Test, SWTT).

Las pruebas de trazadores de un solo pozo (SWTT), son utilizadas principalmente para estimar la saturación residual de petróleo (S_{or}) y consiste en la inyección y producción del trazador en el mismo pozo, como se muestra en la figura 1. Generalmente el trazador es inyectado con agua de la formación (García, 2004).

Comúnmente se inyectan dos trazadores, uno que se disuelve con el agua inyectada y otro que no tiene interacción con ésta, de acuerdo a la diferencia de tiempos de respuesta en el pozo activo se estima la saturación residual de petróleo (S_{or}) y de aquí la eficiencia de un proceso de inyección de agua (Bobadilla, 2012).

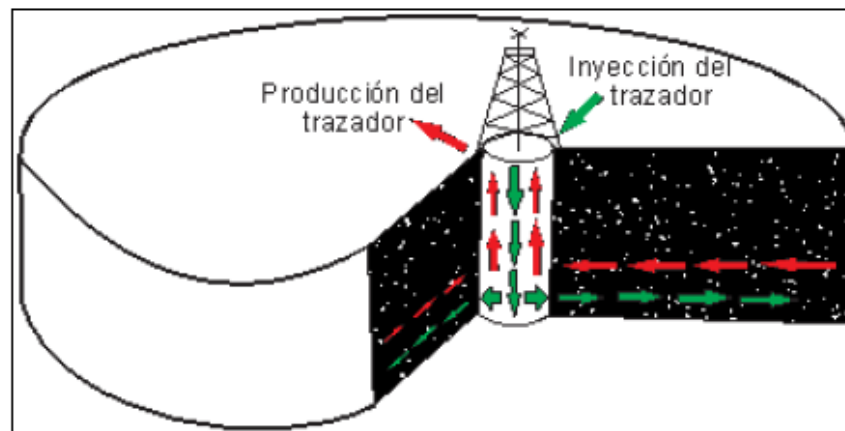
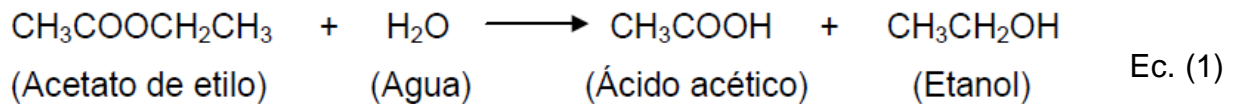


Figura 1. Prueba de un solo pozo (SWTT) (García, 2004).

Una técnica muy utilizada en las pruebas de un solo pozo, consiste en la inyección de un trazador primario activo de partición (éster). El más utilizado es el acetato de etilo (AcEt), este se inyecta junto con el fluido de inyección y por hidrólisis el AcEt reacciona con los fluidos presentes en el yacimiento y se forma etanol (EtOH) de acuerdo a la ecuación 1. El etanol es un trazador secundario. Posteriormente se inicia la producción del pozo y se registran los perfiles de los dos trazadores (García, 2004).



La distribución del éster no reactivo entre la fase inmóvil (crudo) y la fase móvil (agua) retrasa su producción debido a que presenta un coeficiente de partición mayor respecto al alcohol y está directamente relacionado con la cantidad de crudo residual (S_{or}) (fase donde es altamente soluble), el trazador secundario regresa al pozo y llega a la misma velocidad que el agua (Suárez, 2015).

2.3.2 Prueba entre pozos (*Inter Wells Tracer Test, IWTT*)

La prueba de trazadores entre pozos involucra, no sólo el cotejo histórico de un sólo pozo sino el de un grupo de pozos ordenados espacialmente con una determinada geometría. Las pruebas de pozo a pozo consisten en la inyección de un fluido (agua) que puede contener más de un trazador. Dicho fluido se introduce en el yacimiento por medio de un pozo inyector (Suárez, 2015).

Al seleccionar un pozo inyector necesariamente se debe tener al menos un pozo productor que servirá de observación o monitoreo. La finalidad es recolectar muestras de él o los pozos productores, para determinar la concentración del trazador y obtener una curva de respuesta en función del tiempo, que permita caracterizar el yacimiento (Pérez, 2004).

En la figura 2, se presenta esquemáticamente una prueba de inyección de trazadores entre pozos, se inyectan los trazadores A y B y se monitorean en los pozos productores 1 y 2.

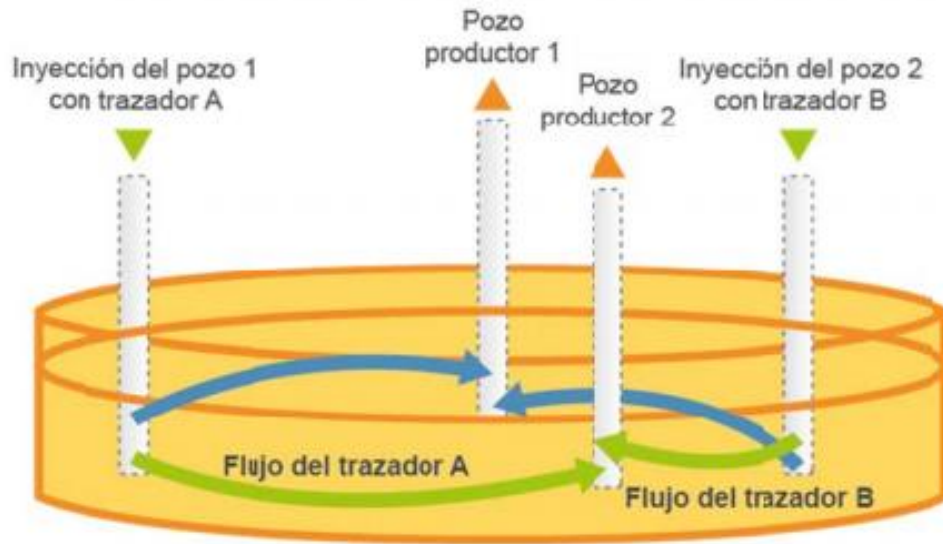


Figura 2. Esquema de una prueba de inyección de trazadores entre pozos (Meza, 2014).

Uno de los usos de este tipo de pruebas es determinar la existencia de canales de comunicación o discontinuidades geológicas que formen barreras o compartimentos en el yacimiento, es decir, determinar si existe o no comunicación entre los pozos (García, 2014).

Por ejemplo, la respuesta de trazadores de un yacimiento con tendencia direccional de flujo se puede observar en la figura 3 en donde mediante un arreglo geométrico de pozos, con un pozo inyector en el centro y cuatro pozos productores en la periferia, el trazador es detectado a poco tiempo de la inyección en los pozos productores 1 y 3, demostrando la conectividad del pozo inyector con los productores (Suárez, 2015).

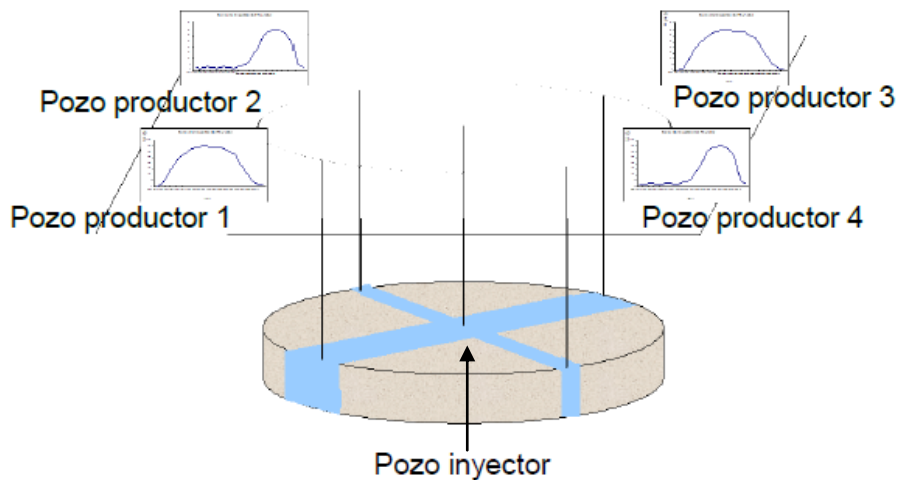


Figura 3. Respuesta a la prueba de trazadores de un yacimiento con tendencia direccional de flujo (Suarez, 2015).

2.4 Clasificación de trazadores

La clasificación de trazadores es muy amplia y varía dependiendo del uso que se le quiera dar. Sin embargo la clasificación más común divide a los trazadores en tres grandes grupos de acuerdo a su naturaleza química, estado de agregación y su comportamiento en el yacimiento.

2.4.1 De acuerdo a su naturaleza química

Trazadores orgánicos: Son compuestos químicos que contienen carbono, formando enlaces covalentes C-C o C-H, exceptuando los carburos, los carbonatos y los óxidos de carbono. Dentro de este grupo de trazadores químicos podemos citar alcoholes, ésteres y perfluorocarbonos (Guerra et al., 2008).

Los trazadores orgánicos son los que mejor se pueden cuantificar por cromatografía de gases con límites de detección en el rango de los ppm (García, 2004).

Trazadores inorgánicos: son los compuestos químicos que no poseen dentro de su estructura, átomos de C e H. Dentro de este grupo están las sales de nitratos, haluros y tiocianatos (Guerra et al., 2008).

Trazadores isotópicos: Son compuestos químicos que contienen isótopos radioactivos, los cuales al desintegrarse a un estado estable emiten radiaciones beta (β) o gamma (γ). Estos isótopos pueden ser identificados por la energía de las radiaciones emitidas (Vásquez y Monterola, 2012).

El isótopo más común en la industria petrolera es el tritio (isótopo radioactivo del hidrógeno). Un trazador isotópico también puede formar parte de los trazadores orgánicos e inorgánicos, si se marca con un isótopo en específico alguno de dichos trazadores (Guerra *et al.* 2008).

2.4.2 De acuerdo a su estado de agregación

Trazadores acuosos: Son aquellos compuestos en estado líquido o, en su defecto, sales solubles en agua que son inyectadas al yacimiento junto con los fluidos de inyección. De este tipo de compuestos existe una muy amplia variedad, las más comunes son las sales inorgánicas y algunos compuestos orgánicos como alcoholes y pinturas fluorescentes (Pérez y Patiño, 2006; Guerra *et al.*, 2008).

Trazadores gaseosos: Son trazadores que se presentan en estado gaseoso bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, aunque puedan presentarse en estado líquido a condiciones normales. Estos trazadores deben poseer una temperatura crítica mayor a la temperatura de yacimiento. El desarrollo de trazadores gaseosos en la industria petrolera ha sido menos acelerado que el de los trazadores acuosos debido, principalmente, a la falta de técnicas analíticas sencillas y sensibles que puedan ser aplicadas a este tipo de compuestos (Guerra *et al.*, 2008).

2.4.3 De acuerdo a su comportamiento en el yacimiento.

Trazadores conservativos: son aquellos que conservan su estructura química desde el momento de la inyección hasta el final de la irrupción. Son compuestos solubles en la fase acuosa, por lo tanto, viajan a la misma velocidad de los fluidos de inyección. Son empleados tanto en pruebas de un solo pozo, como en pruebas entre pozos para

determinar patrones de flujo, canalizaciones, establecer la velocidad del flujo y continuidad entre pozos, también son llamados trazadores pasivos (Guerra *et al.*, 2008).

Trazadores de partición: son aquellos que, de acuerdo a su estructura, son solubles o parcialmente solubles en los distintos fluidos inorgánicos presentes en el yacimiento, pero sí altamente solubles en la fase orgánica del mismo. Esta distribución o partición va a depender del coeficiente de partición que tenga ese trazador en particular con respecto a dos fluidos, partición que puede calcularse experimentalmente, mediante pruebas de laboratorio determinando la concentración del trazador entre ambas fases. Este coeficiente, además, depende de la temperatura, de la presión promedio y del tipo de crudo presente en el yacimiento. Por esto, es necesario determinar su valor antes de realizar pruebas en campo (Guerra *et al.*, 2008).

Dentro de este grupo de trazadores se encuentran los alcoholes a partir de tres átomos de carbonos, como el propanol, el butanol y el pentanol en todas sus formas estructurales.

Trazadores activos: Son compuestos muy particulares debido a que reaccionan frente a los fluidos del yacimiento. Son solubles en la fase orgánica y acuosa. Sin embargo, sólo una parte de su estructura permanece inalterada hasta la irrupción, mientras que la otra parte, sufre hidrólisis al entrar en contacto con los fluidos presentes en el yacimiento. Un ejemplo de este tipo de compuestos son los ésteres. Los más comúnmente empleados en la industria petrolera debido a que son térmicamente estables y de tipo acetatos: $\text{CH}_3\text{COO-R}$, donde R puede ser cualquier grupo alquílico (Guerra *et al.*, 2008).

Al inyectarse al yacimiento, el trazador primario sufre hidrólisis y genera un trazador secundario que es soluble en el fluido de inyección; el cual viajará a su misma velocidad hasta irrumpir en el pozo productor, seguido por el trazador primario que quedó sin reaccionar (Guerra *et al.*, 2008).

Esto permite caracterizar la movilidad de diferentes fluidos, sea crudo, agua o gas, ya que existe una relación entre la cantidad de los fluidos presentes en el yacimiento, la cantidad de éster que es hidrolizado y el tiempo de irrupción (García, 2004).

2.5 Uso de los trazadores en la industria petrolera.

Cuando una empresa petrolera implementa la inyección de fluidos en un yacimiento, es necesario describir y entender las características del flujo de los fluidos de inyección en estos complejos sistemas junto con el efecto sobre el desplazamiento de petróleo y gas. Las estructuras del yacimiento generalmente son estratificadas y es común encontrar heterogeneidad, provocando que el flujo tome varias direcciones dentro del yacimiento. Por lo tanto, la predicción del movimiento efectivo del fluido tiene dificultades. Es aquí donde los trazadores juegan un papel importante, asumiendo que el movimiento del trazador en el yacimiento refleja el movimiento de los fluidos (Marure, 2011).

Igualmente, el agua puede ingresar al campo de muchas maneras trayendo dificultades para la producción. El añadir un trazador al agua inyectada es un medio para distinguir entre el agua inyectada y el agua de la formación o entre aguas de diferentes pozos de inyección en el mismo campo (Velásquez y Monterola, 2012).

Si se marca el fluido inyectado con un trazador químico apropiado y se toman muestras es posible obtener una curva de respuesta (concentración del trazador vs tiempo) y representar el patrón de comportamiento de fluidos en el pozo analizado (Mahmoud y Shook, 2010).

Según Shook y Forsmann (2005) la curva de respuesta permite obtener variables de caracterización geoquímica del yacimiento, tales como:

- Eficiencia de barrido areal/ vertical
- Geometría de flujo.
- Eficiencia de flujo.
- Heterogeneidad del yacimiento

2.6 Diseño de una prueba de trazadores.

Un programa de prueba de trazadores para hacer seguimiento a los procesos de recuperación por inyección de fluidos, se diseña en función de las características del proceso de recuperación, las propiedades del yacimiento y las necesidades del proyecto de recuperación. Este consiste en la inyección del trazador en un pozo y su producción en otro (Meza, 2014).

Es prácticamente imposible obtener éxito con una prueba pobremente diseñada, para lo cual el primer requerimiento en la estrategia de diseño de una prueba de trazadores es la definición de los objetivos específicos y generales que se persiguen en cada una de las pruebas propuestas, y una elección adecuada de los pozos inyectores y productores, así como de los trazadores a utilizar (Meza, 2014).

Con base en la metodología presentada por Ramírez (2008), una prueba de trazadores consta de cuatro fases fundamentales: diseño (evaluación de la estrategia), ejecución (inyección), análisis (registro y seguimiento del trazador) e interpretación de los resultados (figura 4).

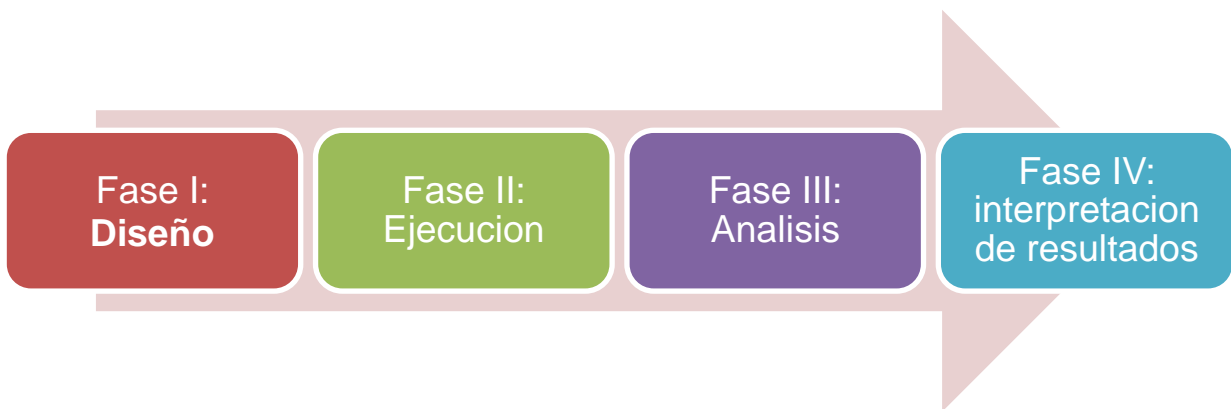


Figura 4. Fases de las pruebas de trazadores.

2.6.1 Fase I. Diseño: La fase de diseño consta de 5 etapas.

➤ Etapa 1: Definición de los objetivos específicos de la prueba

Antes de llevar a cabo una prueba de trazadores, primero se tienen que determinar tanto los objetivos generales como los específicos. La prueba debe dirigirse principalmente a solucionar interrogantes o problemas específicos que se tengan del yacimiento; con la finalidad de lograr constituir un soporte en la construcción del modelo dinámico del mismo.

Existen diferentes tipos de pruebas de trazadores. Generalmente se busca determinar compartimentalización en el yacimiento, direcciones preferenciales de flujo, y saturación de petróleo. Sin embargo, las curvas de respuesta del trazador ayudan a determinar otras propiedades y características del yacimiento en estudio como eficiencia de barrido, geometría de flujo, heterogeneidad, y volumen de poros (Pérez y Patiño, 2006).

➤ Etapa 2: Recopilación de la información de campo.

Es preciso reunir la mayor cantidad de información del campo o región donde se realizará la prueba de trazadores. El tipo y detalle de la información específica requerida dependen de los objetivos de la prueba. En general es importante tener información como:

- Litología
- Porosidad y permeabilidad
- Estructura geológica del campo
- Espesor del yacimiento
- Área y volumen del yacimiento
- Condiciones de presión y temperatura
- Registros geofísicos de pozos
- Gastos de producción e inyección de fluidos

➤ Etapa 3: Análisis, procesamiento e integración de la información del campo.

En este punto se inicia el análisis y procesamiento de la información conforme lo requieran los objetivos de la prueba y sujeto a las restricciones propias de operación del campo. Entre otras cosas, se determinan: la zona en estudio de la prueba, el número de pozos involucrados, el posible pozo para la inyección de trazador, la fecha tentativa de inicio de la prueba, el tipo y características del trazador o los trazadores que se utilizaran en la prueba y se analizan los posibles escenarios de la logística de inyección y muestreo de pozos (Ramírez, 2008).

Para escoger un pozo inyector se debe conocer el volumen de inyección, así como los valores de presión a los cuales está operando el pozo. Estos datos son importantes para no tener problemas de circulación del fluido en la operación de inyección (Pérez, 2004).

El periodo de inyección del trazador es función del espaciamiento entre el pozo de inyección y los pozos productores, de la porosidad, permeabilidad, estructuras geológicas y otros parámetros o características del yacimiento que puedan generar retardos en el arribo del trazador (Pérez, 2004).

En el caso de los pozos productores, se debe hacer seguimiento a todos los pozos activos, sin embargo el factor económico es una limitante para lograr esto, motivo por el cual se tiene que hacer una selección de los pozos donde se espera el arribo del trazador. De este tipo de pozos serán recogidas las muestras que serán analizadas. No siempre el inyector, al igual que los productores es un solo pozo, puede haber más, el número total de pozos involucrado en la prueba está determinado por el alcance del proyecto (Pérez, 2004; García, 2004).

➤ Etapa 4: Selección de los trazadores

Esta etapa consiste en seleccionar el trazador adecuado de acuerdo a las características y los objetivos del proyecto.

➤ Etapa 5: Cantidad de trazador a inyectar.

Uno de los puntos más importante de las pruebas de trazadores entre pozos consiste en inyectar la cantidad suficiente del trazador para que se pueda medir en los pozos productores. La cantidad de trazador químico requerida en la prueba de campo está determinada por los siguientes límites:

- 1) sensibilidad de la detección en el límite más bajo (asociado a las características del método de análisis y al tamaño de la muestra).
- 2) nivel máximo permisible de volumen, contemplando la dilución que los trazadores sufrirán en su recorrido entre el pozo inyector y los productores, asegurándose de aplicar un factor de seguridad en el cálculo de la cantidad de trazador a inyectar, que permita tener confianza en que aún con los procesos de dilución que tendrá el trazador en su camino entre los puntos de inyección y muestreo, arribará con una concentración superior al nivel mínimo de detección del trazador.

Para obtener la cantidad de trazador a inyectar se hace uso del método volumétrico (o método de dilución total), con lo cual se determina la cantidad de trazador que se propone inyectar y consiste en que todo el producto inyectado se disuelva en el agua contenida en la zona a evaluar del pozo inyector. Por lo tanto, el volumen de dilución está definido por el volumen poroso del yacimiento en la fase que se marca, ya sea agua o gas (González, 2005; Ramírez, 2008; Bobadilla, 2012; Meza, 2014).

Tomando como base que esta región en el yacimiento describe un cilindro, el volumen poroso de ese cilindro esta dado por:

$$V_p = \pi r^2 h \phi \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

V_p : volumen poroso

r : distancia entre el pozo inyector y el pozo productor

h : espesor de la formación productora

ϕ : porosidad

Ramírez (2008), consideró para la investigación que el trazador solo se mueve y se disuelve en agua, el volumen de disolución vendrá dado por:

$$V_d = V_p (S_w) \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

S_w : Saturación de agua

González (2005) plantea que una vez que se tenga este valor se le da un factor de seguridad, el cual es un parámetro que asegura que la detección del trazador sea exitosa al momento de la irrupción y comúnmente el valor utilizado es 10 veces mayor al calculado.

Es importante también antes de esta etapa conocer la historia del yacimiento, es decir que el trazador seleccionado no haya sido inyectado con anterioridad, o si lo ha sido determinar las condiciones de la concentración antes del inicio de la prueba. Para definir en forma adecuada la presencia del trazador inyectado se requiere contar con muestras tomadas en pozos convenientemente esparcidos en el área de la prueba, analizándolas en busca de los trazadores que fueron inyectados con anterioridad (Bobadilla, 2012; Meza, 2014).

2.6.2 **Fase II:** Inyección del trazador: La fase de inyección del trazador se divide en dos secuencias de etapas.

➤ Etapa 1: Preparación del trazador y el pozo inyector.

Desde la fase del diseño se determinó el material y la cantidad que se va a usar en la prueba al igual que él o los pozos que van a ser inyectados, por lo tanto ambos (trazador y pozo inyector) deben ser preparados antes de la inyección.

La preparación del trazador se realiza en un área especializada, normalmente un laboratorio, y el mayor contratiempo que se presenta es en el transporte de los grandes volúmenes del trazador (Meza, 2014).

En lo que se refiere a la preparación del pozo inyector, de acuerdo al diseño, se hace la limpieza del pozo si así lo requiere, se prepara la herramienta que va a ayudar que el trazador llegue hasta el pozo productor como por ejemplo una bomba, posteriormente se cierra el pozo para estabilizarlo, para lo cual se tiene que estar registrando la presión y la temperatura y una vez que se logra tener presión constante, se dice que el pozo está estabilizado y listo para la inyección (García, 2014).

➤ Etapa 2: Inyección del trazador.

El trazador se introduce al yacimiento por medio de un pozo inyector junto con los fluidos de inyección (agua).

Debe asegurarse que la inyección se efectúe en forma instantánea, condición que se cumple cuando el tiempo que demora el trazador en ingresar es despreciable comparado con su tiempo de tránsito entre los pozos, sin embargo, cuando se trata de trazadores químicos este requerimiento es difícil de cumplir debido a los grandes volúmenes que están involucrados, por ello se debe hacer uso de bombas adecuadas que ayuden a este proceso (Pérez y Patiño, 2006; García, 2014).

2.6.3 **Fase III. Muestreo:** el muestreo se realiza en una sola etapa determinada por el programa de muestreo y recolección de muestra.

➤ Etapa 1: Programa de muestreo y recolección de muestra.

El programa de muestreo, es parte fundamental de la etapa de operación, debido a que de este depende la información que se obtendrá. Un muestreo pobre conducirá a incrementar los costos en la interpretación de los resultados. La frecuencia con que se haga el muestreo depende, de la distancia entre el pozo inyector y los pozos productores, de las tasas de inyección-producción, del tipo de fluido, y de los tiempos de arribo o irrupción del trazador (Pérez y Patiño, 2006).

Generalmente el primer muestreo se hace durante la semana posterior a la inyección para evitar la pérdida de datos por la presencia de fracturas o regiones de alta permeabilidad (2 a 7 días).

Después de que la muestra es tomada, los frascos que la almacenan deben de ser rotulados con alguna clave alfanumérica fácilmente identificable y cada envío de éstas debe de acompañarse de los siguientes datos (Pérez y Patiño, 2006):

- El número de pozo al que pertenece.
- Fecha de extracción.
- La hora en la que fue tomada (cuando se toma más de una muestra diaria).

El volumen de la muestra dependerá tanto del trazador utilizado como de la técnica de medición seleccionada. Cada muestra, es enviada al laboratorio para su separación de fases (crudo y agua), posteriormente, se almacena el agua y se procede a determinar la concentración de los trazadores, en las muestras de los pozos seleccionados, para posteriormente realizar la representación gráfica de la concentración del trazador vs tiempo (Pérez y Patiño, 2006; García, 2014).

2.6.4 **Fase IV:** Análisis: La cuarta y última fase del diseño de pruebas de trazadores se realiza en una etapa denominada análisis e interpretación de los resultados.

➤ Etapa 1: Análisis e interpretación de resultados.

La interpretación de los resultados de pruebas de trazadores va desde un análisis cualitativo, hasta la aplicación de modelos numéricos.

Du *et al.* (2005) indican que hasta la fecha se han desarrollado tres categorías para clasificar los métodos de análisis de las pruebas con trazadores, los cuales son:

Análisis cualitativo: es la primera técnica usada por la industria del petróleo para analizar los resultados de las pruebas con trazadores, es la más simple entre las existentes, debido a que solo implica el registro del arribo del trazador producido en el pozo, por lo que puede proporcionar información confiable en términos de comunicación y barreras impermeables dentro del yacimiento, pero en ocasiones no se obtienen curvas de respuesta de trazador que puedan ser interpretables, lo que conlleva a conclusiones erradas o imprecisas cuando los datos obtenidos no son de calidad (Pérez

y Patiño, 2006; Ramírez, 2008), como consecuencia principalmente de las siguientes causas:

1. Diseños poco fundamentados, en los que se consideraron inadecuadamente uno o varios de los siguientes componentes del diseño:
 - Selección de los trazadores.
 - Selección de pozos inyectoros y recolectores de muestras.
 - Volúmenes a inyectar.
 - Programa de muestreo.
2. Operación inadecuada:
 - Problemas en la inyección, toma y análisis de muestras.
 - Discrepancias entre el programa de muestreo diseñado y el muestreo real obtenido.
 - Toma y análisis de las muestras.

Análisis cuantitativo: Es más complicado que el cualitativo y requiere una serie de suposiciones sobre condiciones del yacimiento y el comportamiento de los trazadores. Dentro de este tipo de análisis se encuentran los métodos analítico y numérico, ambos están basados en suposiciones referentes a las condiciones del yacimiento y el comportamiento del trazador.

- Método analítico: este método se basa en modelos matemáticos, los cuales representan y describen el comportamiento de flujo de un trazador en un medio poroso, considerando fenómenos físicos que ocurren en el yacimiento tales como: convección, dispersión, difusión molecular, adsorción, porosidad, permeabilidad, por lo tanto, es indispensable contar con la información de campo para obtener un modelo matemático más representativo y así hacer un análisis más adecuado a la realidad del yacimiento estudiado o evaluado (Shook y Forsmann, 2005; Ramírez, 2008; García, 2014).
- Métodos numéricos: la heterogeneidad del yacimiento influye en el patrón de flujo del mismo y en consecuencia en la producción, por lo tanto para tener una mejor comprensión de estas heterogeneidades, se puede simular el flujo del trazador en el yacimiento con ayuda de un simulador numérico (Pérez, 2004).

El desarrollo del método numérico fue realizado a partir de la base de tomar el trazador como componente para simular el proceso de inyección, flujo y producción de los fluidos, según la experiencia específica de campo y el análisis del flujo de trazadores en medios porosos, es un procedimiento preciso pero requiere más tiempo. Normalmente los parámetros del yacimiento son ajustados a la historia del mismo para que coincidan con la respuesta del trazador en cada pozo productor (Pérez, 2004; Pérez y Patiño, 2014).

Este es el método estándar para el análisis de los resultados en las pruebas de trazadores en hidrología. Sin embargo, en la industria petrolera rara vez es usado, ya que tan solo el 14% de los estudios reportados en pruebas de trazadores entre pozos han utilizado el método numérico (Pérez, 2004; Du *et al.*, 2005; Pérez y Patiño, 2014).

La importancia de utilizar el modelo numérico del yacimiento reside en integrar los mecanismos de transporte del trazador al conjunto de condiciones bajo las cuales ocurre el flujo de fluidos en el campo de estudio, esto comprende, el modelo geológico y geoquímico, la producción por pozo, y las inyecciones de fluidos.

Entre los simuladores comerciales utilizados para pruebas de trazadores se encuentra:

- UTCHEM: desarrollado por la Universidad de Texas en Austin, se ha utilizado para el modelado numérico de una variedad de procesos geoquímicos de yacimiento, tanto a escala de laboratorio como de campo, y se describe como un simulador (3D), con temperaturas variables, el código puede correr en una variedad de estaciones de trabajo como Unix y Windows PC (UTCHEM, 2016).
- STARS: es parte de la compañía CMG (*Computer Modelling Group Ltd*), es un simulador de procesos avanzados para simular el flujo en tres fases, procesos térmicos, reacciones químicas y procesos de combustión in-situ, adecuado para modelar procesos de recuperación mejorada, entre los que se encuentra la inyección de vapor (Ltd., C, 2016).
- ECLIPSE 100: El simulador de crudo negro es propiedad de la compañía *Schlumberger* y es considerado como uno de los simuladores más completos

que existen en el mercado (figura 5) (Schlumberger, 2016). Las principales características de este simulador son:

- Opciones de fase y fluido: ECLIPSE 100 puede usarse para simular 1, 2 o 3 sistemas de fases y opciones de sistema bifásicos (crudo/agua, crudo/gas, gas/agua), las cuales se resuelven como dos sistemas de componentes, ahorrando memoria y tiempo en la computadora.
- Opciones de geometría: La opción de geometría en ECLIPSE es única y permite construir geometrías extremadamente complejas, obteniendo una representación fiel de la geología del yacimiento.
- Definición de las regiones del yacimiento que contienen diferentes tipos de fluidos o roca.
- Simulación de yacimientos con doble porosidad y permeabilidad.

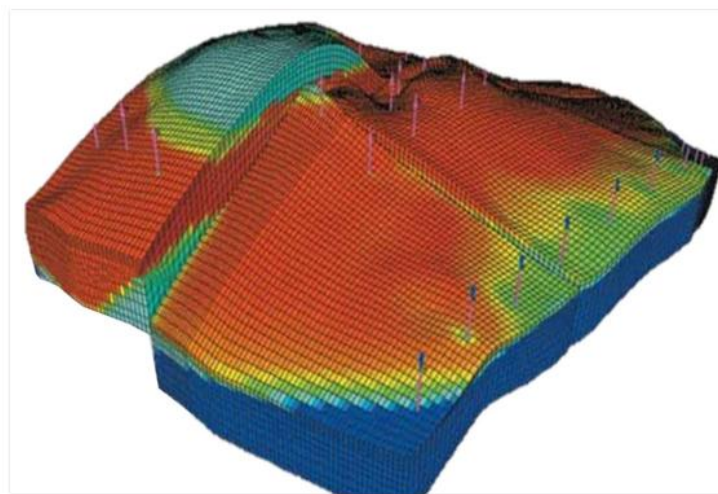


Figura 5 Simulación de crudo negro usando ECLIPSE 100 (Schlumberger, 2016).

2.7 Descripción de la curva de respuesta del trazador.

Mediante el análisis continuo de los fluidos de producción, se determinan curvas de concentración para cada uno de los pozos donde se viene realizando el seguimiento del trazador, después de un tiempo de realizada la inyección.

Du *et al.* (2005) indican que las curvas de irrupción son gráficos en donde se tienen los datos de concentración del trazador que se ha recuperado, en función del tiempo en cada uno de los pozos productores, que esto puede ser un indicativo rápido de la compartimentalización, interconectividad de pozos, dirección general del movimiento del fluido y la existencia de zonas de alta y baja permeabilidad, así como la posible presencia de fallas.

El diseño de la prueba debe determinar, con la mayor precisión el posible tiempo de arribo del trazador y obtener con un mínimo de muestras una tendencia definida de la curva de respuesta. Para obtener una alta calidad en la curva de respuesta del trazador, se necesita un programa de muestreo bien diseñado. Si el seguimiento no es adecuado o la cantidad de trazador es insuficiente, tan solo se logrará captar unos pocos puntos de la curva de arribo, existe entonces gran incertidumbre en las partes descriptivas de la curva, es decir: el tiempo de arribo, definido como el instante en el que la concentración de trazador en el agua extraída del pozo productor supera el límite de detección; también se puede obtener el tiempo medio de residencia, el tiempo de máxima concentración de trazador y por último el tiempo final que se define como el instante en el que la respuesta cae por debajo del límite de detección. En general, mientras mayor sea la cantidad de muestras, mejor será la información obtenida de las pruebas de campo (Petrowiki, 2016).

Un ejemplo de una curva de trazadores hipotética se muestra en la figura 6.

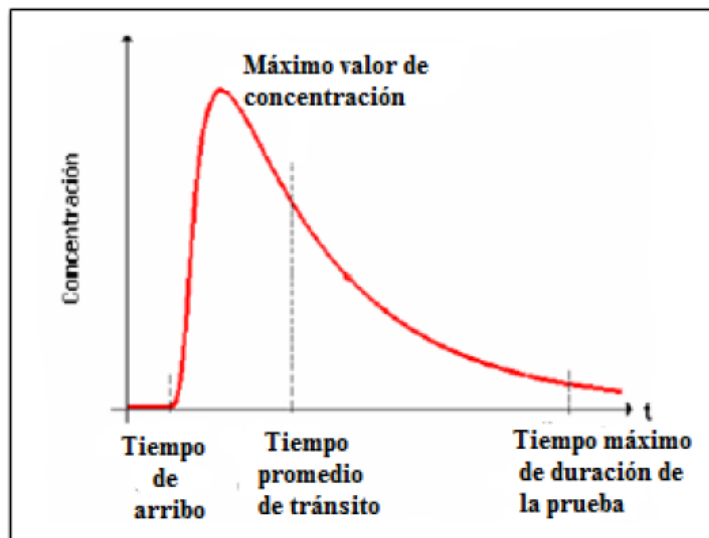


Figura 6. Curva hipotética de respuesta de trazador en un pozo monitoreado (Ramírez, 2008).

La presencia de un canal de alta permeabilidad podría inferirse si la irrupción del fluido ocurre con pequeños volúmenes de inyección. Por el contrario si la irrupción ocurre luego de haber inyectado grandes volúmenes de fluido, se puede asumir que el barrido ha sido adecuado y que el desplazamiento de los hidrocarburos ha sido uniforme, lo cual indica que la formación es altamente homogénea. La presencia de fallas sellantes, zonas de baja permeabilidad o alguna otra barrera indicativa de compartimentalización que se encuentre cerca de algún pozo productor puede ser inferida si los trazadores se inyectan en pozos que rodeen al productor. La ausencia de algunos trazadores en el pozo productor podría ser evidencia de una barrera de no flujo (Pérez y Patiño, 2006).

Igualmente la curva de respuesta del trazador puede dar indicios de la heterogeneidad del yacimiento. Mahmoud y Shook (2010) en su trabajo suponen un trazador que se detectó en las muestras de aguas recogidas después del día de inyección, con una concentración que aumenta gradualmente con el tiempo a un punto máximo y luego, disminuye a cero, para formar así una curva en forma de campana.

La curva de respuesta del trazador en forma de campana es un indicativo de una formación perfectamente homogénea. Por otro lado, si la concentración del trazador en

las muestras de aguas que se recogen, se aproxima a un valor máximo de concentración y luego disminuye a cero, en un corto periodo de tiempo, indicaría la existencia de un canal de alta permeabilidad entre el inyector y el pozo de producción, entonces, hay que tener en cuenta que si el volumen del fluido en el canal de alta permeabilidad es bajo y la frecuencia de muestreo es demasiado escasa, el trazador puede ir y venir sin ser detectado. Por lo tanto, cuantas más muestras son analizadas, la curva de respuesta del trazador será mejor definida, y un análisis más amplio en cuanto a la heterogeneidad puede realizarse (Mahmoud y Shook , 2010).

Mahmoud y Shook (2010) muestran un caso real en donde se detectaron tres trazadores inyectados (IWT-1100, IWT-1200, IWT-1000) en tres días en los pozos productores PQ, PR y PV y se recuperaron concentraciones relativamente altas. Esto indica la existencia de altos canales de permeabilidad entre los pozos de inyección y los pozos productores.

La corta longitud de estas tres curvas de irrupción indica que los canales de altas permeabilidad que fueron detectados son delgados de espesor, que a su vez apoya el argumento de los autores de la existencia natural de una falla. Además, la alta concentración del trazador IWT-1100, aproximadamente 4 ppm, en las muestras recogidas en el pozo PQ indica que la falla se encuentra más cerca del pozo productor PQ. La concentración del trazador IWT-1100, aproximadamente 0,3 ppm, en las muestras recogidas en el pozo PR sugiere que la longitud de la falla se extiende hacia el pozo productor PR y la baja concentración del trazador IWT-1100, alrededor de 0,023 ppm, tomadas en el pozo PV también sugiere que la falla se extiende hasta este pozo productor.

Las curvas de respuesta del trazador para los pozos de producción con respuestas altas de concentración del trazador se muestran en la figura 7 para pozos PQ, PR y PV.

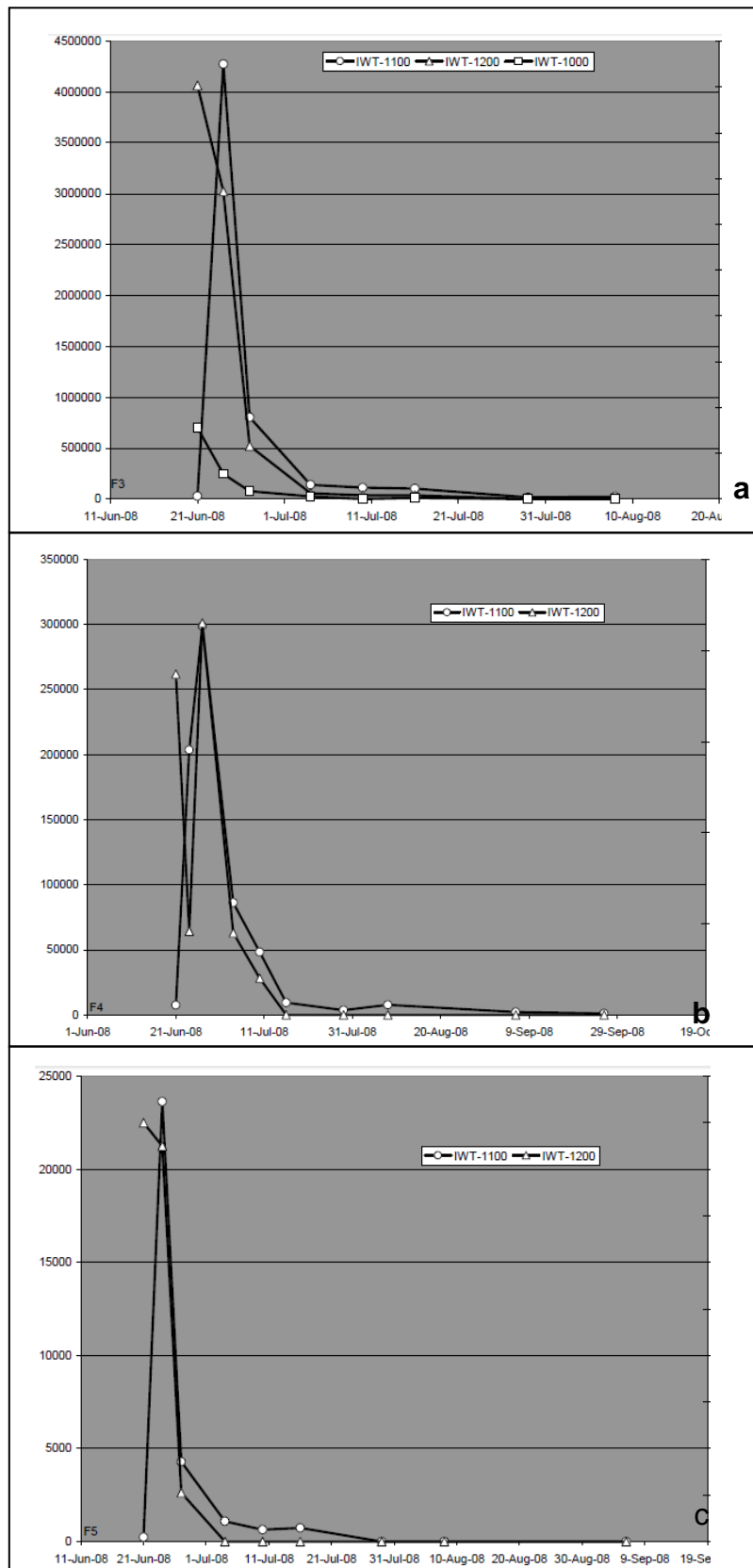


Figura 7. Curva de respuesta del trazador en el pozo a) PQ, b) PR, c) PV.

Igualmente Mahmoud y Shook (2010) muestran que la curva de respuesta del trazador puede utilizarse para identificar la estratificación del yacimiento. En una formación perfectamente homogénea el trazador llega al pozo productor por primera vez en concentración baja, debido a la dilución que sufre en el frente del fluido de inyección. La concentración del trazador aumentará gradualmente a un pico máximo, lo que representa el centro de la curva del trazador, y luego se reduce a cero la dilución de nuevo, debido a que se está desplazando la parte posterior del fluido de inyección.

Bajo este escenario, el único pico de concentración del trazador, representa la permeabilidad de la única capa de una formación homogénea. Sin embargo, en una formación no homogénea, cada capa está representada por un pico de concentración en la curva del trazador.

En este mismo estudio se indica que la detección del trazador en una muestra dada es un indicativo de que existe comunicación directa entre el pozo inyector y el correspondiente pozo o los pozos de producción. Sin embargo, el alcance de la comunicación depende de los tiempos de arribo y los valores de concentración del trazador, es decir, mientras menor se la concentración del trazador que llega al pozo productor, mayor es la distancia que existe entre ambos pozos.

Un ejemplo de una comunicación directa entre los pozos de inyección y pozos de producción se muestra en la figura 8, con flechas finas que representan valores bajos de concentración y flechas gruesas que representan los valores altos de concentración de los trazadores.

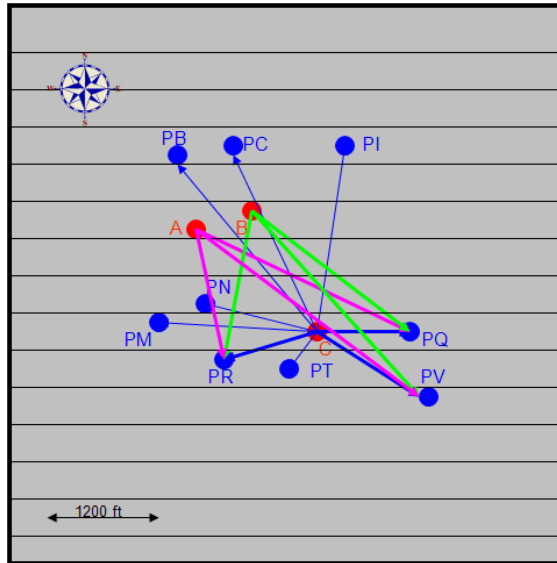


Figura 8. Mapa de campo que muestra el flujo del trazador entre los pozos (Mahmoud y Shook, 2010).

2.8 Interpretación de trazadores usando “la distribución del tiempo de residencia”

Este método analítico está basado en la distribución del tiempo de residencia, el cual consiste en describir el balance de materia a la entrada y salida del sistema estudiado (trazador que fue inyectado y fluido de inyección), considerando que éste posee edad cero cuando entra al sistema y adquiere una edad igual al tiempo gastado dentro del sistema, es decir el tiempo de residencia y donde el trazador utilizado tendrá a la salida una distribución en la que se podrá observar que el fluido emergente ha seguido diferentes trayectorias a través del sistema y, por ende, tendrá lapsos de tiempos distintos en su recorrido (Shook, 2005; Vásquez y Monterola , 2012).

Dicho sistema modifica la forma de entrada del trazador de acuerdo a como este sistema actúe sobre él, reflejándolo en la curva de respuesta del trazador, la cual será usada para poder realizar la investigación correspondiente.

Shook y Forsmann (2005) plantean que variables geoquímicas del yacimiento (geometría de flujo, eficiencia de barrido, volumen de poros y heterogeneidad), pueden ser determinadas utilizando la distribución del tiempo de residencia.

El tiempo medio de residencia se calcula a partir del primer momento temporal de una figura plana. Un momento de un área no tiene por sí mismo significado físico real alguno; es una expresión matemática. Sin embargo, puede ser usado para determinar el área de una figura o una distancia desde el cero hasta un punto dado del eje o junto con otras magnitudes, adquiere una cierta significación (Singer, 1971) y es definido por la siguiente expresión:

$$M = \text{Área} \cdot X \quad \text{Ec (4)}$$

M=momento.

X= distancia.

A partir de esta ecuación, el tiempo medio de residencia de un trazador puede ser determinado como:

$$t^* = \frac{\int_0^{\infty} C t dt}{\int_0^{\infty} C dt} \quad \text{Ec (5)}$$

C(t) = concentración del trazador (ppb).

t= tiempo (día).

t* = tiempo medio de residencia (día).

Para la determinación de la geometría de flujo Esta determinación se refiere a la velocidad relativa de una capa dada asociado a un volumen de poros. Las trayectorias de flujo son imaginadas como líneas individuales de corriente que tienen valores únicos de permeabilidad, porosidad, y longitud.

La capacidad de flujo F es una suma de las capas de flujo f_i , de cada línea de corriente, y la capacidad de almacenamiento acumulado, Φ_i , de esas líneas de corriente es simplemente la suma del volumen de poro de cada línea. Cada capa tiene distinta permeabilidad, k porosidad ϕ y espesor h, pero las propiedades son constantes en cada capa.

$$f_i = \frac{q_i}{\sum_{i=1}^N kh_i} = \frac{kh_i}{\sum_{i=1}^N kh_i}$$

Ec. (6)

f_i = trayectoria de flujo para la capa "i".

k = permeabilidad.

h = espesor de la capa.

q_i = tasa de inyección para la capa "i".

$$\Phi_i = \frac{V_{pi}}{\sum_{i=1}^N V_{pi}} = \frac{\varphi_i}{\sum_{i=1}^N \varphi_i h_i}$$

Ec. (7)

Φ_i = capacidad de almacenamiento de la capa "i".

V_{pi} = volumen de poros para la capa "i".

φ_i = porosidad de la capa "i".

h = espesor de la capa "i".

Otra propiedad que es estimada por medio de este análisis es la heterogeneidad del yacimiento y dos medidas comunes pueden ser determinadas para la heterogeneidad usando el diagrama F- Φ : el coeficiente Lorentz (L_C) y el coeficiente Dykstra-Parsons (V_{Dp}). El coeficiente Lorentz es determinado por la curva F- Φ :

$$L_C = 2 \left\{ \int_0^1 F d\Phi - \frac{1}{2} \right\}$$

Ec. (8)

L_C = coeficiente de Lorentz.

F = Capacidad de flujo del medio.

Φ = capacidad de almacenamiento del medio.

L_C varía entre 0 y 1, con 0 representando sistemas homogéneos. En general, mientras más grande sea el valor de L_C , más heterogénea será el sistema.

El coeficiente Dykstra-Parsons puede ser determinado usando los valores de F- Φ .

$$V_{DP} = \frac{F'_{|\Phi=0.5} - F'_{|\Phi=0.841}}{F'_{|\Phi=0.5}} \quad \text{Ec. (9)}$$

F' es el derivado del diagrama F- Φ donde F' ($\Phi = 0,5$) es el valor de permeabilidad media y con una desviación estándar F' ($\Phi = 0,841$).

De la ecuación anterior se puede apreciar que si todas las permeabilidades son iguales, el numerador de la ecuación es cero, y V_{DP} también es igual a cero. Este podría ser el caso de un sistema completamente homogéneo.

Shook y Forsmann (2005) definen la eficiencia de barrido volumétrico; como la cantidad de poros que entran en contacto con el fluido inyectado, y puede ser determinada mediante la fórmula:

$$E_v(t + \Delta t) = E_v(t) + \frac{q_{inj}}{V_p} \frac{m}{M_{inj}} \Delta t [1 - F(t + \Delta t)] \cdot \quad \text{Ec (10)}$$

E_v = eficiencia de barrido volumétrica.

t= tiempo (día).

q_{inj} = tasa de inyección volumétrica (m^3 /día).

V_p = volumen de poros.

m= masa de trazador recuperado (kg).

M_{inj} = masa de trazador inyectado.

F= capacidad de flujo del medio.

2.8.1 Suposiciones y limitaciones

De manera general, las condiciones necesarias para llevar a cabo el modelo analítico, especifican que el campo de flujo sea estable y que el trazador se mueva junto con el fluido de inyección para que la información obtenida del análisis sea aplicable. Es decir, no depende del tiempo específico en el que la prueba es ejecutada (Shook y Forsmann, 2005). Estas condiciones pueden ser expresadas de la siguiente manera:

- Estado estable en la inyección y en la extracción: si el campo de flujo es transitorio, las líneas de corriente son transitorias y el volumen de barrido y la geometría de flujo, son funciones del tiempo. Por esa razón, se utiliza generalmente un campo de flujo estable, antes de conducir una prueba de trazadores. El modelado numérico es un medio útil para determinar el tiempo requerido para lograr el estado estable del flujo, antes de la prueba (Shook y Forsmann, 2005).
- El trazador es ideal y conservador: es decir, es poco soluble en todas las fases excepto en una (agua) y no afecta las propiedades de flujo (densidad, viscosidad). El trazador también debe ser estable a las condiciones del yacimiento. Donde existen múltiples fases, una prueba de un trazador solo arroja información en la fase en la cual existe.
- La distribución espacial y las propiedades de flujo no se obtienen de la prueba de trazadores: mientras que los cálculos del volumen de poro y de la geometría de flujo ($F-\Phi$) pueden ser estimados por la prueba de trazadores, el análisis no puede determinar la ubicación específica de la distribución de la trayectoria de flujo. Además, la estimación de la geometría de flujo, son propiedades del volumen promediado, estos valores no pueden ser determinados de manera espacial (Shook y Forsmann, 2005).

3. Antecedentes

Las pruebas de trazadores tienen origen a principios de 1900, época en la que fueron empleadas en el campo de la hidrología, pero fue hasta mediados de la década de los años 50, que adquirió gran interés para la industria del petróleo, donde los ingenieros petroleros empezaron a realizarlas principalmente para determinar el flujo del fluido en los yacimientos. Sin embargo, la mayoría de los trazadores que se usaban para este tipo de pruebas, fueron utilizados en sistemas de campo sin experimentos controlados para determinar la exactitud y precisión del análisis, y muchos eran compuestos que no cumplían con las características para ser utilizados como trazadores.

Greekkon (1962) impulsó la prueba de trazadores en la industria petrolera, con un proyecto basado en la necesidad de encontrar un conjunto de trazadores que pudieran ser utilizados para localizar la trayectoria de flujo en una prueba piloto, debido a que el principal problema eran los efectos de adsorción-desorción que estos sufrían, así que de un máximo de 35 trazadores, se seleccionaron 13 que podían ser fácilmente detectados. Los trazadores se hicieron fluir a través de un modelo de arenisca lineal de 9 pies, y se obtuvieron curvas de arenisca-trazador, midiendo la cantidad de trazadores que fueron adsorbidos.

Brigham y Smith (1965) fueron los primeros en presentar el análisis cuantitativo de trazadores en la industria petrolera. Desarrollaron ecuaciones para predecir el tiempo de avance del trazador, la concentración máxima del trazador, y la forma general de la curva de respuesta del trazador, en un patrón de 5 puntos (4 productores y 1 inyector) donde el pozo inyector está en el centro y los productores en la periferia, asumiendo, que el trazador se mueve radialmente del pozo inyector a los productores, a través de capas homogéneas no comunicantes con una dispersión longitudinal en dirección del flujo. Los autores muestran que estos resultados dependen de la estratificación del yacimiento, los volúmenes de trazador inyectado y producidos, el coeficiente de dispersión natural del trazador en el yacimiento, la cantidad de trazador inyectado y del volumen del yacimiento.

Durusu (1974) investigó el comportamiento de la inyección de trazadores en el campo Bulgurdag, para tal fin utilizó un modelo físico construido con muestras de calizas, evaluando la inyección continua de trazadores salinos como KI y KCl.

Saad *et al.* (1989) y Agca *et al.* (1990) realizaron estudios de pruebas de trazadores de agua entre pozos, utilizando el simulador composicional UTCHEM en sus estudios. El objetivo principal del trabajo propuesto por Saad *et al.* (1989) fue validar la representatividad del simulador UTCHEM comparando sus predicciones con los resultados de campo, más tarde Agca *et al.* (1990) usaron este mismo simulador con el objetivo de utilizar múltiples trazadores en pruebas entre pozos para la caracterización de yacimientos, midiendo las heterogeneidades del yacimiento, saturación residual de petróleo y las interacciones fluido-roca

Zeppieri (1999) realizó una inyección continua de KCl como trazador pasivo en una prueba de desplazamiento, a través de las cuales se obtuvo la concentración del trazador en función del tiempo en dos núcleos (núcleo 5: 4,03 cm; núcleo 6: 4,33 cm) provenientes de la arena C-23 del yacimiento VLE-305 en la cuenca del Lago de Maracaibo, para graficar la concentración del trazador vs el tiempo en condiciones de saturación de agua al 100% (S_w), saturación de crudo y agua residual (S_{orw}), y saturación de agua, crudo residual y gas (S_{orgw}), los resultados obtenidos experimentalmente fueron comparados con la simulación de inyección de trazadores usando Eclipse 100, en la que se obtuvo que los tiempos de arribo del trazador son menores a condiciones de S_{orgw} , luego le sigue S_{orw} y por último S_w , y al compararlos con los tiempos en que se alcanza el pico de máxima concentración con el del simulador, se observan que son bastantes cercanos, a diferencia del tiempo de arribo del trazador, el cual si difiere para los tres casos, una explicación posible es que las ecuaciones diferenciales de convección-dispersión del simulador no se ajustan para el caso de núcleos cortos, ya que el trazador no tiene el tiempo suficiente de dispersarse en el medio poroso.

Shook (2005) usó la distribución del tiempo de residencia para estimar la geometría de flujo en yacimientos geotermales fracturados, y más tarde su trabajo fue ampliado

Shook y Forsman (2005) para incluir la eficiencia de barrido y la evaluación del flujo del flujo de heterogeneidad.

Mahmoud y Shook (2010) estudiaron la aplicación de trazadores químicos en la recuperación mejorada de petróleo, basado en el campo de una cuenca al Norte de América. El campo mantuvo su producción durante 2 décadas antes de que ocurriera la declinación de la presión en el yacimiento, por lo que se inició la inyección de agua, junto con la inyección de 3 trazadores, en un área de estudio que incluía 3 pozos inyectoros y 9 pozos productores. Este estudio se basó principalmente en la determinación de la interconectividad entre pozos, la evaluación de las heterogeneidades y el análisis del tiempo de residencia para describir cuantitativamente el volumen del yacimiento que está en contacto con el trazador y la geometría de flujo.

Cuauro *et al.* (2014) muestran el diseño, la implementación y los resultados de una prueba entre pozos con trazadores químicos acuosos, realizada en el campo petrolero Al Shaheen en Qatar, Emiratos Árabes Unidos. Esta prueba incluyó 2 pozos inyectoros y 26 pozos productores y fue implementada para identificar la comunicación entre los pozos y conocer el flujo del agua inyectada, para mejorar el proceso de recuperación de hidrocarburos. Obteniendo la existencia de comunicación entre los pozos productores W-20, W-21, W-24, W-30, W-34 y W-35 con el pozo inyector W-27.

Meza (2014) en su Trabajo de Grado de Maestría muestra un ejemplo de diseño de inyección de trazadores químicos en el campo Tamaulipas-Constituciones, con el objetivo de identificar el pozo inyector causante de la emanación de agua salada que se generó en el pozo productor C-1001 e identificar el comportamiento del frente de agua inyectada en cada uno de los pozos inyectoros para obtener una mejor información sobre la caracterización del yacimiento y así un mejor proceso de recuperación de hidrocarburo. Con el uso de 6 trazadores químicos de la familia de los ácidos fluoro-benzoicos, se obtuvo que el pozo inyector causante de la emanación de agua salada fue el C195T el cual tiene una conexión directa con el pozo productor C-1001.

4. Metodología experimental

La metodología experimental a seguir durante esta investigación consistió en una secuencia de 3 pasos, búsqueda de información previa, la construcción de la hoja de cálculo (figura 9) y la validación del método por medio de la simulación numérica. Las cuales se describen a continuación.



Figura 9. Pasos para la construcción de la hoja de cálculo.

Para el análisis cuantitativo fue utilizado el método de análisis del tiempo de residencia propuesto por Shook y Forsmann (2005). Una hoja de cálculo fue construida para

automatizar los cálculos requeridos. A continuación se describen los pasos a seguir:

4.1.1 Extrapolar la curva del trazador.

Para la aplicación del método propuesto por Shook y Forsmann (2005) es necesario contar con toda la historia del trazador, una de las cosas que se asume en el método propuesto es que todo el trazador inyectado será recuperado, esto teóricamente ocurrirá en un tiempo infinito.

Sin embargo la realidad es algo diferente, la mayoría de las pruebas de trazadores son terminadas cuando se observa una declinación sostenida en la producción del trazador (t_b) como se muestra en la figura 10.

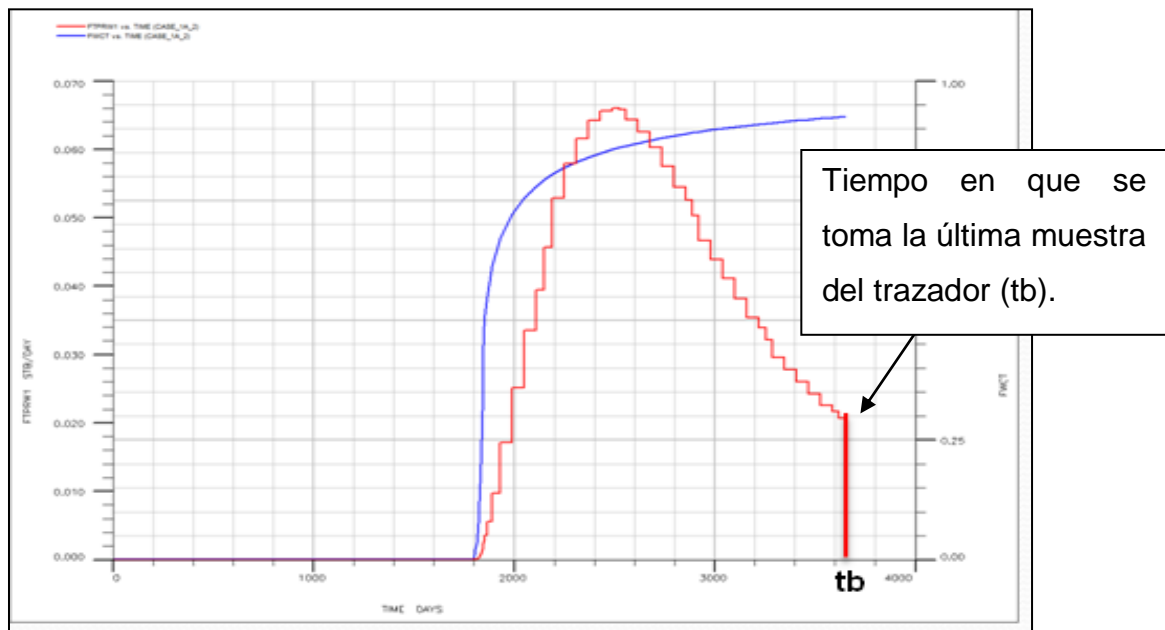


Figura 10. Curva de respuesta del trazador.

En tal sentido, para completar la historia del trazador es necesario extrapolar la historia del trazador hasta un tiempo infinito. Para hacer esto Michael Shook recomienda el uso de una extrapolación exponencial. Si se asume que la extrapolación del final de la curva del trazador es un declive exponencial entonces la concentración del trazador en un tiempo ($C(t)$) puede ser escrita como:

$$C(t) = be^{-atb} \text{ asumiendo que } t > tb. \quad \text{Ec. (11)}$$

t_b = tiempo de decaimiento exponencial (día).

$C(t)$ = concentración del trazador (ppb).

t = tiempo (día).

b = coeficiente en la ecuación del declive exponencial (día^{-1}).

a = exponente en la ecuación del declive exponencial (día^{-1}).

Los valores de a , b y t_b se obtienen por medio de la curva, graficando el $\log C(t)$ vs tiempo, y con la mejor línea se obtiene la ecuación exponencial como se muestra en la figura 11.

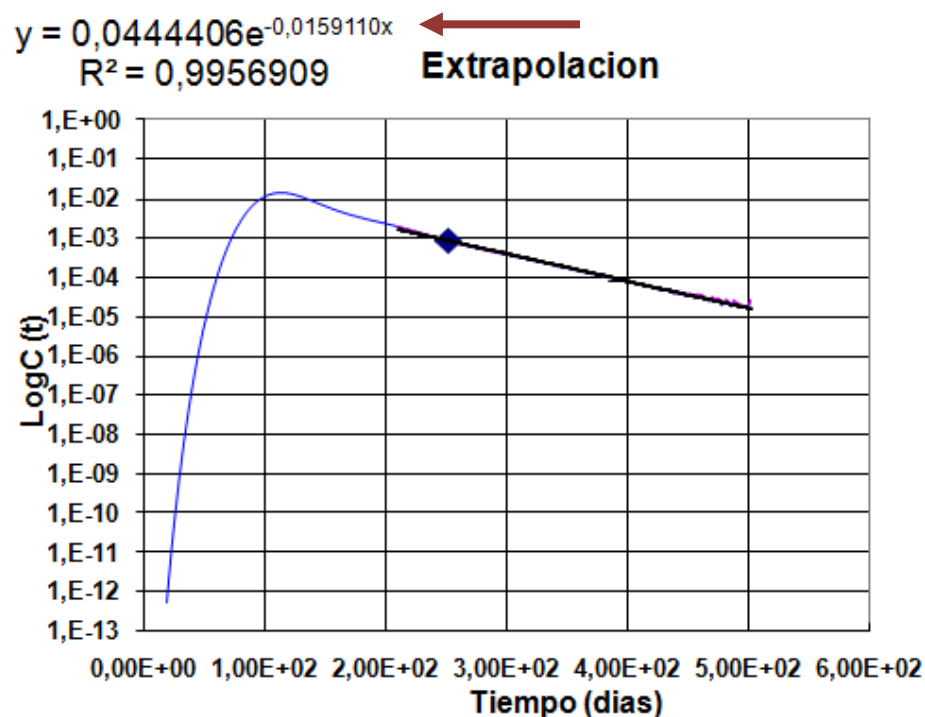


Figura 11. $\text{Log} C(t)$ en función del tiempo, para obtener a , b y t_b (Shook y Formanns, 2005).

4.1.2 Cálculo del tiempo medio de residencia.

Una vez reconstruida la historia completa del trazador es necesario calcular el tiempo medio de residencia. El tiempo medio de residencia es equivalente al tiempo que divide al área de la curva en dos partes exactamente iguales.

Para calcular el tiempo medio de residencia será aplicado el método de cálculo del primer momento de una figura plana, el cual fue definido en la Ec. (4).

M= Área.X

M= momento.

X=distancia desde el inicio del eje a un punto.

El área de la curva y el momento pueden ser reescritos de la siguiente manera:

$$\text{Área de la curva} = \int_0^{\infty} C t dt \quad \text{Ec. (12)}$$

$$\text{Momento: } \int_0^{\infty} C t^2 dt \quad \text{Ec. (13)}$$

Al sustituir las ecuaciones 12 y 13 en la ecuación 4 y sustituir "x" por t* y despejarla se obtiene la siguiente ecuación:

$$t^* = \frac{\int_0^{\infty} C t^2 dt}{\int_0^{\infty} C t dt} \quad \text{Ec.(14)}$$

C(t) = concentración del trazador (ppb).

t= tiempo (día).

t*= tiempo de residencia.

Como se mencionó anteriormente el muestreo del trazador normalmente termina mucho antes de que la concentración del trazador llegue a cero (t= infinito), por lo que la ecuación 14 debe ser integrada en dos partes, una primera integral desde t=0 hasta tb y una segunda desde tb hasta un tiempo donde la concentración del trazador llegue a cero a un t=infinito. Como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{\int_0^{\infty} C t dt}{\int_0^{\infty} C t dt} = \frac{\int_0^{tb} C t dt + \int_{tb}^{\infty} C t dt}{\int_0^{tb} C t dt + \int_{tb}^{\infty} C t dt} \quad \text{Ec (15)}$$

La integral correspondiente a t>tb (segunda integral en el numerador y denominador) corresponde a la extrapolación de la historia del trazador (Ec.15), la cual es una función exponencial por tanto C(t) para t>tb puede ser escrita como:

$$\int_{t_b}^{\infty} C(t) dt = \frac{b}{a^2} e^{-at_b} (1 + at_b) \quad \text{Ec (16)}$$

$$\int_{t_b}^{\infty} C(t) dt = \frac{b}{a} e^{-at_b} \quad \text{Ec (17)}$$

Por tanto sustituyendo las ecuaciones 16 y 17 en la ecuación 15 se tiene:

$$t^* = \frac{\int_0^{t_b} C(t) dt + \frac{b}{a^2} e^{-at_b} (1 + at_b)}{\int_0^{t_b} C(t) dt + \frac{b}{a} e^{-at_b}} \quad \text{Ec (18)}$$

$C(t)$ = concentración del trazador (ppb).

t = tiempo (día).

t^* = tiempo medio de residencia (día).

t_b = tiempo de decaimiento exponencial (día).

b = coeficiente en la ecuación del declive exponencial (día^{-1}).

a = exponente en la ecuación del declive exponencial (día^{-1}).

4.1.3 Determinación del volumen de poro.

Para la estimación del volumen poroso inyectado se aplicara la siguiente ecuación:

$$V_p = \frac{m}{M_{inj}} q_{inj} t^* \quad \text{Ec (19)}$$

V_p = volumen de poros

t^* = tiempo medio de residencia (día).

m = masa de trazador recuperado (kg).

M_{inj} = masa de trazador inyectado.

q_{inj} = tasa de inyección volumétrica ($\text{m}^3/\text{día}$).

La recuperación parcial de un trazador en un pozo, m/M_{inj} , es la integral de $C(t)dt$ para dicho pozo.

4.1.4 Determinación de la geometría de flujo.

La capacidad de flujo F es una suma de los flujo individuales f_i , de cada línea de corriente, las capas son ordenadas de acuerdo a la velocidad de descenso del fluido. Es importante resaltar que como las capas no se comunican la reorganización no afecta el comportamiento de las mismas, al arreglar estas líneas de corriente, podemos definir la capacidad acumulativa del flujo, F_i , en cualquier línea de corriente i , y la capacidad de almacenamiento acumulado, Φ_i , de esas líneas de corriente es simplemente la suma del volumen de poro de cada línea. Cada capa tiene distinta permeabilidad, k , porosidad, ϕ y espesor, h , pero las propiedades son constantes en cada capa. Bajo estas condiciones, la capacidad de flujo de cada capa es definida como el flujo volumétrico de dicha capa, dividida por el total de flujo volumétrico.

$$F_i = \frac{q_i}{\sum_{i=1}^N kh_i} = \frac{kh_i}{\sum_{i=1}^N kh_i} = \frac{\int_0^t C(t) dt}{\int_0^\infty C(t) dt} \quad \text{Ec.(20)}$$

f_i = trayectoria de flujo para la capa "i"

k = permeabilidad

h = espesor de la capa

q_i = tasa de inyección para la capa "i"

La capacidad de almacenamiento de la capa "i" es simplemente la capa de volumen de poros de cada capa dividida por el total del volumen de poros.

$$\Phi_i = \frac{V_{pi}}{\sum_{i=1}^N V_{pi}} = \frac{\phi_i}{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i} = \frac{\int_0^t C(t) t dt}{\int_0^\infty C(t) t dt} \quad \text{Ec. (21)}$$

Φ_i = capacidad de almacenamiento de la capa "i".

V_{pi} = volumen de poros para la capa "i".

ϕ_i = porosidad de la capa "i".

h = espesor de la capa "i".

Al representar gráficamente estas dos variables (F vs Φ_i) se puede tener un mejor entendimiento de la geometría de flujo (figura 12).

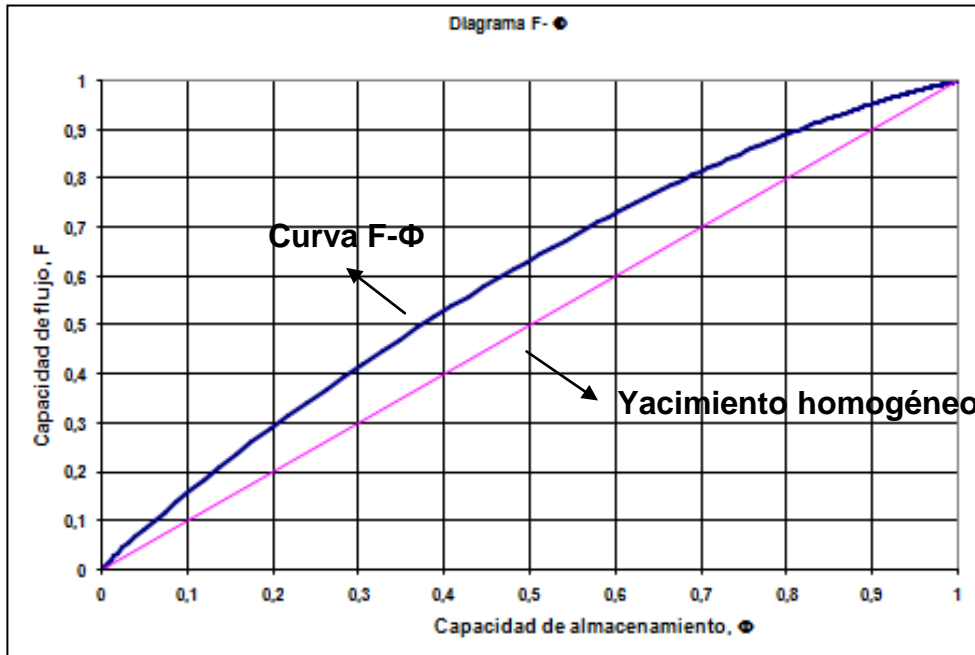


Figura 12. Grafico F- Φ (Shook y Formanns, 2005).

La línea recta de color rosado corresponde a un yacimiento homogéneo donde la porosidad y permeabilidad son constante en el sistema y por tanto la capacidad de flujo y almacenamiento también lo son.

4.1.5 Determinación de la heterogeneidad.

Dos medidas comunes de la heterogeneidad pueden ser determinadas usando el diagrama F- Φ : el coeficiente Lorentz (L_C) y el coeficiente Dykstra-Parsons (V_{DP}). Coeficiente de Lorentz L_C , es definido como el área entre la curva F- Φ y la diagonal, normalizada por 0,5 (la cual representa el área bajo la diagonal, mostrando un sistema homogéneo) como lo muestra en la figura 13. L_C varía entre 0 y 1, con 0 representando un campo de flujo homogéneo.

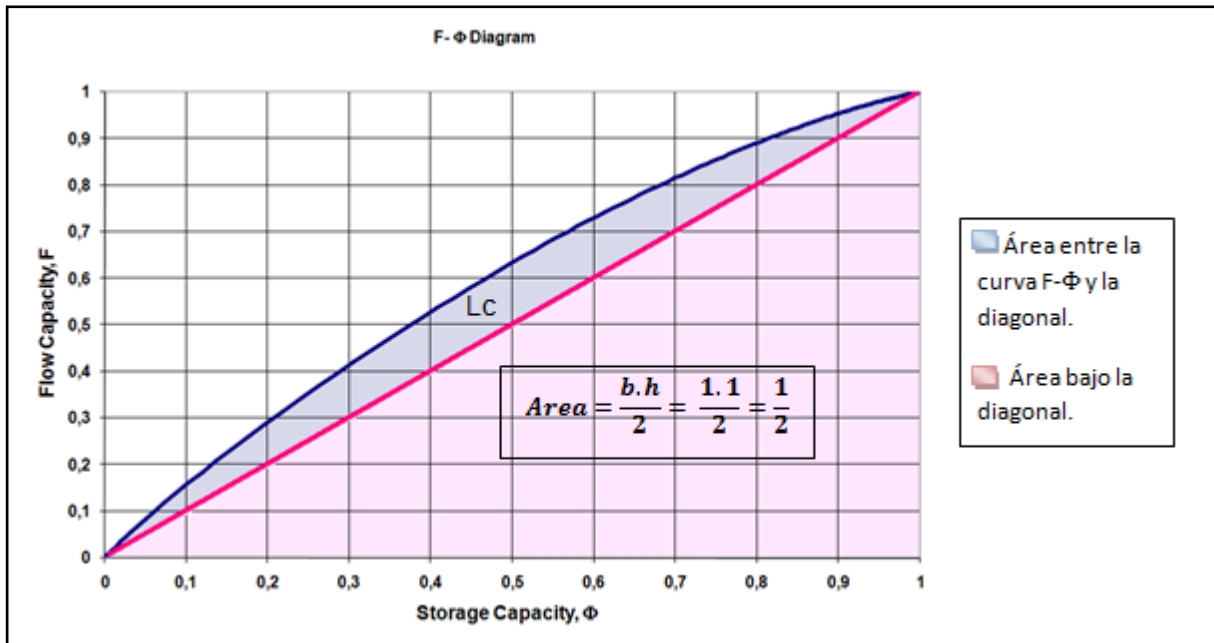


Figura 13. Definición del coeficiente de Lorentz. (Shook y Formanns, 2005).

$$L_c = 2 \left\{ \text{Área de la curva } F-\Phi - \text{Área bajo la diagonal} \right\}$$

$$L_c = \left\{ \int_0^1 F d\Phi - \frac{1}{2} \right\} . \quad \text{Ec (22)}$$

L_c = coeficiente de Lorentz.

F = Capacidad de flujo del medio.

Φ = capacidad de almacenamiento del medio.

El coeficiente Dykstra-Parsons también puede ser estimado usando el diagrama $F-\Phi$.

Derivando la siguiente expresión:

$$V_{DP} = \frac{F' \big|_{\Phi=0,5} - F' \big|_{\Phi=0,841}}{F' \big|_{\Phi=0,5}} \quad \text{Ec. (23)}$$

F' es derivado de los valores de Φ , para una capacidad de almacenamiento igual a $\Phi = 0.5$ y con una desviación estándar de $\Phi = 0.841$. Igual que para el caso del coeficiente de Lorenz, Dykstra-Parsons varia de 0 a 1, siendo 0 para yacimientos completamente homogéneos.

4.1.6 Eficiencia de barrido.

La eficiencia de barrido, E_v , es una medida de que tan eficiente es el fluido inyectado, dado que la tasa de inyección y extracción son potencialmente diferentes (por ejemplo, si hay múltiples pozos de producción), la eficiencia de barrido se puede relacionar en términos de trazadores recuperados y en tasa de inyecciones, similares a los cálculos de volumen de poro (Ec. 19). Y puede ser definida como:

(Volumen del fluido inyectado) * (1 – La fracción de una línea de corriente que arriba).
Y se presenta matemáticamente de la siguiente forma:

$$E_v(t + \Delta t) = E_v(t) + \frac{q_{inj}}{V_p} \frac{m}{M_{inj}} \Delta t [1 - F(t + \Delta t)] \quad Ec (24)$$

E_v = eficiencia de barrido.

q_{inj} = tasa de inyección volumétrica (m^3 /día).

V_p = volumen de poros.

m = masa de trazador recuperado (kg).

M_{inj} = masa de trazador inyectado.

F = capacidad de flujo del medio.

4.2 Simulación numérica de yacimientos.

En esta etapa el modelo cuantitativo fue validado mediante el uso de simulación numérica de yacimientos. Para validar la representatividad y aplicabilidad del modelo cuantitativo, fue utilizado un modelo de yacimiento usando un software comercial de simulación numérica de yacimientos (ECLIPSE 100), en los que 10 casos fueron simulados, comenzando con un yacimiento perfectamente homogéneo, posteriormente se fueron variando condiciones del yacimiento tal como porosidad, permeabilidad y número de capas.

Cada escenario de simulación generó una curva de respuesta del trazador, la cual fue analizada usando el modelo cuantitativo y los resultados del análisis cuantitativo se compararon con los parámetros de la simulación, para de esta forma concluir sobre la representatividad del modelo y su rango de aplicabilidad.

5. Procedimiento experimental

5.1 Descripción del modelo cuantitativo.

El modelo cuantitativo usado en este trabajo, está basado en la metodología propuesta por Shook y Forsmann (2005), en el que se usa la distribución del tiempo de residencia, para estimar y calcular las propiedades geoquímicas de los yacimientos petroleros. El modelo fue programado en Microsoft Excel (2013) para facilitar y automatizar los cálculos requeridos.

El modelo contiene 6 hojas de cálculos:

Hoja 1- Datos de Entrada

Hoja 2- Extrapolación

Hoja 3-Cálculo del momento

Hoja 4- Historia del trazador

Hoja 5- Curva F-Phi

Hoja 6- Heterogeneidad

A continuación se describen cada una de ellas y sus usos:

5.1.1 Hoja 1-Datos de entrada.

En esta hoja de datos de entrada se suministran los datos de la historia del trazador (tiempo, concentraciones), características del trazador e información general sobre la prueba de campo y el proceso de inyección. Las concentraciones de trazadores se pueden reportan en varias unidades distintas, (ppb, ppm, barriles, toneladas).

Un ejemplo de la hoja de entrada 1 se puede observar en la figura 14, donde se observan cuatro columnas; en la columna A se colocó el tiempo, mientras que en las columnas B, C y D, se introducen los valores de concentración del trazador o los trazadores, estos datos son tomados de la prueba de simulación una vez finalizada.

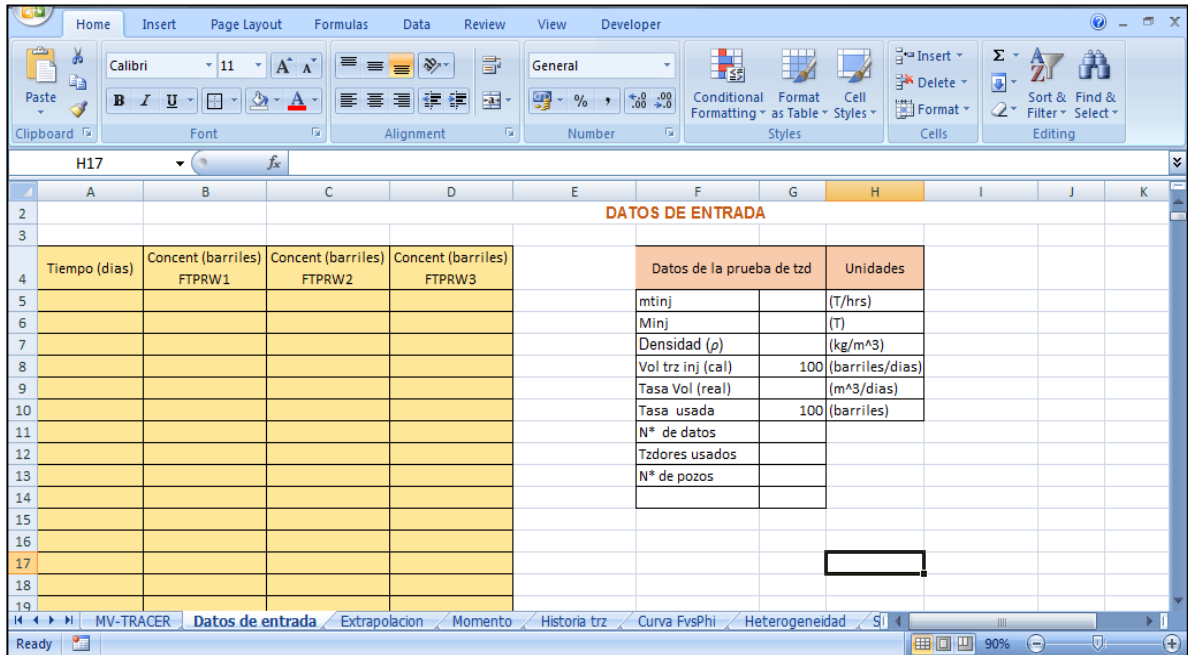


Figura 14. Hoja Datos de entrada, en el modelo cuantitativo. El tiempo y las concentraciones del trazador se introducen para cada pozo.

La información de campo necesaria para completar la tabla que se muestra en las columnas F, G y H fue:

- Tasa másica de inyección ($minj$)

La tasa másica de inyección. Las unidades son masa/tiempo y es el producto de la tasa de inyección volumétrica (q) (requerida para el análisis de momento) y la densidad del fluido inyectado.

- Cantidad total de trazador ($Minj$)

La cantidad total (masa) de trazador inyectado. En unidades de masa (toneladas).

- Intervalo de tiempo (Dt)

Intervalos de tiempo, normalmente corresponde a los intervalos de muestreo.

- Densidad (ρ)

Densidad del fluido inyectado, por ejemplo para el caso del agua es 63 lbs/pie³.

- Volumen del trazador inyectado (q) (Vol trz inj (cal)).

Corresponde al volumen de fluido inyectado por unidad de tiempo (Vol/tiempo). La tasa volumétrica puede ser calculada a partir de la tasa másica de inyección (celda G5) y la densidad del fluido inyectado (celda G7) ($\text{mdot} / \text{densidad}$). En este caso se conocía directamente la tasa volumétrica “ q ”, por lo que no se tuvo que realizar este cálculo.

- Numero de datos (N^* de datos).

Es la cantidad de valores que se tienen en las columnas de tiempo y concentración, la cual variara dependiendo del tiempo que duro la simulación. Comenzando en la celda A5 (figura 14).

- Trazadores usados.

Es la cantidad de trazadores utilizados, para este caso fueron 4 trazadores (W1, W2, W3 y W4).

- Numero de pozos.

Es el número de pozos inyectoros y productores que están involucrados en el análisis, para este caso se tienen 5 pozos (4 inyectoros, 1 productor).

5.1.2 Hoja-2. Extrapolación de la curva de respuesta del trazador.

Como la mayoría de las pruebas de trazadores son terminadas antes de que todo el trazador sea recuperado, es necesario hacer una extrapolación de la historia del trazador, hasta un tiempo igual a infinito, en el cual se asume será recuperado el 100%

del trazador inyectado. Para esto se construyó la hoja de cálculo llamada “extrapolación” utilizando el comando de Excel “gráfico” se tomaron las columnas A y B y se graficaron los logaritmos de la concentración versus el tiempo, generando una curva como la que se presenta en la figura 15, y con el comando de Excel llamado “formato”, se utilizó la opción de generar una línea de tendencia exponencial, junto con su coeficiente de correlación (R^2) el cual indicará los valores de a y b como se muestra en la figura 15, que serán usados en la hoja-2 y 3 para la extrapolación de la curva.

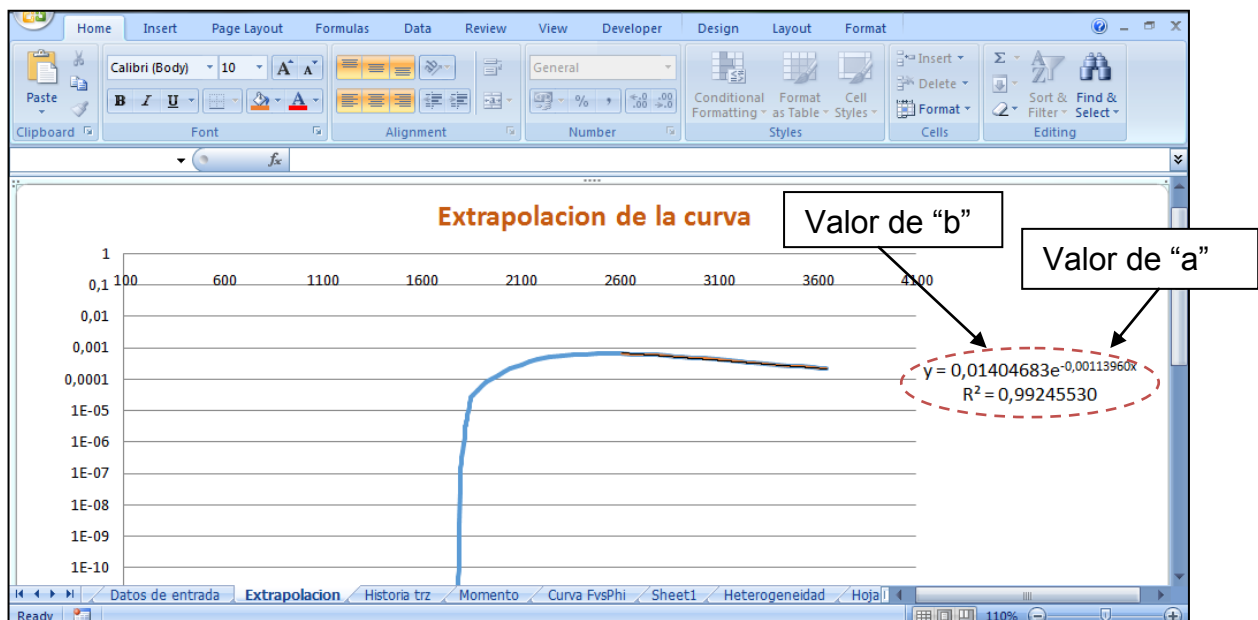


Figura 15. Cálculo para la extrapolación de la curva del trazador. Modelo cuantitativo.

5.1.3 Hoja-3. Historia del trazador.

En esta sección del modelo se tomaron las columnas A y B de la hoja-1 y utilizando el comando de Excel “gráfico”, se procedió a colocar los valores de la concentración en el eje Y y los del tiempo en el eje X, para de esta manera obtener la curva de respuesta del trazador (figura 16), junto con la correspondiente extrapolación, la cual se obtuvo utilizando la ecuación exponencial calculada en la hoja-2, en la que se fueron suministrando valores de tiempo en la variable X, comenzando por dos días después de la fecha de culminación de la prueba de trazadores, es decir, para este caso la prueba

culminó a los 3651 días, y se comenzó la extrapolación desde el día 3653, hasta el día 7134. Cada uno de estos valores de X arrojaron valores de Y (concentración), y con ellos se procedió a graficar para obtener la extrapolación de la curva, como se muestra en la figura 16.

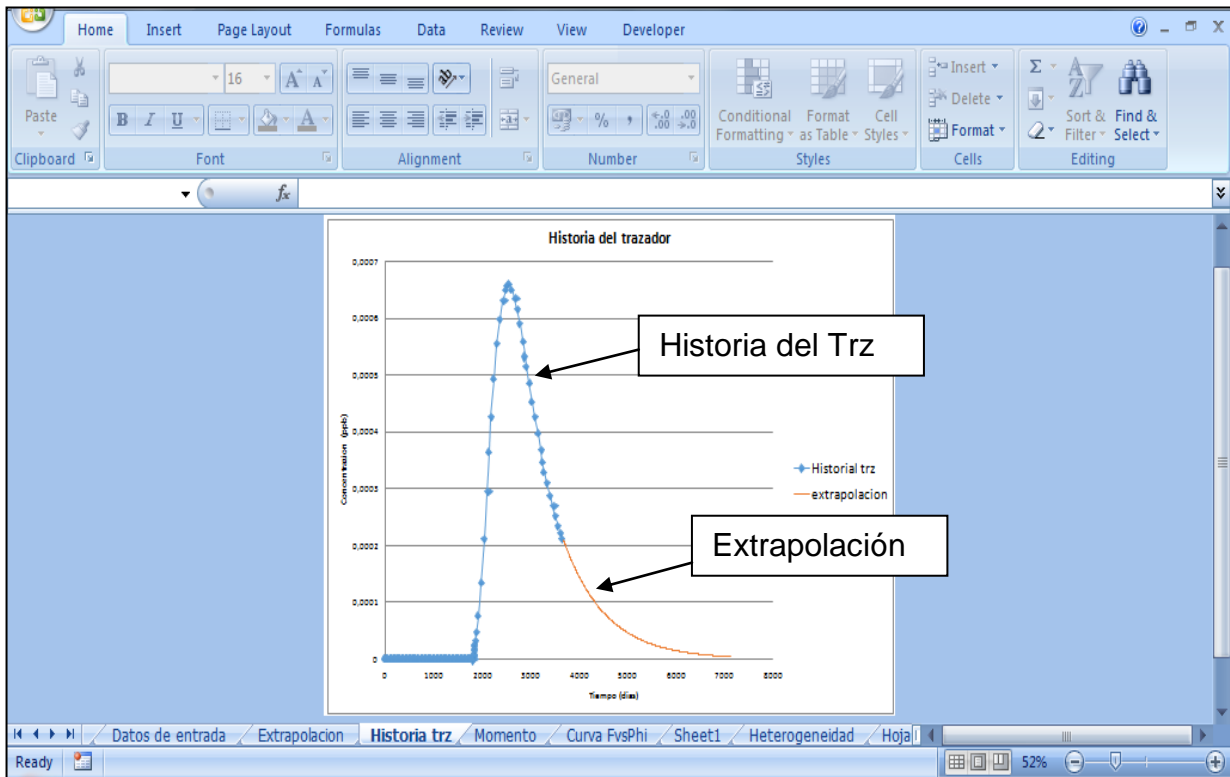


Figura 16. Historia del trazador. Modelo cuantitativo.

5.1.4 Hoja-4. Cálculo de Momento.

En esta hoja-4 llamada “momento” se tienen 10 columnas principales (desde la A hasta la J) en la figura 17.

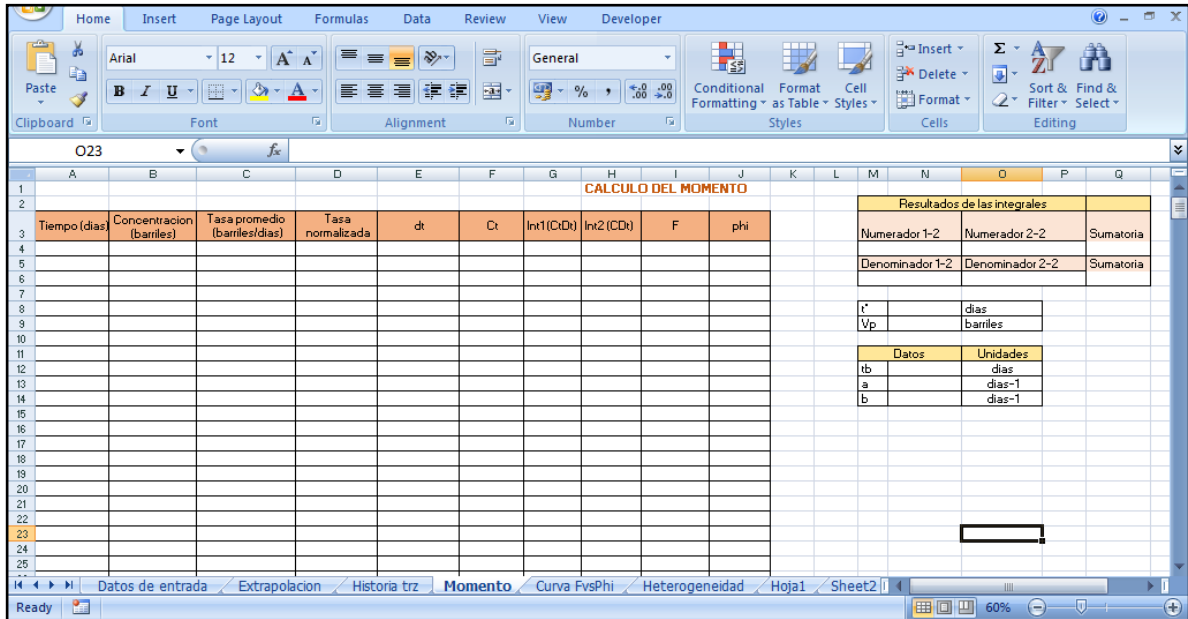


Figura 17. Hoja del cálculo del momento. Modelo cuantitativo.

- Tiempo (días): Es la primera columna que aparece en esta hoja, y no es más que los valores de tiempo que se tienen en la hoja-1.
- Concentración (barriles): Se encuentra en la columna B, y al igual que para el tiempo, estos valores de concentración derivan de la hoja-1, y fueron obtenidos desde el simulador.
- Tasa promedio de concentración: Se encuentra en la columna C. Para este cálculo se tomaron los valores de la columna B y se calculó el promedio de las concentraciones utilizando la Ec. 25 y los resultados se mostraron en la columna C.

$$f(x) = ((B_n + B_{n-1})/2) \quad \text{Ec. 25}$$

- Tasa normalizada: (columna D), se obtuvo al dividir cada una de las tasas promedio calculadas en la columna C, entre el volumen del trazador inyectado (q), especificado en la celda G8 de la hoja-1 llamada datos de entrada. La función correspondiente se muestra en la Ec. 26

$$f(x) = (C_n / \text{'Datos de entrada'}) \quad \text{Ec. 26}$$

- Intervalo de tiempo (dt): Estos valores se muestran en la columna E, y se obtuvieron por medio de la función presentada en la Ec.27

$$f(x) = (A_n - A_{n-1}) \quad \text{Ec. 27}$$

- Concentración por tiempo (Ct): Se obtuvo al multiplicar cada tasa de concentración normalizada (columna D) por el tiempo (columna A). La función utilizada en excel se muestra en la Ec. 28 y los resultados en la columna F.

$$f(x) = (A_n * D_n) \quad \text{Ec.28}$$

- Integración del momento (Int1 (C(t)tdt)): Este denota la primera integración que se necesita para el cálculo del tiempo medio de residencia, descrita en la sección 4.1.2, por medio de la Ec.11. y la cual se obtuvo utilizando el método del trapecio, multiplicando 0,5 por la suma de dos de las celdas de la concentración por el tiempo (columna F), y a su vez multiplicándolo por los intervalos de tiempo (columna E), y en excel la función utilizada se muestra por medio de la Ec. 29 y los resultados fueron presentados en la columna G.

$$f(x) = \text{IF}(\text{ISNUMBER}(A_n); G_n + 0,5 * (F_n + F_{n-1}) * E_n; "") \quad \text{Ec.29}$$

- Integración del área de la curva del trazador (Int2 (C(t)dt): Este cálculo representa la integración del área bajo la curva del trazador, descrita en la sección 4.1.2 y por medio de la Ec.12, para el cálculo de esta integral, al igual que para la columna G, se utilizo el método del trapecio, multiplicando 0,5 por la suma de dos de las celdas de la tasa de concentración normalizada por los intervalos de tiempo (columna E). En excel la función se muestra por medio de la Ec. 30 y los resultados fueron presentados en la columna H.

$$f(x)=IF(ISNUMBER(A_n);H_n+0,5*(D_n+D_{n-1})*E_n;"")$$
Ec.30

- Capacidad de flujo (F): Estos valores son calculados a partir de la Ec. 20 de la sección 4.1.4 y se muestran en la columna I, para el cálculo en Excel, se dividió cada valor de la columna H entre la sumatoria total de los valores de esta columna, la cual se obtuvo en la última celda de la columna H, en excel la función utilizada se muestra por medio de la Ec. 31.

$$f(x) = H_n / \sum H_{total}$$
Ec.31

- Capacidad de almacenamiento (Phi): Estos valores son calculados a partir de la Ec. 21 en la sección 4.1.4 y se muestran en la columna J, para el cálculo en Excel, se obtuvo dividiendo cada valor de la columna G, entre la sumatoria total de los valores de esta columna, la cual se obtuvo en la última celda de la misma columna G, en excel la función utilizada se muestra en la Ec.

$$f(x)=G_n / \sum G_{total}$$
Ec.32

Una vez concluidos estos cálculos se procedió al cálculo del tiempo medio de residencia (t^*) y el volumen de poros (V_p), los cuales se muestran a la derecha de la hoja-4 (figura 18).

Para esto, se necesitaron los valores del numerador 1-2 (celda N4) y denominador 1-2 (celda N6).

- Numerador 1-2: Representa el valor de la sumatoria de la integral $\int_0^t C(t) dt$ el cual se ubico en la última celda de la columna G. En excel la función que se utilizo fue

$$f(x)=\sum G_{total}$$
Ec.33

- Denominador 1-2: Representan el valor de la sumatoria de la integral Int_2 (C.dt) el cual se ubico en la última celda de la columna H. En excel la función que se utilizo fue.

$$f(x)=HN_{\text{total}} \quad \text{Ec. 34}$$

Un ejemplo de esto se muestra en la figura 18, donde las filas 17-387 no aparecen debido a que representaban tiempo muerto.

Para los valores correspondientes al numerador 2-2 (celda O4) y denominador 2-2 (celda O6) se utilizaron los datos de a y b provenientes de la hoja-1, y que se muestran en las celdas N13 y N14, igualmente se utilizo el valor de t_b (celda N12) que es el ultimo valor de tiempo que se tiene en la columna A, y de esta forma poder aplicar las Ec. 16 y 17 en la sección 4.1.2,

- Numerador 2-2: En Excel la función que se utilizo para este cálculo fue

$$f(x)=(N14/((N13)^2))*EXP(-N13*N12)*(1+(N13*N12)) \quad \text{Ec.35}$$

- Denominador 2-2: En Excel la función que se utilizo para este cálculo fue

$$f(x)=((N14/N13)*EXP(-N13*N12)) \quad \text{Ec.36}$$

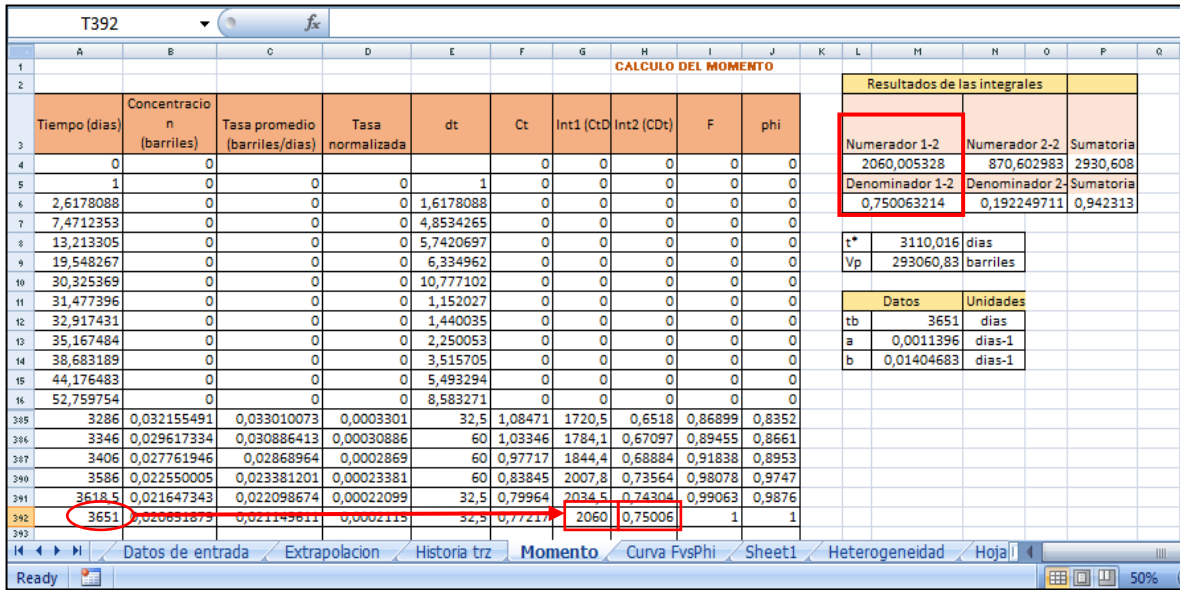


Figura 18. Resultado de las integrales Int1 (C(t)tdt) y Int2(C.dt). Modelo cuantitativo

Una vez obtenido estos valores se procedió a realizar la sumatoria de los numeradores 1-2 y 2-2 y denominadores 1-2 y 2-2, y sus resultados se muestran en las celdas P4 y P6.

Finalmente, la sumatoria de los numeradores 1-2 y 2-2 y denominadores 1-2 y 2-2 se dividieron y se obtuvo el tiempo medio de residencia (t^*), en Excel se utilizó la función $f(x)=P4/P6$, y el resultado es mostrado en la celda H8, mientras que el volumen de poros (V_p) Ec.19. Se obtiene de multiplicar el valor de tiempo medio de residencia (t^*) por la sumatoria de los denominadores 1-2 y 2-2 por el valor del volumen de trazador inyectado reportado en la celda G8 de la hoja-1, lo anterior escrito en excel se obtuvo la por medio de la función mostrada en la Ec. 37 y su resultado se muestra en la celda N9.

$$f(x)=PRODUCT(N8*Q6*"Datos de entrada"!G8) \quad \text{Ec. 37}$$

5.1.4 Hoja-5. Curva F-Phi.

Esta hoja se construyó para mostrar el gráfico de heterogeneidad que se obtuvo tomando los valores de capacidad de flujo (f) (columna I) y de capacidad de almacenamiento (Φ) (columna J) de la hoja-4 y utilizando el comando de Excel

“gráfico”, se procedió a colocar los valores de F en el eje Y y los de Phi en el eje X, para de esta manera obtener la curva de heterogeneidad, junto con una línea, que se obtuvo graficando los valores de 0-1 en el eje Y y en el eje X. Un ejemplo de esto se observa en la figura 19.

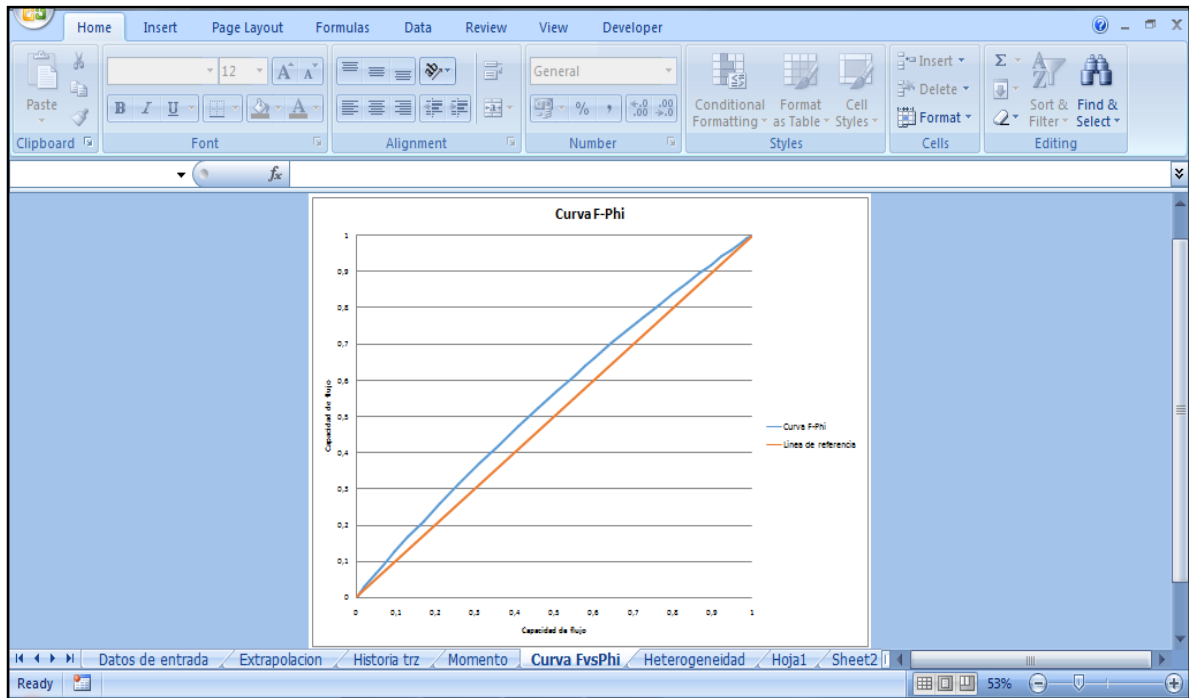


Figura 19. Curva F-Phi en el modelo cuantitativo.

5.1.5 Hoja-6. Heterogeneidad

Para los cálculos de esta sección se necesitaron los datos que se muestran en la figura 20, como son:

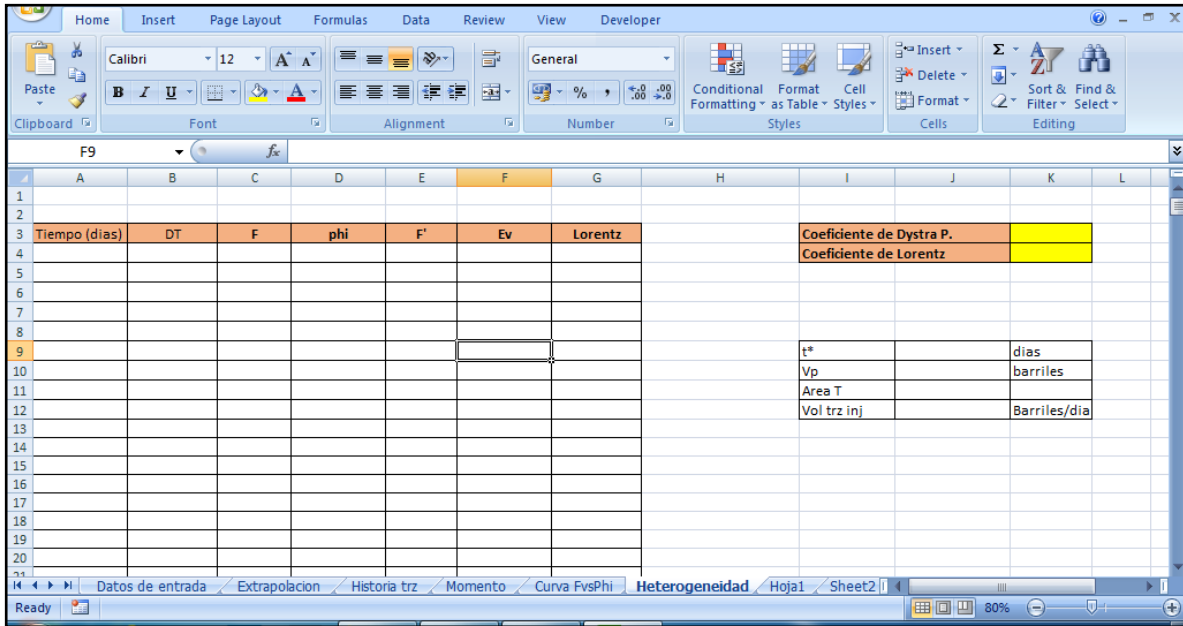


Figura 20. Hoja de heterogeneidad. Modelo cuantitativo

- El Tiempo: es el reportado en la columna A de la hoja-4.
- El intervalo del tiempo (dt): En la columna B, se obtiene de la misma manera que para la columna E en la hoja-4.
- Los valores de F y Phi obtenidos en las columnas I y J de la hoja-4, y se coloca en esta hoja en las columnas C y D.
- División de los intervalos de F y Phi (F'): Fue necesario para el cálculo de Dykstra-Parsons, (Ec.23, sección 4.1.5), y se obtuvo dividiendo los intervalos de la capacidad de flujo (F) (columna C) entre los intervalos de la capacidad de almacenamiento (Phi) (columna D). La función utilizada en excel se muestra en la Ec. 38 y sus resultados se muestran en la columna E.

$$f(x)=IF(D316<>"";((C317-C316)/(D317-D316));"")$$

Ec. 38

- Eficiencia de barrido (Ev): Estos valores se obtienen mediante la Ec. 25, sección 4.1.6 y se reportan en la columna F. Su valor total se obtuvo en la última celda de la columna F. La función utilizada en excel se muestra en la Ec. 39.

$$f(x)=((\$J\$12/\$J\$10)*B_n*(\$J\$11)*(1-C_n))+F_{n-1} \quad \text{Ec.39}$$

- Coeficiente de Dykstra-Parsons: Se seleccionan los valores Phi (columna D) más cercano a 0,5 y 0,841 y sus correspondiente valores de F' en la columna E; que son los valores que se utilizaron en la Ec. 23 de la sección 4.1.5. La función en excel que se utilizó se muestra en la Ec. 40 y el resultado se traslada a la celda K3.

$$f(x)=((E_{n-0,5}-E_{n-0,841})/E_{n-0,5}) \quad \text{Ec.40}$$

- Coeficiente de Lorentz: Este se obtuvo a partir de la columna G, donde se calculó el área de la curva F-Phi, utilizando la función en excel que se muestra en la Ec. 41, obteniendo el área total en la última celda de la columna G, finalmente en la celda K4 se procedió a aplicar la función mostrada en la Ec. 42. Se obtiene la diferencia de área que existe entre la curva F-Phi y la línea de referencia en la hoja-5.

$$f(x)=((C_n+C_{n-1})*((D_n-D_{n-1}))/2)+G_{n-1} \quad \text{Ec. 41}$$

$$f(x)=(G_n-0,5) \quad \text{Ec. 42}$$

5.2 Procedimiento experimental en el simulador.

Para la validación del modelo cuantitativo descrito anteriormente se hizo uso de la simulación numérica de yacimiento, utilizando el software comercial ECLIPSE 100 de la compañía Schlumberger.

Como el simulador es una herramienta computacional y todas las herramientas computacionales están escritas en un lenguaje de programación, la entrada de datos debe hacerse en el mismo lenguaje, por este motivo existe una serie de comandos o palabras claves llamadas “KEYWORDS” y con esta serie de comandos es que se construye un modelo de simulación. El modelo de simulación se desarrolla como archivo de texto y es leído como un archivo .DATA también conocido como “data file” en el cual toda la información del modelo tiene que ser especificada y se encuentra subdividido en 7 secciones, las cuales se describen a continuación.

5.2.1 Sección 1

5.2.1.1 RUNSPEC.

La sección RUNSPEC tiene dos propósitos principales. El primero es la asignación de la memoria para varias variables de la simulación, es decir, asignar o reservar el “tamaño” necesario en la memoria principal para las variables a usar en el modelo de simulación, estos componentes o variables incluyen: malla de simulación, pozos, numero de fases presentes. El segundo propósito es especificar las características básicas del modelo, es decir la fecha de comienzo de la simulación usando diferentes KEYWORDS.

Ejemplo de las principales KEYWORDS que se usa en RUNSPEC:

- RUNSPEC: nombre de la sección, siempre debe ir primero y en mayúsculas.
- TITLE (título): el cual define el nombre que se le va asignar al proyecto.
- DIMENS (dimensiones): establece las dimensiones del modelo, es decir, la cantidad de celdas que conforman el yacimiento.
- FIELD: establece las unidades a usar a lo largo de la simulación.

- OIL (petróleo), WATER (agua), GAS: establece las fases presentes en el modelo.
- WELLDIMS: se refiere a los pozos que estarán presentes a lo largo de la etapa de simulación.
- START (comienzo): indica la fecha de inicio de la simulación
- TRACER (trazadores): número de trazadores a utilizar. (ECLIPSE Manuals, 2015).

Un ejemplo de los KEYWORDS utilizados en RUNSPEC se muestra en la figura 21.

```

RUNSPEC  =====
TITLE
MV-TRACER
-- 3D heterogeneous study

DIMENS
 25  25  15  /

NONNC

OIL

WATER

GAS

DISGAS

FIELD
-- NOSIM
TABDIMS
 1  1  40  20  1  20  /

WELLDIMS
 30  15  2  30  /

START
 1 'JAN' 2016  /

TRACERS
0 4 0 0 DIFF 15  /

```

Figura 21. Principales KEYWORDS de la sección RUNSPEC.

5.2.2 Sección 2.

5.2.2.1 GRID

La sección GRID tiene como finalidad proveer al simulador de la información necesaria para el cálculo del volumen poroso y transmisibilidades en todas las direcciones, es aquí donde se define la estructura del modelo y toda la información referente a la porosidad y permeabilidad del yacimiento (Zeppieri, 1999).

Para colocar estos valores de forma tal que el simulador pueda utilizarlos fue necesario usar diferentes KEYWORDS en función de cada variable a introducir y de la geometría del mallado.

El simulador ECLIPSE soporta principalmente 3 tipos diferentes de mallados los cuales son:

- **BLOCK CENTERED:** Este tipo de geometría usa los KEYWORDS DX, DY, y DZ. Las celdas en este tipo de geometría son rectangulares, especies de cubos 3D como se muestra en la figura 21 (Zeppieri, 1999; Guevara, 2016).
- **CORNER POINT:** Este tipo de geometría usa los KEYWORD COOR y ZCORN, estas celdas pueden tener una mayor variedad de formas, las cuales facilitan el modelaje de estructuras complejas, como fallas inversas, pliegues, superficies erosivas y generalmente es mucho más voluminosa que una block centered (Guevara, 2016).
- **RADIAL:** Este tipo de geometría se usa generalmente para estudios de las cercanías del pozo y utilizan los KEYWORDS DR, DTHETA y DZ (ECLIPSE Manuals, 2015).

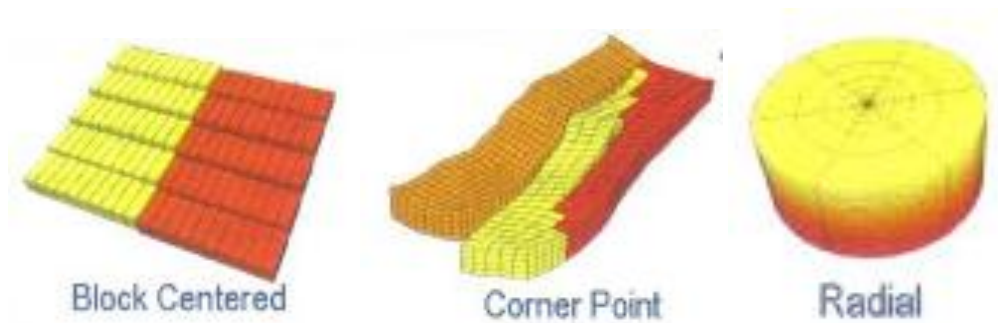


Figura 22. Tipos de mallas de la sección GRID. (ECLIPSE Manuals, 2015).

Luego de escoger el modelo o el tipo de grid, se procede a introducir propiedades como por ejemplo porosidad y permeabilidad para cada celda o un conjunto de ellas. Para definir las propiedades se usan KEYWORDS con argumentos como,

- PORO: Porosidad.
- PERMX: Permeabilidad en el eje X.
- PERMY: Permeabilidad en el eje Y
- PERMZ: Permeabilidad en el eje Z.

Un ejemplo de esto se puede apreciar en la figura 23.

```

GRID -----
INIT
--NOGGF

DX
9375*30 /
DY
9375*30 /
DZ
9375*10 /

PORO
9375*0.12 /

TOPS
625*9000.00 /

PERMX
9375*25 /

```

Figura 23. Principales KEYWORDS de la sección GRID.

5.2.3 Sección 3

5.2.3.1 PROPS.

El propósito fundamental de esta sección es disponer de una base de datos que contiene las propiedades de la roca y de los fluidos que dependan de la presión y de la saturación de fluidos (ECLIPSE Manuals, 2015). La información requerida fue:

Fluidos

- PVT de los fluidos
- Densidad/gravedad

Roca

- Permeabilidades relativas
- Presión capilar
- Compresibilidades

Para introducir la información para un modelo en ECLIPSE 100 existen diversos KEYWORDS estos son:

- GRAVITY: gravedad
- PVTO: presión, volumen y temperatura del petróleo
- PVDG: presión, volumen y densidad del gas
- PVTW: presión, volumen y temperatura del agua.

Un ejemplo de esto se puede apreciar en la figura 24.

```

PVT0
--      Rs      Ppub      Bo      Vo
      .0      14.7      1.0000    1.20 /
      .165     400.      1.0120    1.17 /
      .335     800.      1.0255    1.14 /
      .500    1200.      1.0380    1.11 /
      .665    1600.      1.0510    1.08 /
      .828    2000.      1.0630    1.06 /
      .985    2400.      1.0750    1.03 /
      1.130   2800.      1.0870    1.00 /
      1.270   3200.      1.0985     .98 /
      1.390   3600.      1.1100     .95 /
      1.500   4000.      1.1200     .94 /
      5000.      1.1189     .94 /
/
PVDG
--      Pg      Bg      Vg
      14.7    178.08    .0125
      400.     5.4777    .0130
      800.     2.7392    .0135
      1200.    1.8198    .0140
      1600.    1.3648    .0145
      2000.    1.0957    .0150
      2400.    0.9099    .0155
      2800.    0.7799    .0160
      3200.    0.6871    .0165
      3600.    0.6035    .0170
      4000.    0.5432    .0175 /
PVTW
--Depth Bw      Comp      Vw      Cv
      9000. 1.0034  1.0E-6  0.96  0.0 /

```

Figura 24. Principales KEYWORDS de la sección PROPS.

Con estos KEYWORDS se definen las propiedades de los fluidos en el modelo. Posteriormente, se uso el KEYWORDROCK para definir las propiedades de la roca. Con este KEYWORD se introducen los valores necesarios de la roca para que el simulador pueda trabajar, así como también el tipo de trazador con el que se va a trabajar, como se muestra en la figura 25.

```

PVTW
--Depth  Bw      Comp   Vw    Cv
 9000.  1.0034  1.0E-6  0.96  0.0 /

ROCK
--Ref    Comp
--Pres
 3600.  1.0E-6 /

DENSITY
-- Oil   Water  Gas
44.98  63.01  0.0702 /

TRACER
W1 'WAT' /
W2 'WAT' /
W3 'WAT' /
W4 'WAT' /
/

```

Figura 25. Principales KEYWORDS de la sección PROPS.

5.2.4 Sección 4

5.2.4.1 SOLUTION

Existen principalmente dos tipos de KEYWORDS en SOLUTION, los cuales son:

- EQUILIBRATION: las presiones y saturaciones iniciales son calculadas a partir de los datos ingresados en el KEYWORD EQUIL.
- ENUMERATION: cuando se usa el KEYWORD ENUMERATION, los KEYWORD variaran en función de las fases que se seleccionaron en la sección RUNSPEC. Algunas de ellas junto con la nomenclatura se puede ver en la figura 26 y su correspondiente uso en el archivo .DATA en la figura 27.

Phase Combination	Enumeration Keywords
OIL, GAS, DISGAS, WATER	PRESSURE, SWAT, SGAS, RS
OIL, GAS, DISGAS	PRESSURE, SGAS, RS
OIL, WATER	PRESSURE, SWAT
OIL, GAS	PRESSURE, SGAS
GAS, OIL, VAPOIL	PRESSURE, SGAS, RV
GAS, OIL, VAPOIL, WATER	PRESSURE, SGAS, SWAT, RV
GAS, WATER	PRESSURE, SGAS, SWAT
OIL, GAS, VAPOIL, WATER	PRESSURE, SGAS, SWAT, RV

Figura 26. Principales KEYWORDS que se usan en la sección SOLUTION.

Esta sección se utilizó para definir las condiciones iniciales de la simulación, es decir la definición del estado inicial de cada celda, para esto se establecieron las siguientes variables:

- Presión inicial y saturaciones de las fases
- Variación de las propiedades de los fluidos en función de la profundidad
- Condiciones iniciales del acuífero

```

SOLUTION =====
EQUIL
--Datum      Press      WOC      Pcwoc    GOC      Pcgoc
 9035.      4500.      9950.    0.0      8800.    0.0    1 /

PBVD
--Pb        Depth
 3500.     1000.
 3510.     10000. /

RPTRST
BASIC=4 /

-- OUTSOL
-- PRES SOIL SGAS SWAT ZMF KRG KRO KRW PSAT RS /

TVDPFW1
3000.0     0.0
10000.0    0.0 /

TVDPFW2
3000.0     0.0
10000.0    0.0 /

```

Figura 27. Principales KEYWORDS de la sección SOLUTION.

5.2.5 Sección 5

5.2.5.1 SUMMARY

Esta sección fue usada para indicarle al simulador las variables que debe escribir para posteriormente graficarlas en función del tiempo en ECLIPSE OFFICE (ECLIPSE Manuals, 2015). Alguna de estas variables utilizadas se muestran en la figura 28:

```

SUMMARY =====
FPR: Presión del yacimiento
FOPR: Tasa de producción de petróleo del yacimiento
FWIR: Tasa de inyección de agua del yacimiento
FOPT: Producción acumulada de petróleo del yacimiento
FWCT: Corte de agua del yacimiento
FOE: Factor de recobro del yacimiento
WOPR: Tasa de producción de petróleo de los pozos
WWCT: Corte de agua de los pozos
WBHP: Presión de fondo fluyente de los pozos
FWPR: Tasa de producción de agua
FGPR: Tasa de producción de gas
FTPRW1:Tasa de producción del trazador 1
FTPRW2:Tasa de producción del trazador 2
FTPRW3:Tasa de producción del trazador 3
FTPRW4:Tasa de producción del trazador 4
/

```

Figura 28. Principales KEYWORDS que se usan en la sección SUMMARY.

5.2.6 Sección 6

5.2.6.1 SCHEDULE

Esta sección se utilizó para especificar las medias de producción e inyección de todo el modelo. Esta sección reguló, el modelo a través del tiempo.

Con la sección SCHEDULE se especificó:

- Operaciones de pozos a ser simuladas
- Tiempo a ser simulado
- Cotejo histórico
- Predicción

Donde cada uno de esos KEYWORDS controlan una variable dependiente del tiempo. Es muy importante mencionar, que ésta es la única sección que tiene que terminar con un KEYWORD en específico, el KEYWORD END. Si se coloca alguna información después de este, el simulador lo tomara como un comentario y no se registra en la corrida (figura 29).

```
SCHEDULE -----
WELSPECS
--well specification data
'INJ_1' 'G' 1 1 9000 'WATER' /
'INJ_2' 'G' 1 25 9000 'WATER' /
'INJ_3' 'G' 25 1 9000 'WATER' /
'INJ_4' 'G' 25 25 9000 'WATER' /
'PROD1' 'G' 13 13 9000 'OIL' /
/

WTRACER
'INJ_1' 'w1' 1.0 /
'INJ_2' 'w2' 1.0 /
'INJ_3' 'w3' 1.0 /
'INJ_4' 'w4' 1.0 /
/

WTRACER
'INJ_1' 'w1' 0 /
'INJ_2' 'w2' 0 /
'INJ_3' 'w3' 0 /
'INJ_4' 'w4' 0 /
/

TSTEP
10*365 /

END
```

Figura 29. Principales KEYWORDS que se usan en la sección SCHEDULE.

5.3 Descripción de las interfaces del simulador y herramientas de visualización.

Al iniciar “Schlumberger Simulation Launcher” se muestra la pantalla presente en la figura 30, la cual muestra una lista de todas las herramientas disponibles.

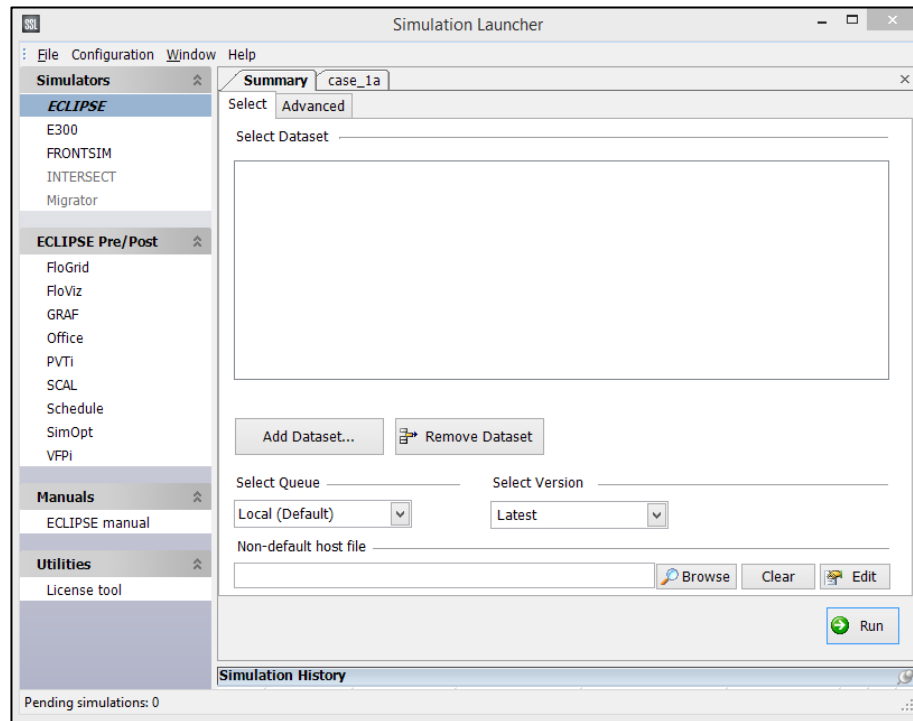


Figura 30. Pantalla de inicio del Simulador ECLIPSE.

Se hizo énfasis en explicar ECLIPSE que es el simulador numérico utilizado y las herramientas de visualización grafica y 3D (Office y Floviz). A continuación se describirán cada uno de los atributos.

5.3.1 ECLIPSE

Es el simulador black oil (Petróleo negro), con éste se correrán los modelos creados mediante el archivo .DATA, lo primero fue hacer click al botón Add Data set, para que apareciera una ventana similar a la que se presenta en la figura 31, allí se seleccionaron los datos que se van a correr y finalmente se hizo click en el botón Run.

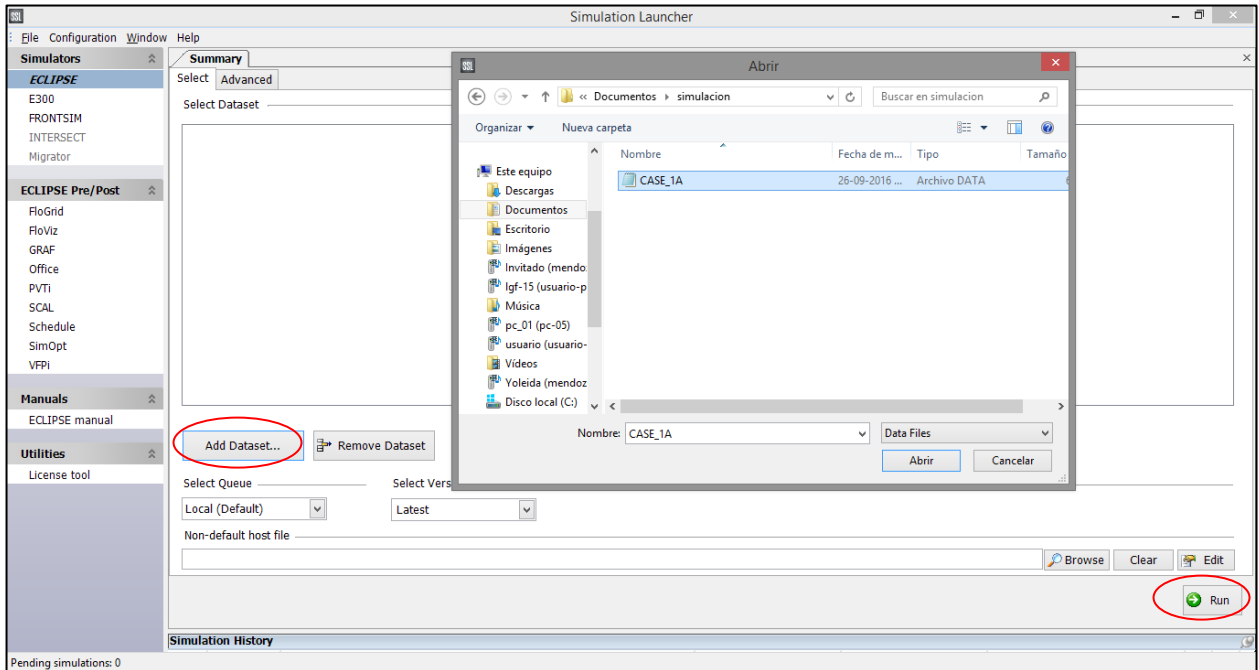


Figura 31. Selección de la data en el simulador.

Una vez realizado el paso anterior se comenzó a correr la simulación, y apareció una ventana como la que se muestra en la figura 32, al finalizar la simulación se obtuvo un mensaje “RUN SUMMARIES COMPLETE” el cual indica si la simulación fue satisfactoria o no.

```

C:\Windows\System32\cmd.exe
Summary file CASE_1A.S0002 opened
Summary file CASE_1A.S0003 opened
Summary file CASE_1A.S0004 opened
Summary file CASE_1A.S0005 opened
Summary file CASE_1A.S0006 opened
Summary file CASE_1A.S0007 opened
Summary file CASE_1A.S0008 opened
Summary file CASE_1A.S0009 opened
Summary file CASE_1A.S0010 opened
Summary file CASE_1A.S0011 opened
421 vectors loaded
RUN SUMMARIES COMPLETE
Message Starting HDF conversion ...
I:\simulacion
Converting case: CASE_1A
Time to read first data (sec): 0.772
Time to convert to convert_CASE_1A_20160929151317000\CASE_1A.h5 (sec): 0.153
Moving converted file...
Time to move convert_CASE_1A_20160929151317000\CASE_1A.h5 to I:\simulacion\CASE_1A.h5 (sec): 0.149
Total time to convert CASE_1A (sec): 1.075
Total conversion time CASE_1A.DATA (sec): 1.88
Message HDF conversion completed successfully.

I:\simulacion>
I:\simulacion>

```

Figura 32. Lectura del archivo .DATA

5.3.2 FLOVIZ

Es el visualizador 3D de los resultados, permitió observar los resultados de forma 3D, y conocer propiedades como volumen de poros, y eficiencia de barrido, así como visualizar el desplazamiento de los trazadores dentro del yacimiento.

Para usarlo se selecciono Floviz, y al hacer click en Browse apareció una ventana similar a la que se encuentra en la figura 33, donde se seleccionó la carpeta donde se encuentran los datos que serán leídos por Floviz. Luego se hace click en Run.

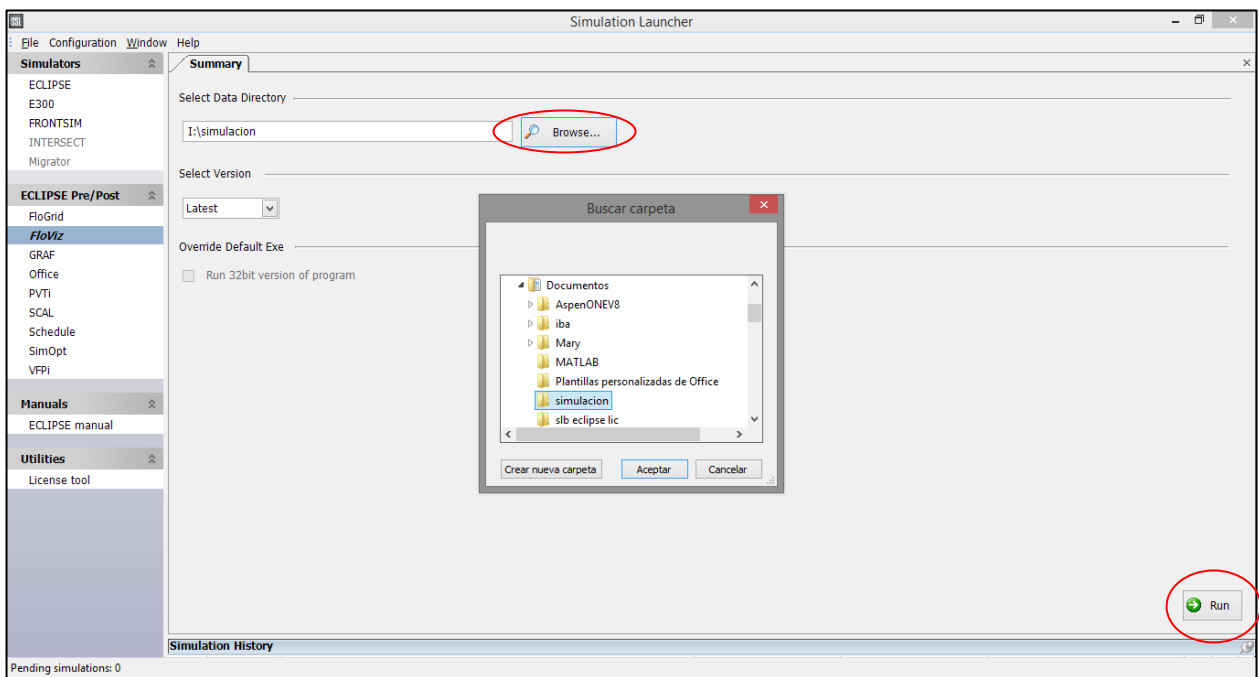


Figura 33. Procedimiento para la selección del archivo de Floviz.

De esta manera, aparece una ventana como se muestra en la figura 34. En la que se tuvo que seleccionar la opción File, Open y ECLIPSE, y se ubico el modelo de simulación a correr.

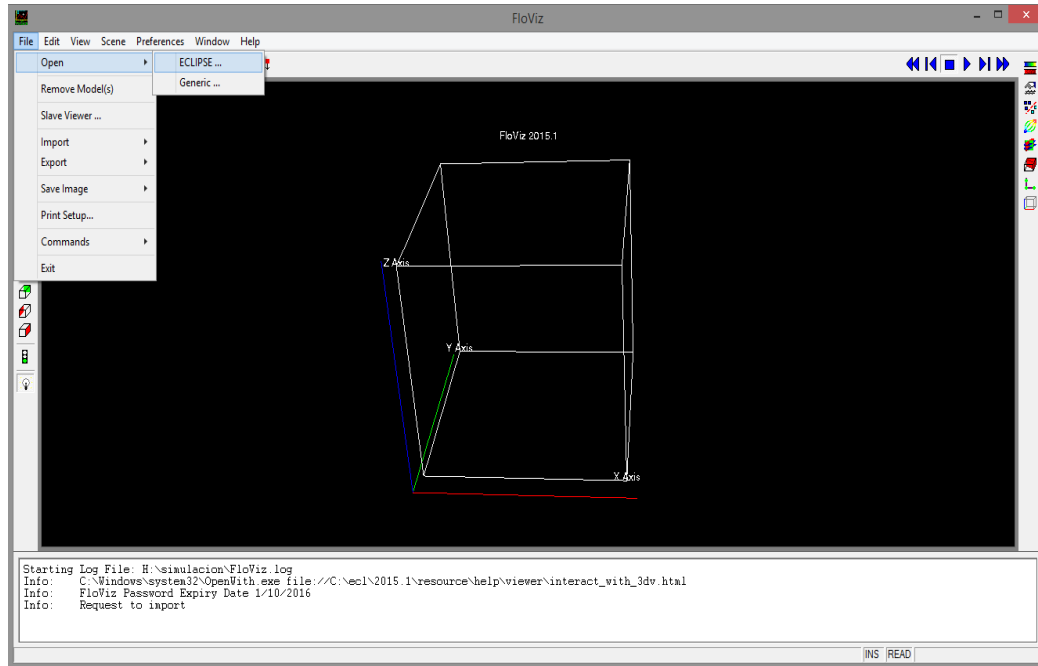


Figura 34. Ventana principal de Floviz.

Un ejemplo de lo obtenido se muestra en la figura 35.

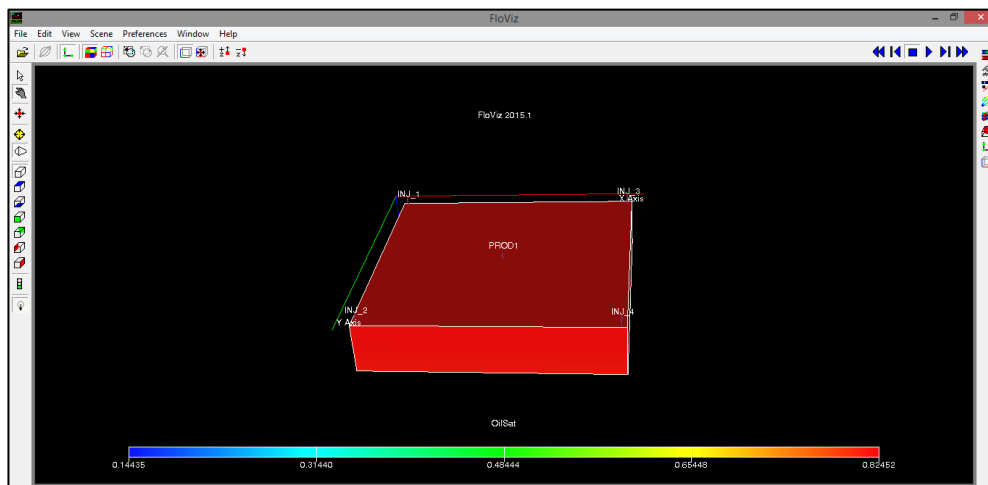


Figura 35. Visualización 3D de yacimiento.

5.3.3 OFFICE

Este programa permite manejar la información de la simulación, generar gráficos de producción, inyección, así como obtener los valores de tiempo y concentración de los trazadores y la visualización 2D de los resultados. Al igual que en el caso anterior al hacer click en office, se selecciona la carpeta donde se encuentra el archivo para que sea leído por este programa y al hacer click en Run, se muestra una ventana similar a la de la figura 36.

Al hacer click en el botón identificado como RESULT, seguido por file, SUMMARY, load All Vectors se selecciona el archivo que será leído por office y se obtiene la gráfica de producción del trazador.

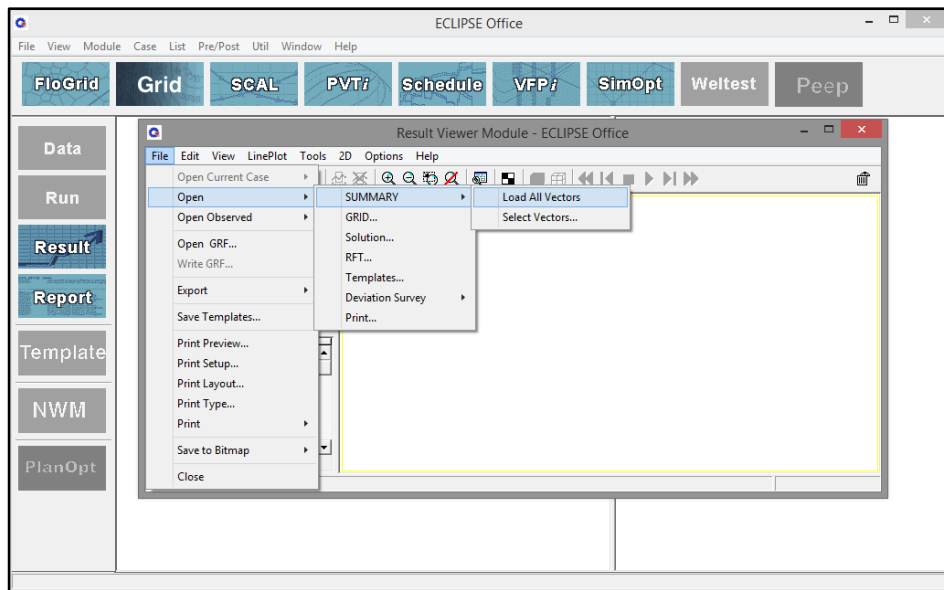


Figura 36. Selección de la información en OFFICE.

Una vez hecho esto, se da click al único botón activo en la parte izquierda de las herramientas llamado user (usuario) y se abre una ventana, en la que se seleccionan las variables X e Y, a ser graficadas por el programa, una vez escogidas las variables se hace click en Add to list (añadir a la lista), seguido de Ok, y automáticamente se

genera la gráfica con las variables que previamente se seleccionaron. Un ejemplo se encuentra en las figura 37 y 38.

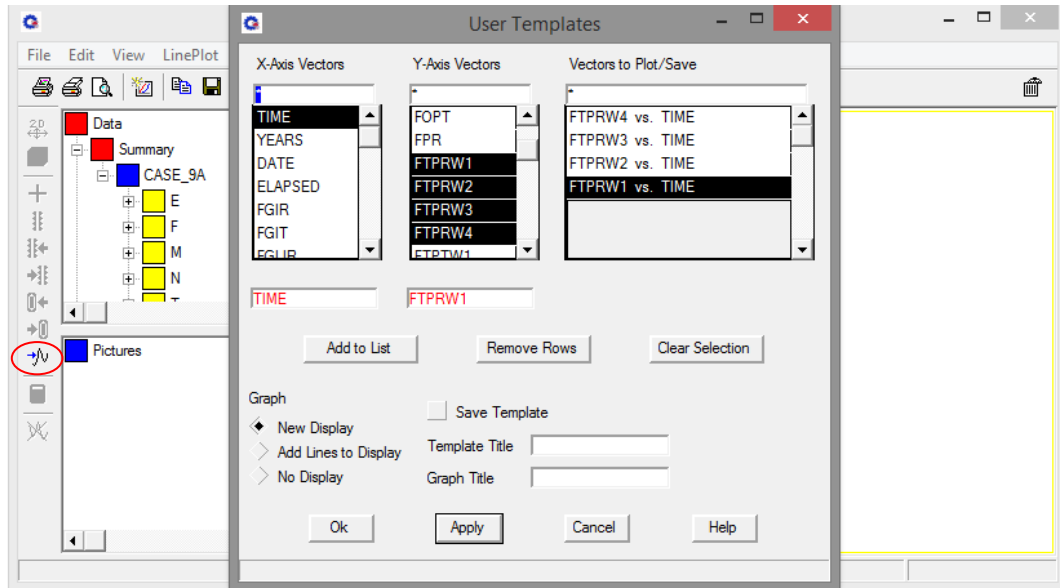


Figura 37. Selección de las variables a graficar en OFFICE.

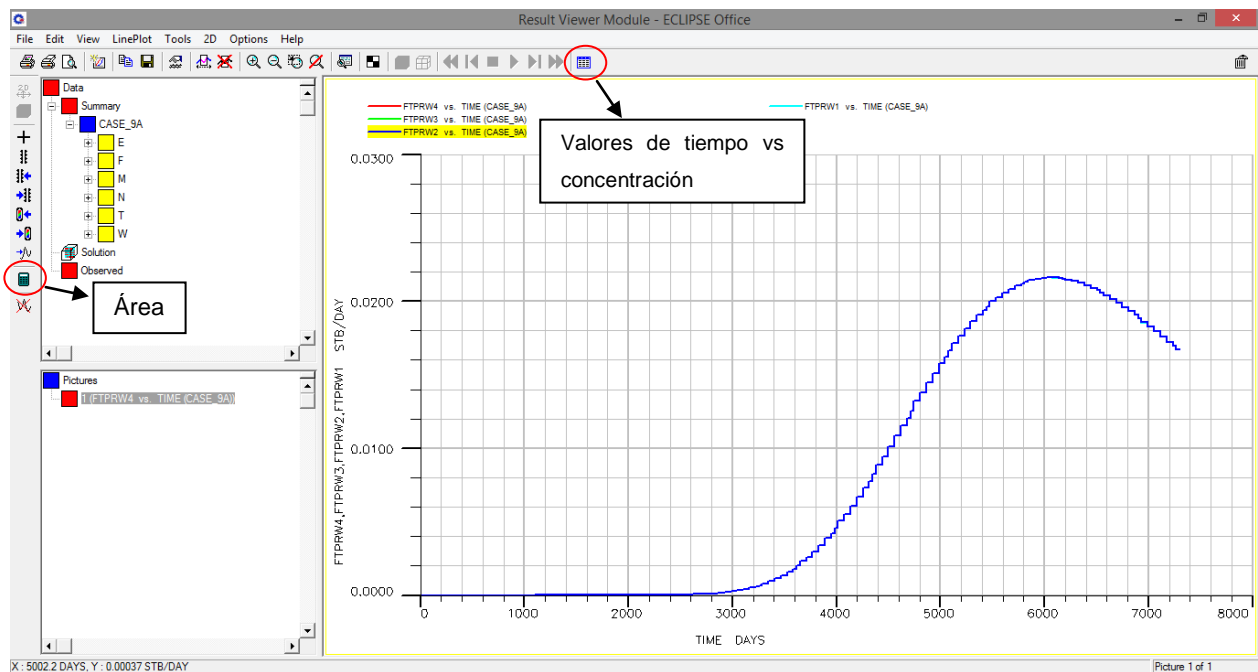


Figura 38. Ejemplo de una curva gráfica en OFFICE.

6. Características de los modelos de simulación.

Con el uso de ECLIPSE 100 de la empresa Schlumberger, se realizó la simulación usando un modelo de coordenadas cartesianas, en el cual se simuló la inyección de trazadores en yacimientos con distintas características y así; generar la curva de respuesta del trazador que luego fue usada como dato de entrada en el modelo cuantitativo construido en Excel 2013 descrito anteriormente.

6.1 Descripción del modelo de simulación

Para realizar esta evaluación fue construido un modelo de yacimiento teórico con 9375 celdas (figura 39) y con las características mostradas en la tabla 1.

Tabla 1. Características del modelo de simulación.

Dimensiones	25 x 25 x 15
Número de capas	15
Número de Celdas:	9375
Profundidad (pies)	9000
Espesor (pies)	150
Temperatura (F)	250
Presión inicial (psi)	4500
Gravedad API	40
Saturación de agua (Sw)	17%
Saturación de petróleo (So)	83%
Saturación de gas (Sg)	0%
Buzamiento	0

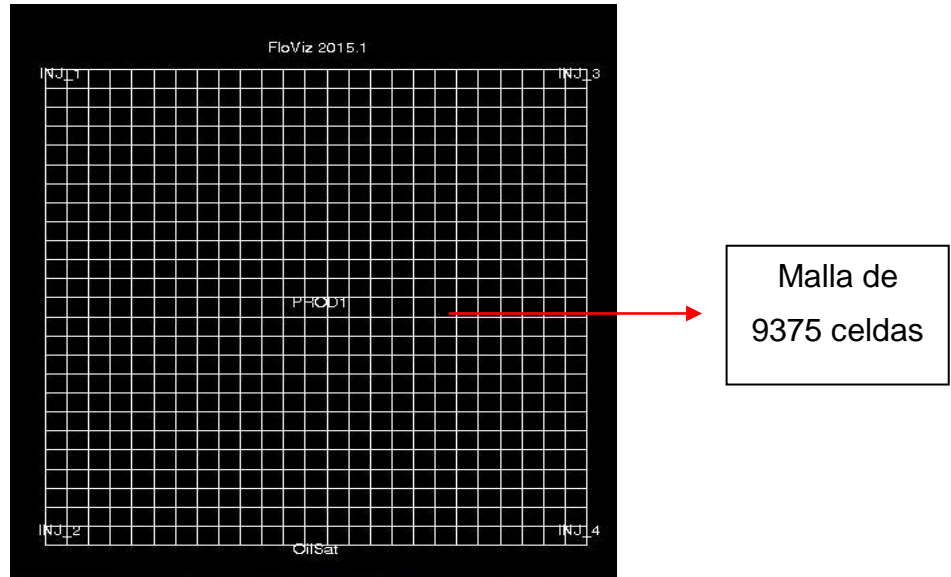


Figura 39. Malla utilizada en la simulación.

6.1.1 Esquema de producción/inyección

Para todos los casos se simuló un proceso de inyección de agua siguiendo un arreglo de 5 pozos (1 productor y 4 inyectores) como se muestra en la figura 40. Cada pozo inyector inyecta a una tasa 100 barriles/días y se simuló el proceso para una duración de 3650 días (10 años).

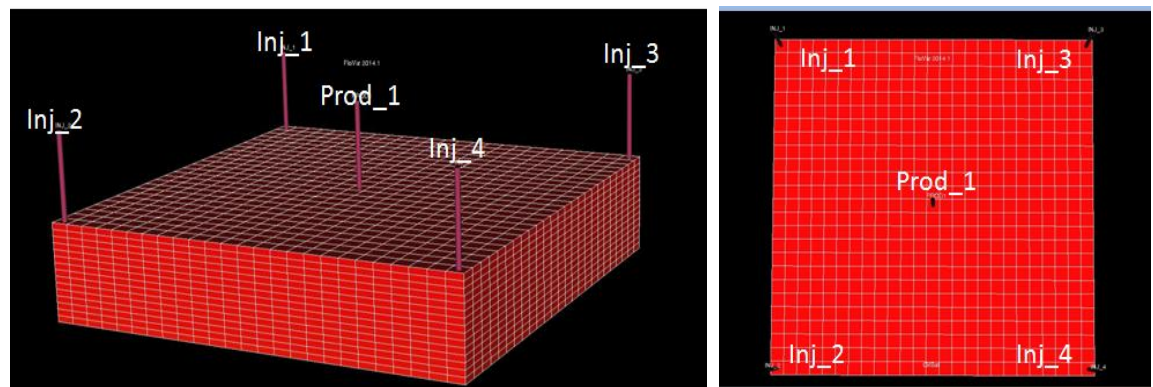


Figura 40. Arreglo de los pozos inyectores y productores.

6.1.2 Inyección de trazadores

En cada pozo inyector fue introducido un trazador conservativo acuoso, con una partición de cero, como se muestra en la tabla 2:

Tabla 2. Descripción de los trazadores utilizados.

Pozo	Trazador	Tipo de trazador	Tasa de inyección (Barriles)
Inj-1	W1	Conservativo	100
Inj-2	W2	Conservativo	100
Inj-3	W3	Conservativo	100
Inj-4	W4	Conservativo	100

Todos los trazadores fueron inyectados simultáneamente al comienzo de la inyección de agua y se hace seguimiento de su trayectoria durante la simulación.

6.1.3 Casos de simulación

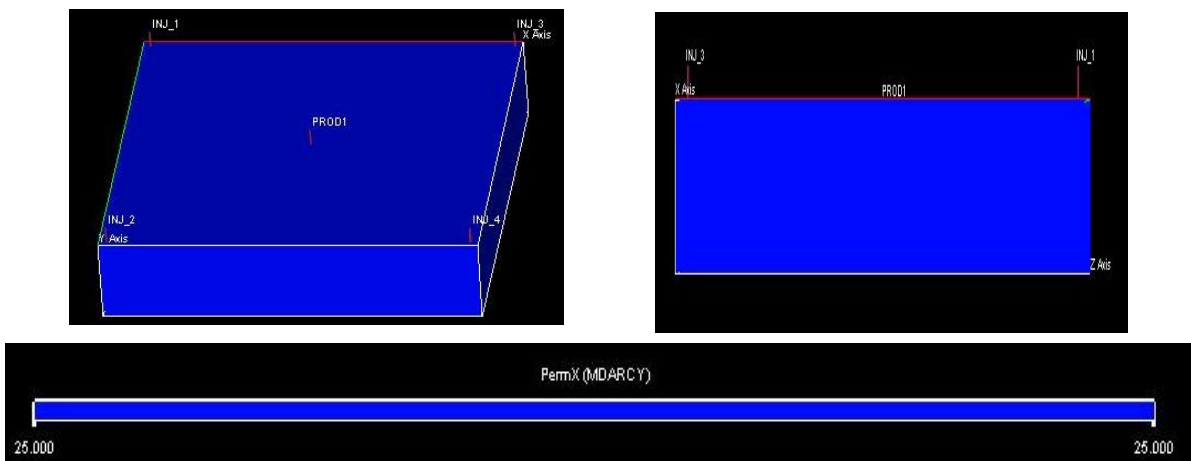
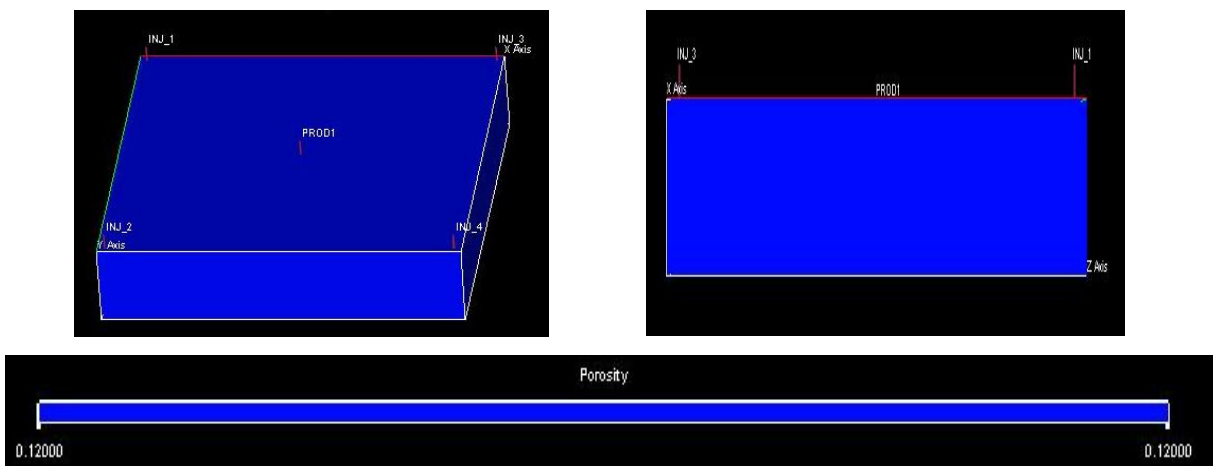
Para evaluar el comportamiento del trazador, fueron generados once (10) casos como se mencionan a continuación:

- Homogéneo (1)
- Variaciones verticales:
 - Estratificados (3)
 - Super-K (2)
- Variaciones areales:
 - Heterogéneos (3)
 - Dirección preferencial de flujo (1)

6.2 Descripción de los casos de simulación.

6.2.1 Caso homogéneo

En esta primera simulación se utilizó un valor de porosidad constante de 12% y una permeabilidad de 25 md. Este caso representa un yacimiento perfectamente homogéneo tanto areal como verticalmente, como se puede observar en las figuras 41 y 42.



6.2.2 Variaciones verticales.

6.2.2.1 Casos estratificados.

Para representar un yacimiento estratificado, el modelo fue dividido en tres estratos de igual espesor con una porosidad de 12%, pero distintas permeabilidades. Para cuantificar el impacto del contraste de permeabilidad se generaron tres casos como se muestra a continuación:

- Estratificado 1.
 - Capa superior K=25 md
 - Capa media K=50 md
 - Capa inferior K=100 md

En la figura 43 se puede observar la distribución de permeabilidades desde 25 a 100 md obtenida del simulador.

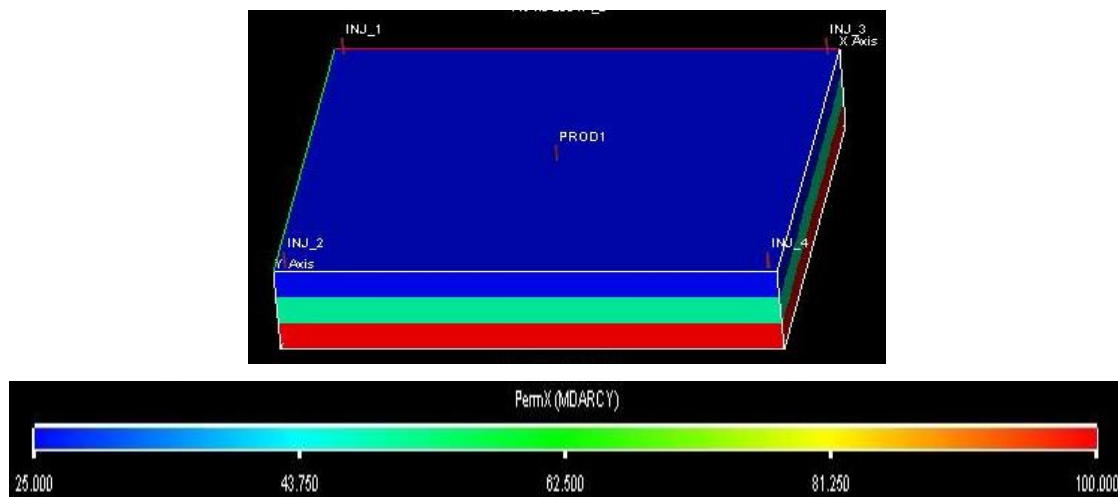


Figura 43. Distribución de permeabilidad. Caso estratificado 1.

- Estratificado 2.
 - Capa superior K=25 md
 - Capa media K=75 md
 - Capa inferior K=220 md

En la figura 44 se puede observar la distribución de permeabilidades del simulador.

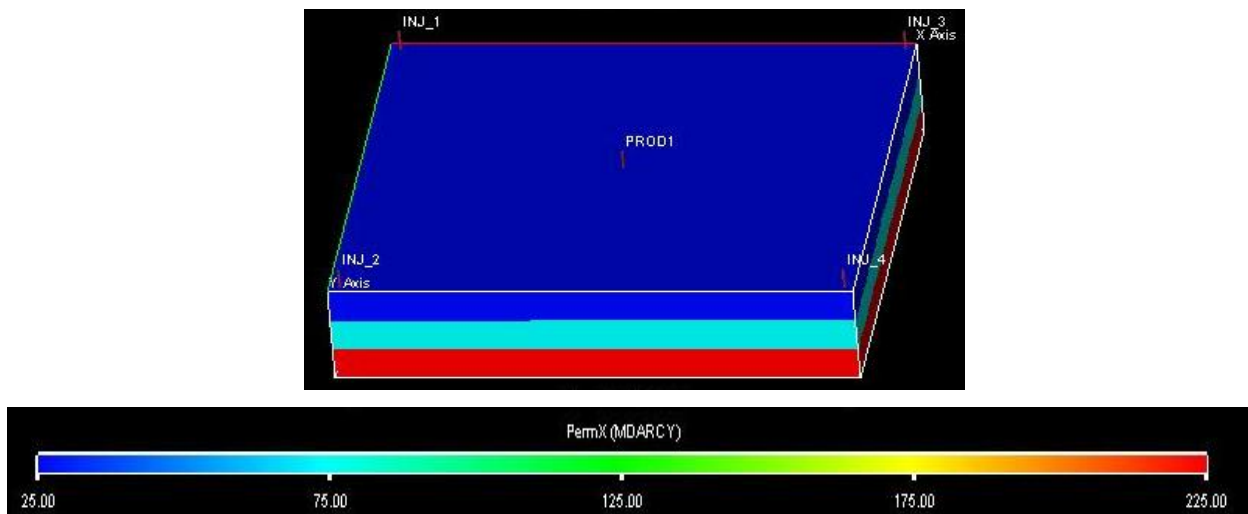


Figura 44. Distribución de la permeabilidad. Caso estratificado 2.

- Estratificado 3.
 - Estrato superior K=25 md
 - Estrato media K=100 md
 - Estrato inferior K=400 md

En la figura 45 se puede observar la distribución de permeabilidades del simulador.

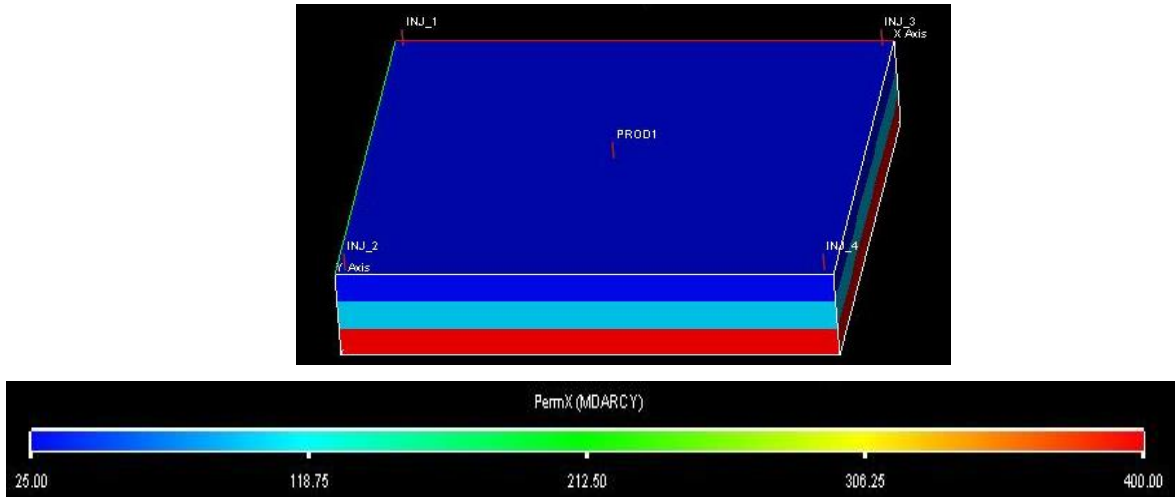


Figura 45. Distribución de la permeabilidad. Caso Estratificado 3.

6.2.2.2 Casos super-K.

En esta sección se buscan cuantificar el impacto del contraste de permeabilidad en la respuesta del trazador. Por tanto se generaron dos casos, agregando una y dos capas de alta permeabilidad ($K=500\text{md}$), los cuales se describen a continuación.

- Caso Super-K - 1.

Se realiza la simulación donde el yacimiento cuenta con una capa con permeabilidad de $K=500\text{ md}$.

- Capas 1-7 con una $K=25\text{ md}$
- Capas 8 con una $K=500\text{ md}$
- Capas 9-15 con una $K=25\text{ md}$

En la figura 46 se puede observar la distribución de permeabilidades del simulador.

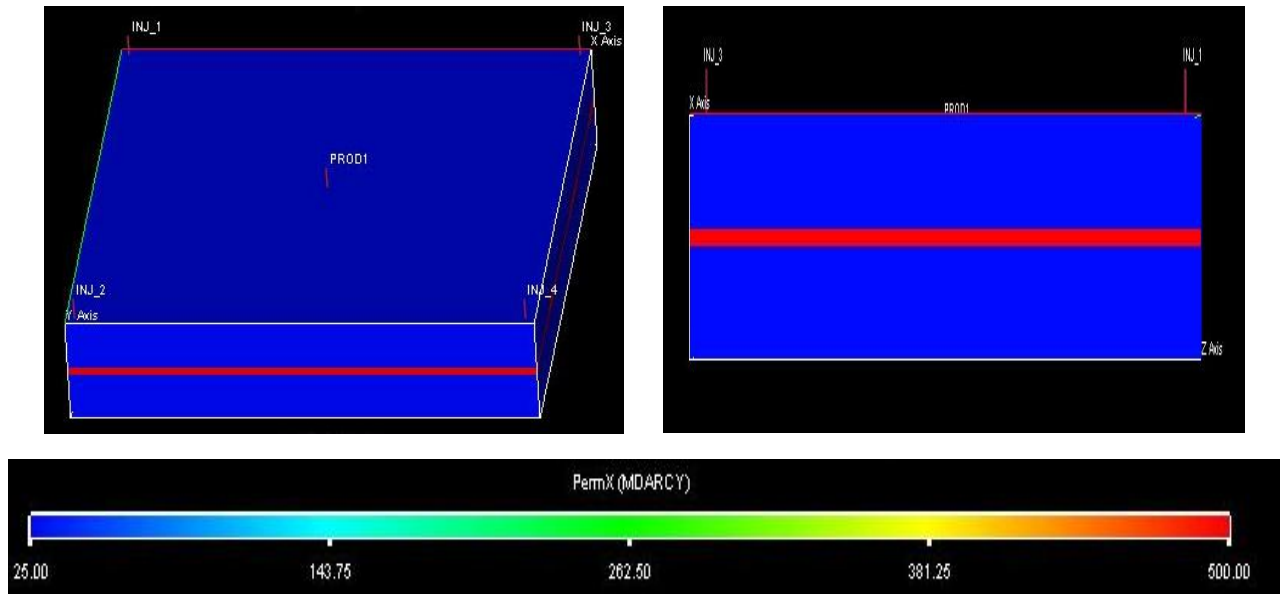


Figura 46. Distribución de permeabilidad. Caso super-K 1.

- Caso super-K – 2

Para este segundo caso, el yacimiento cuenta con dos capas con permeabilidad de $K=500$

- Capas 1-7 con una $K=25$ md
- Capa 8 con una $K= 500$ md
- Capas 9-14 con una $K=25$ md
- Capa 15 con una $K=500$ md

En la figura 47 se puede observar la distribución de permeabilidades obtenidas del simulador.

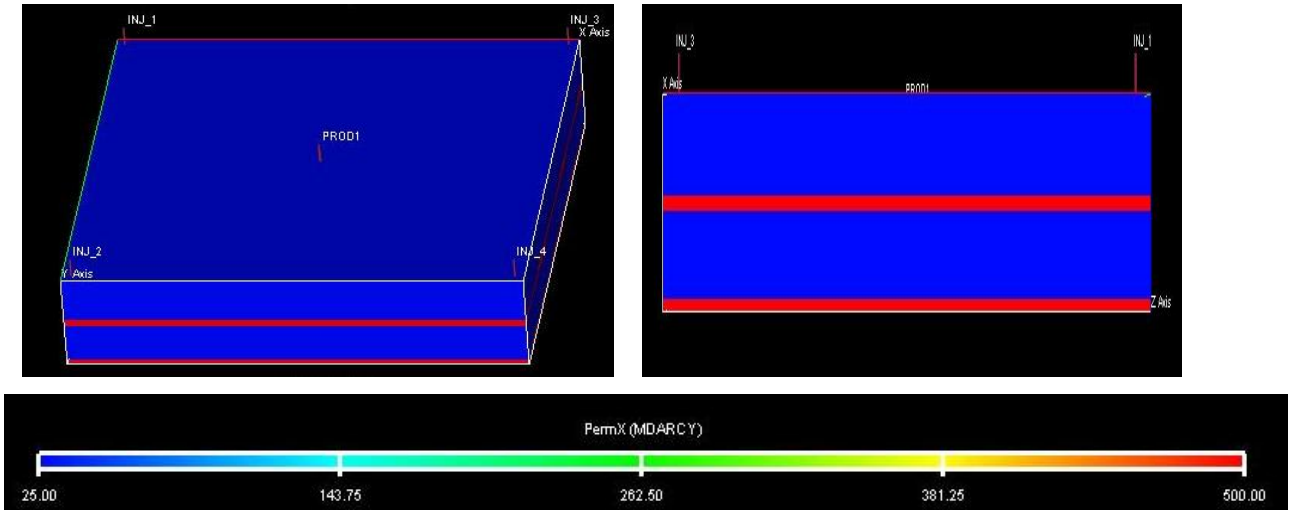


Figura 47. Distribución de permeabilidad. Caso super-K 2.

6.2.2.3 Casos heterogéneos.

En este caso cada celda (9375) tiene una porosidad y una permeabilidad diferente. La porosidad fue generada de forma aleatoria siguiendo una función de probabilidad normal. Para la generación de los valores aleatorios se utilizó Microsoft Excel 2013, en el que 9375 valores de porosidad fueron generados siguiendo una distribución normal, con media de 0,12 y desviación estándar de 10%, 25% y 45%. Una vez establecidos los intervalos de variaciones y el valor nominal y con ello calculado los valores de porosidad, se procedió al cálculo de la permeabilidad, en la cual se utilizó la metodología de las “Unidades Globales de Flujo” para estimar la relación entre porosidad y permeabilidad. Esta correlación permitió estimar los valores de permeabilidad a partir de la porosidad previamente calculada, para ello se utilizó la siguiente ecuación,

$$K = \phi \left(\frac{(FZI)_x \left(\frac{\phi}{1-\phi} \right)}{0.0314} \right)^2$$

Ec.43

Donde:

K=Permeabilidad

ϕ = porosidad

FZI= Indicador de zona de flujo

Existen varias ecuaciones que correlacionan la porosidad y la permeabilidad, pero esta fue utilizada debido a que involucra tres parámetros que dependen directamente de estas dos variables, el índice de calidad de la roca (RQI), el indicador de zona de flujo (FZI), y el índice de porosidad normalizada (ϕ_z).

Amaefule *et al.*(1988) propusieron una técnica práctica para identificar y caracterizar unidades de flujo dentro de unidades o facies geológicas de yacimientos. En la técnica se definen tres conceptos petrofísicos básicos: índice de calidad del yacimiento (RQI), índice de porosidad normalizada (ϕ_z) e indicador de zona de flujo (FZI).

- Índice de calidad del yacimiento (RQI): indica con que facilidad y en que cantidad un fluido es recuperado de una unidad geológica. Cuando se tienen rocas relativamente homogéneas, con buenas capacidades de almacenamiento y de flujo, normalmente se garantiza que la calidad de ellas es excelente (Meza, 2013).

El índice de calidad del yacimiento (RQI) relaciona la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta con la siguiente ecuación:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k_a}{\phi_e}}$$

Ec. 44

- Indicador de zona de flujo (FZI): el indicador de zona de flujo es un valor único que depende de las características de flujo de una roca. Incorpora variables geológicas y petrofísicas que controlan el flujo de fluidos en una zona del

yacimiento, por lo que este parámetro representa las zonas de flujo existentes en un yacimiento (Amaefule *et. al.*, 1988), y viene dado por la siguiente ecuación.

$$FZI = \frac{RQI}{\Phi_z} = \frac{0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\left(\frac{\phi}{1-\phi}\right)}$$

Ec. 45

- El índice de porosidad normalizada: representa la relación del volumen de poros y el volumen de sólidos, donde ϕ_z es índice de porosidad normalizada expresada en fracción y ϕ_e es la porosidad efectiva expresada en fracción (Amaefule *et. al.*, 1988; Ortiz, 2013).

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e}$$

Ec.46

La descripción de los tres casos heterogéneos se hará a continuación.

- Caso heterogéneo 1.

Para generar los valores de porosidad del yacimiento se utilizó una distribución normal con media de 0,12 y un intervalo de valores de 10% por encima y por debajo del valor central, dando como resultado una desviación estándar de 0,012. En la figura 48 se observa la distribución normal para el primer caso heterogéneo y la porosidad y permeabilidad en las figura 49 y figura 50 respectivamente.

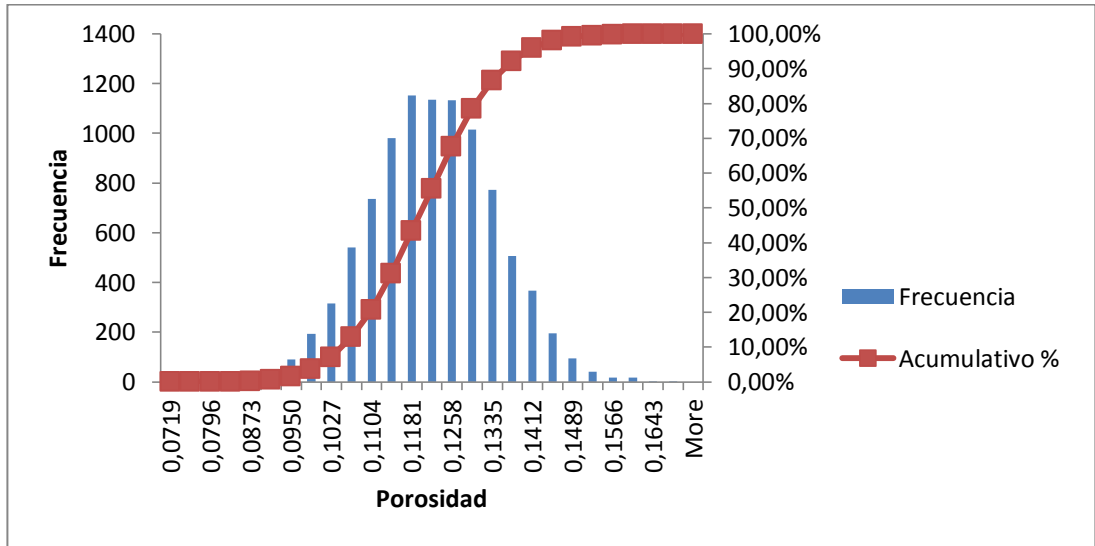


Figura 48. Histograma. Caso heterogéneo 1.

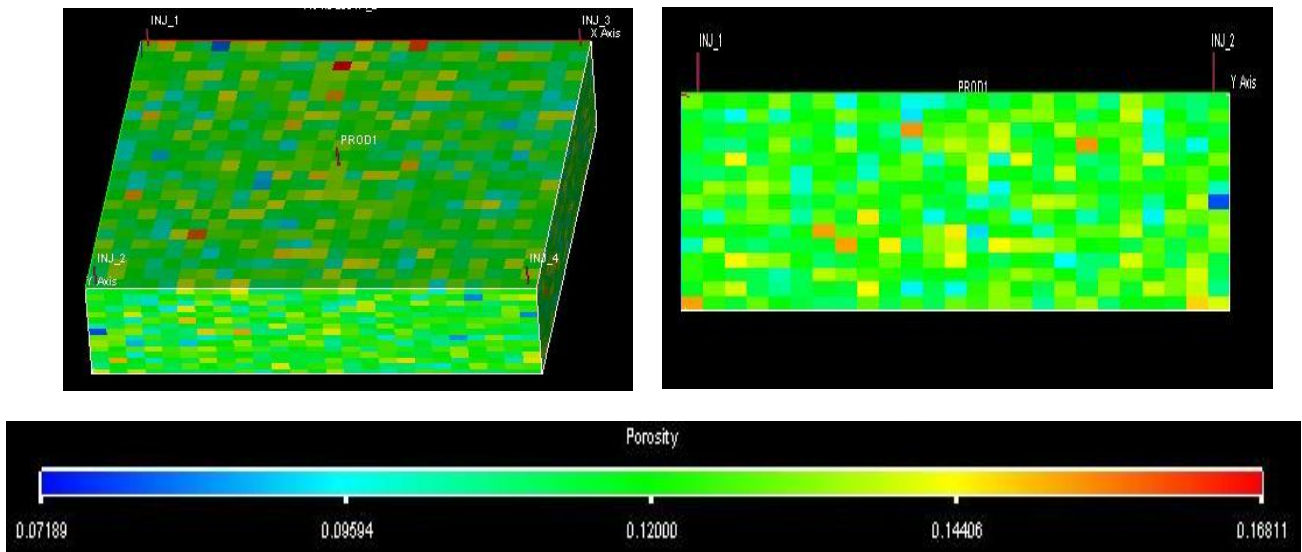


Figura 49. Distribución de porosidad. Caso heterogéneo 1.

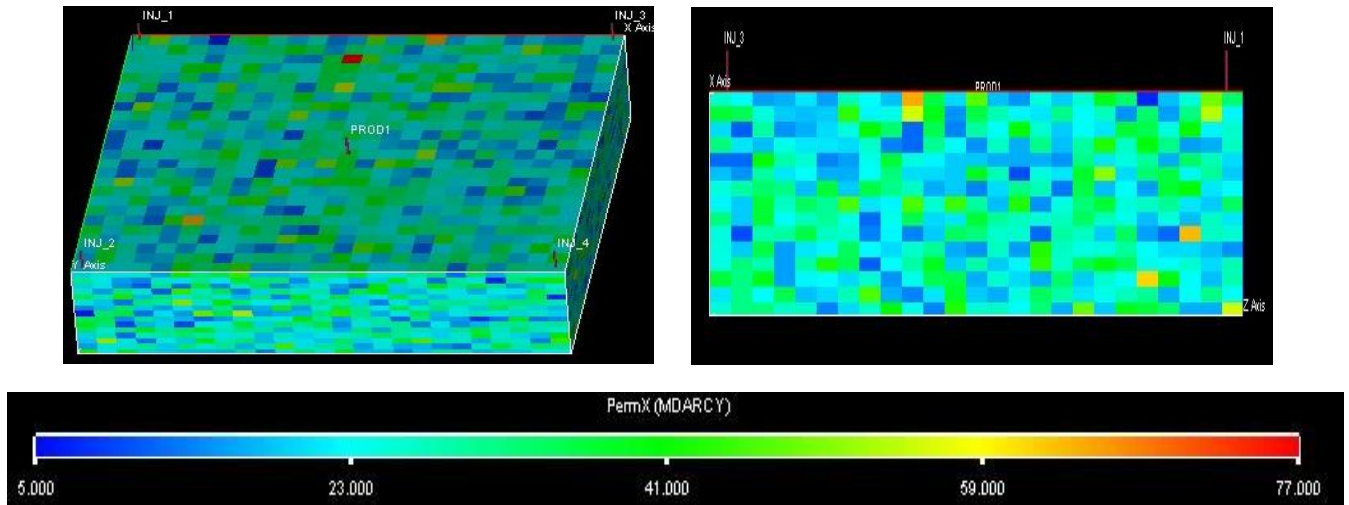


Figura 50. Distribución de permeabilidad. Caso Heterogéneo 1.

- Caso heterogéneo 2

Para generar los valores de porosidad se utilizó una distribución normal con media de 0,12 y valores de 25% por encima y por debajo del valor central, dando como resultado una desviación estándar de 0,03. En la figura 51 se observa la distribución normal para este segundo caso heterogéneo y la porosidad y permeabilidad en las figura 52 y figura 53 respectivamente.

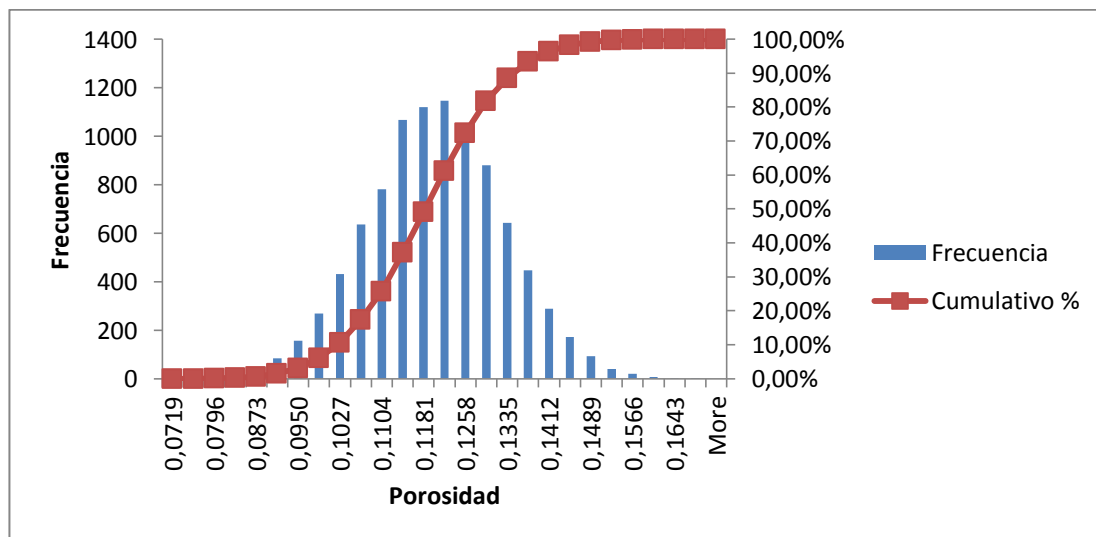


Figura 51. Histograma. Caso heterogéneo 2.

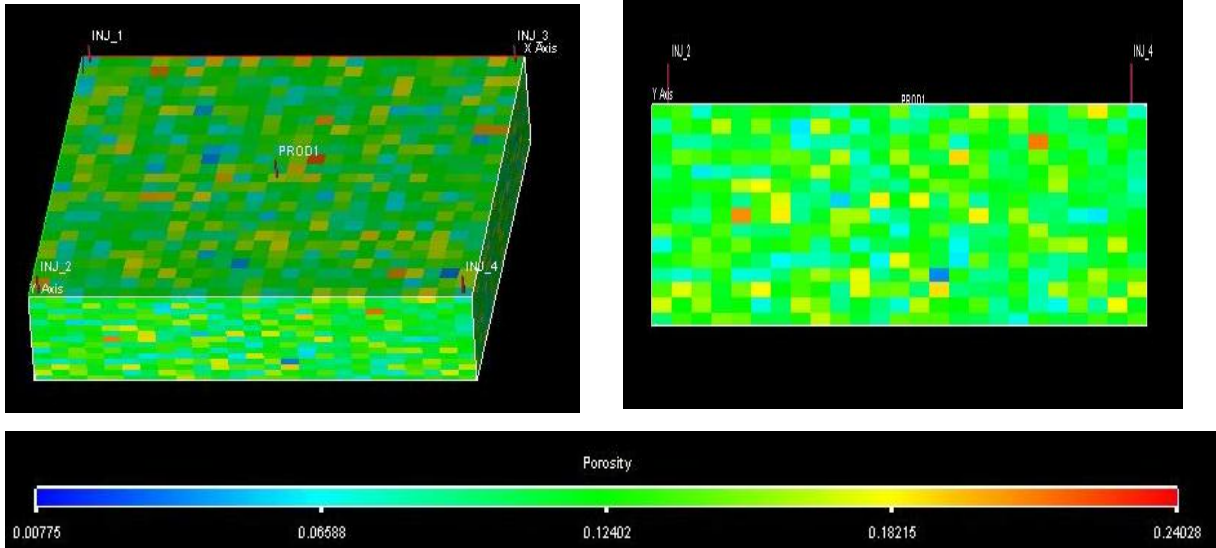


Figura 52. Distribución de porosidad. Caso heterogéneo 2.

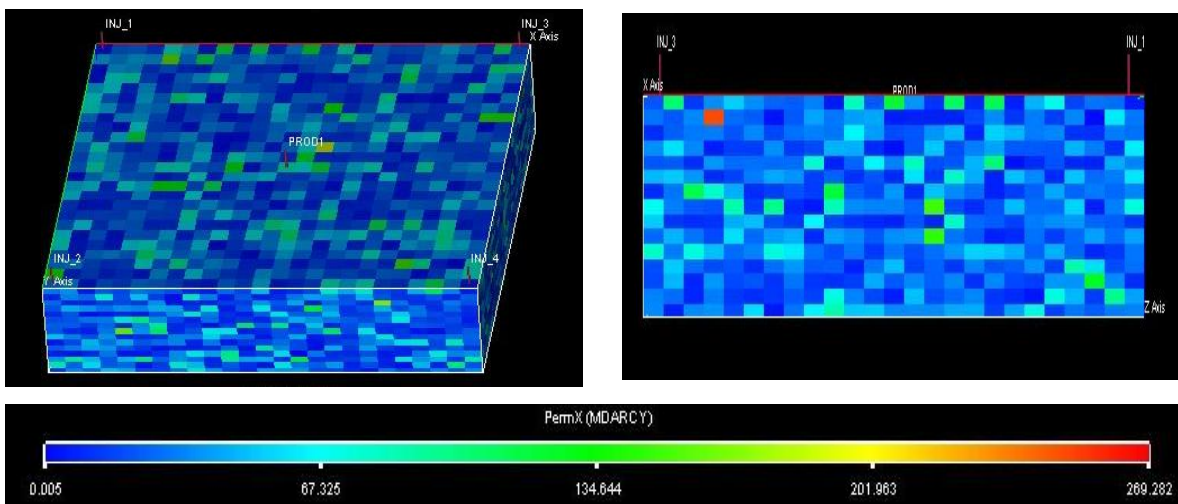


Figura 53. Distribución de permeabilidad. Caso heterogéneo 2.

- Caso heterogéneo 3.

Para generar los valores de porosidad se utilizó una distribución normal con media de 0,12 y un intervalo de valores de 45% por encima y por debajo del valor central, dando como resultado una desviación estándar de 0,054. En la figura 54 se observa la distribución normal para este tercer caso heterogéneo y la porosidad y permeabilidad en las figura 55 y figura 56 respectivamente.

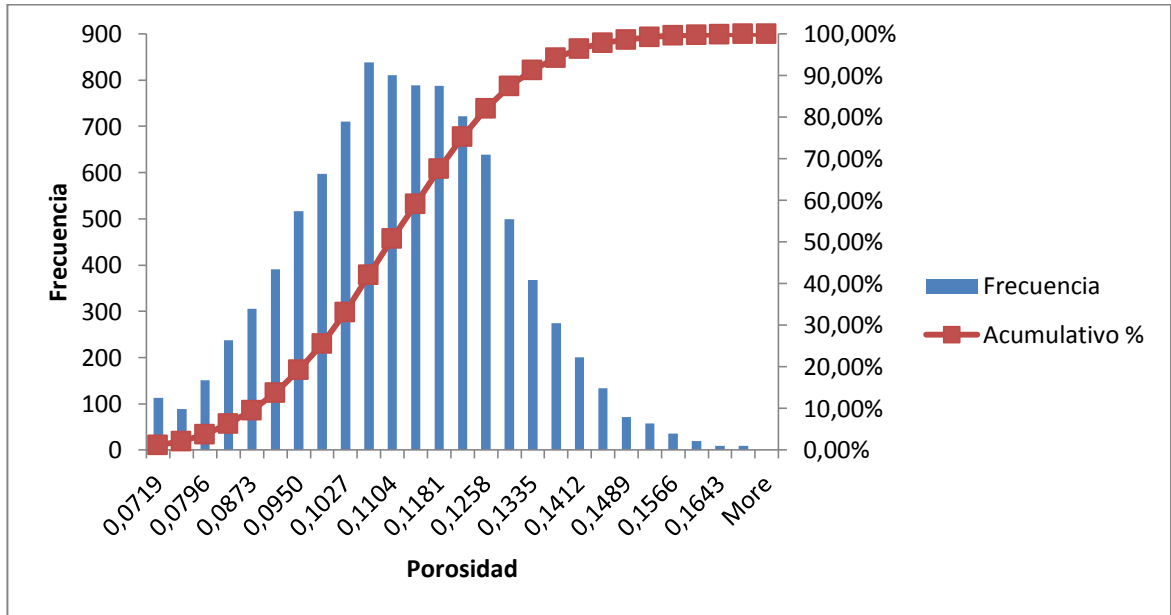


Figura 54. Histograma. Caso heterogéneo 3.

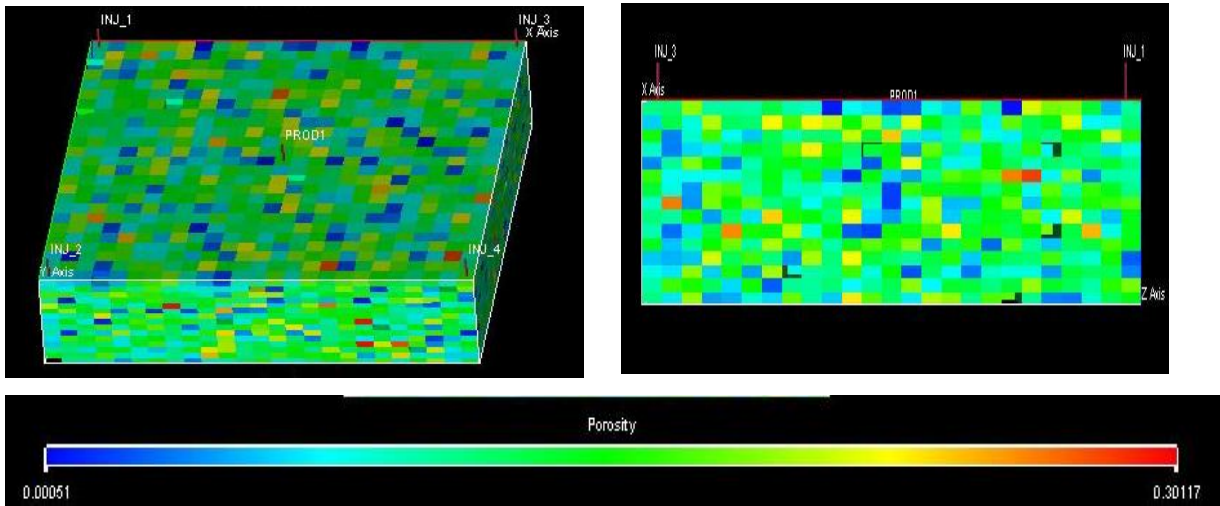


Figura 55. Distribución de porosidad. Caso heterogéneo 3.

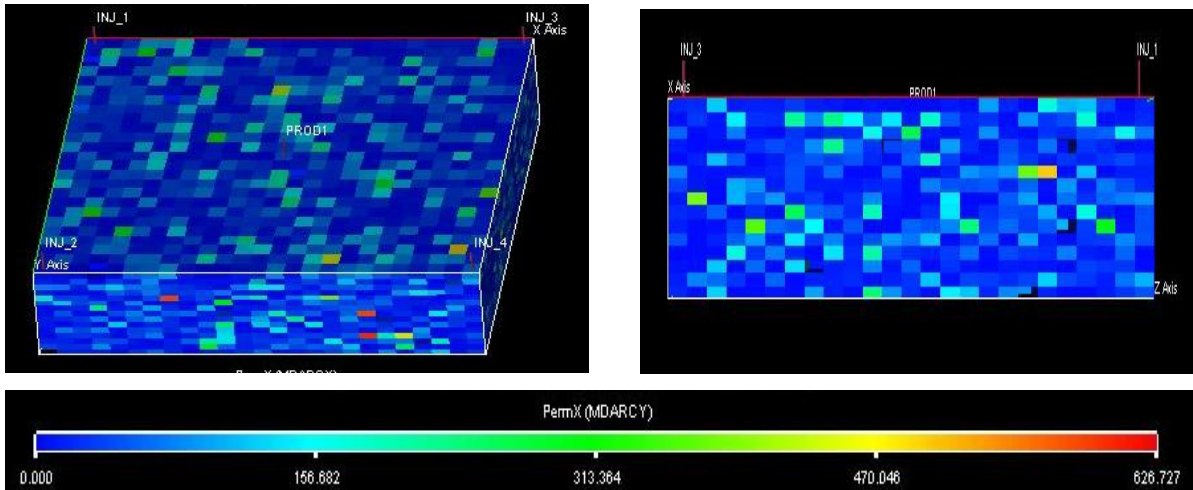


Figura 56. Distribución de permeabilidad. Caso heterogéneo 3.

6.2.2.4 Caso direccional de flujo

Para esta última simulación, se tiene un yacimiento con una porosidad de 12% y permeabilidades que van aumentando del pozo inyector 1 al pozo inyector 4. Como se muestra en la figura 57. Este caso busca cuantificar el impacto de direcciones preferenciales de flujo en la curva de respuesta del trazador.

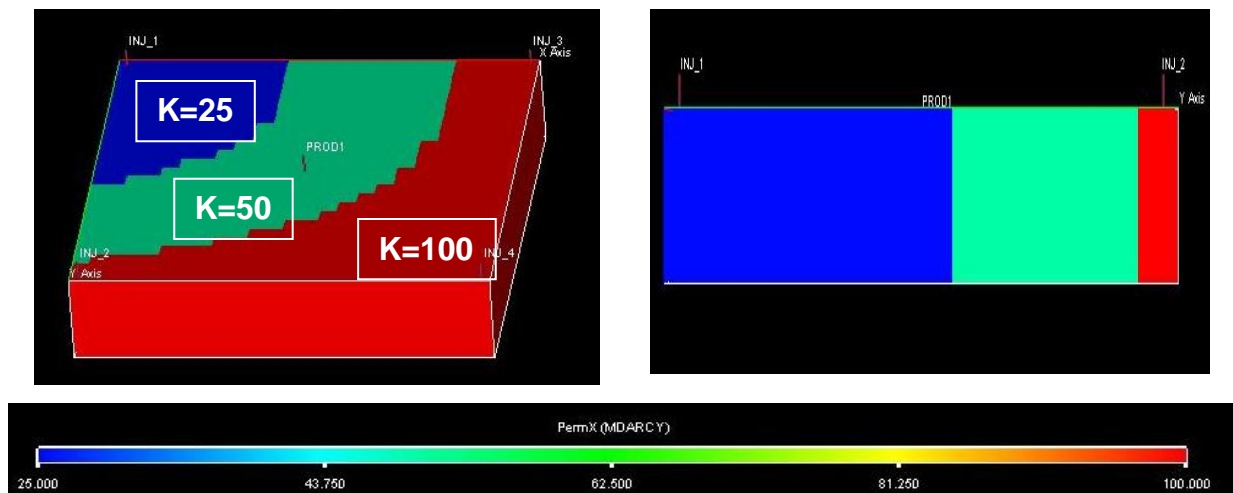


Figura 57. Distribución de permeabilidad. Caso direccional de flujo.

7. Resultados de la simulación.

7.1 Caso homogéneo.

La figura 58 muestra la historia del trazador, concentración en el eje Y versus tiempo (días) en el eje X, observando como los cuatro trazadores acuosos y conservativos (W1, W2, W3 y W4) se superponen y muestran exactamente el mismo comportamiento. El tiempo de arribo es de 1729 días, y una concentración que aumenta gradualmente con el tiempo a un punto máximo que se alcanza a los 2523 días, con una concentración de 0,0659 barriles, para luego, disminuir y formar una curva en forma de campana, la cual es un indicativo de una formación perfectamente homogénea.

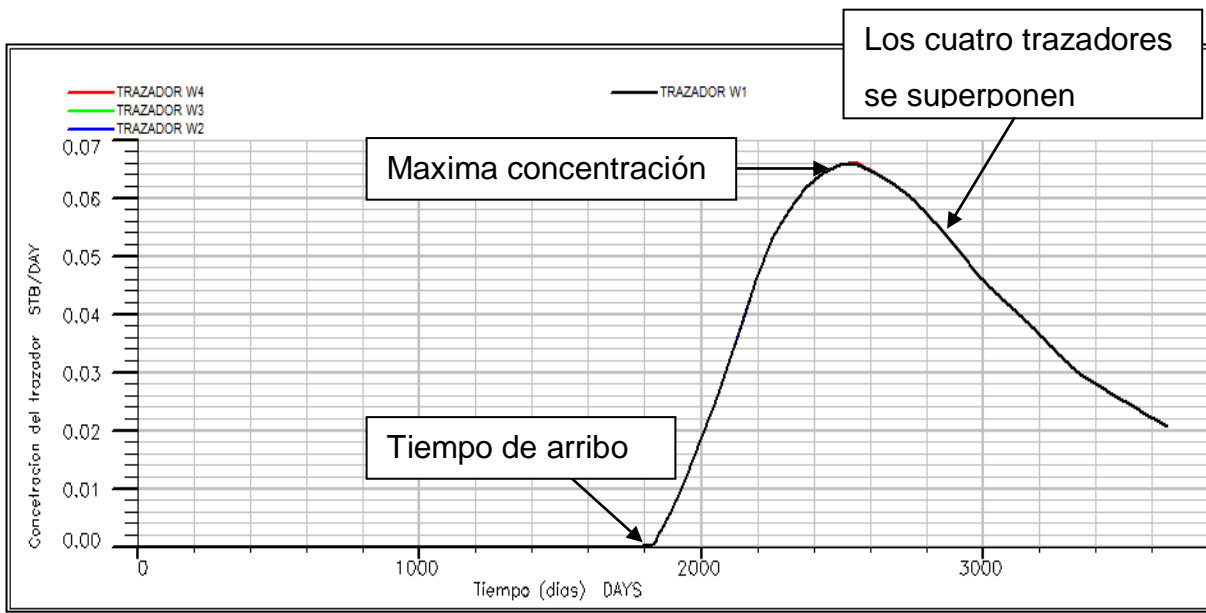


Figura 58. Curva de respuesta de los trazadores. Caso homogéneo.

En la figura 59 se puede evidenciar el movimiento del frente de inyección del trazador W1. Debido a que todas las propiedades del yacimiento son las mismas, el desplazamiento del trazador es de manera uniforme, desde el momento de la inyección hasta el tiempo de arribo al pozo productor. El comportamiento para los demás trazadores es el mismo.

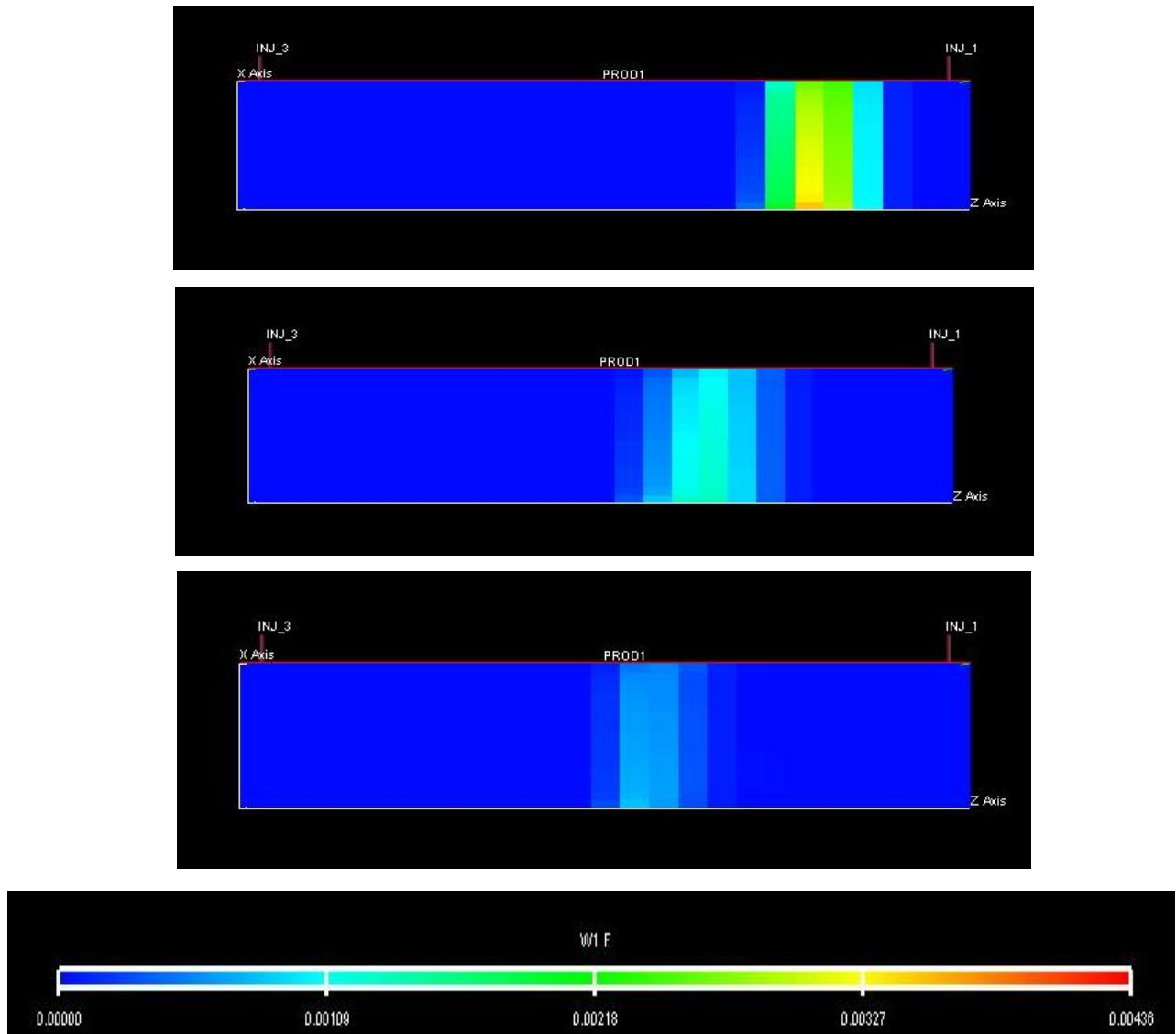


Figura 59. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1. Caso Homogéneo.

7.2 Casos estratificados.

En la tabla 3 se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones en casos estratificados, a partir de estos se construyó la figura 60 que muestra la historia del trazador para los tres casos estratificados. Como se puede observar los cuatro trazadores presentan exactamente el mismo comportamiento y muestra como las curvas de respuesta de los trazadores, no cumplen con una distribución normal como en el caso de la curva homogénea (figura 57) descrita anteriormente. Adicionalmente,

debido a que el contraste de permeabilidad se hace mayor del caso estratificado 1 al 3, el perfil de concentración se desplaza a la izquierda, observándose una disminución en el ancho de la curva y un aumento en el máximo de concentración de trazador.

Tabla 3. Valores de los trazadores W1, W2, W3, W4. Casos estratificados.

Caso estratificado # 1	
	W1,W2,W3,W4
Tiempo de arribo (días)	1333
Máxima concentración (barriles)	0,035
Tiempo de máxima concentración (días)	1919

Caso estratificado # 2	
	W1,W2,W3,W4
Tiempo de arribo (días)	1133
Máxima concentración (barriles)	0,044
Tiempo de máxima concentración (días)	1616

Caso estratificado # 3	
	W1,W2,W3,W4
Tiempo de arribo (días)	1029
Máxima concentración (barriles)	0,048
Tiempo de máxima concentración (días)	1436

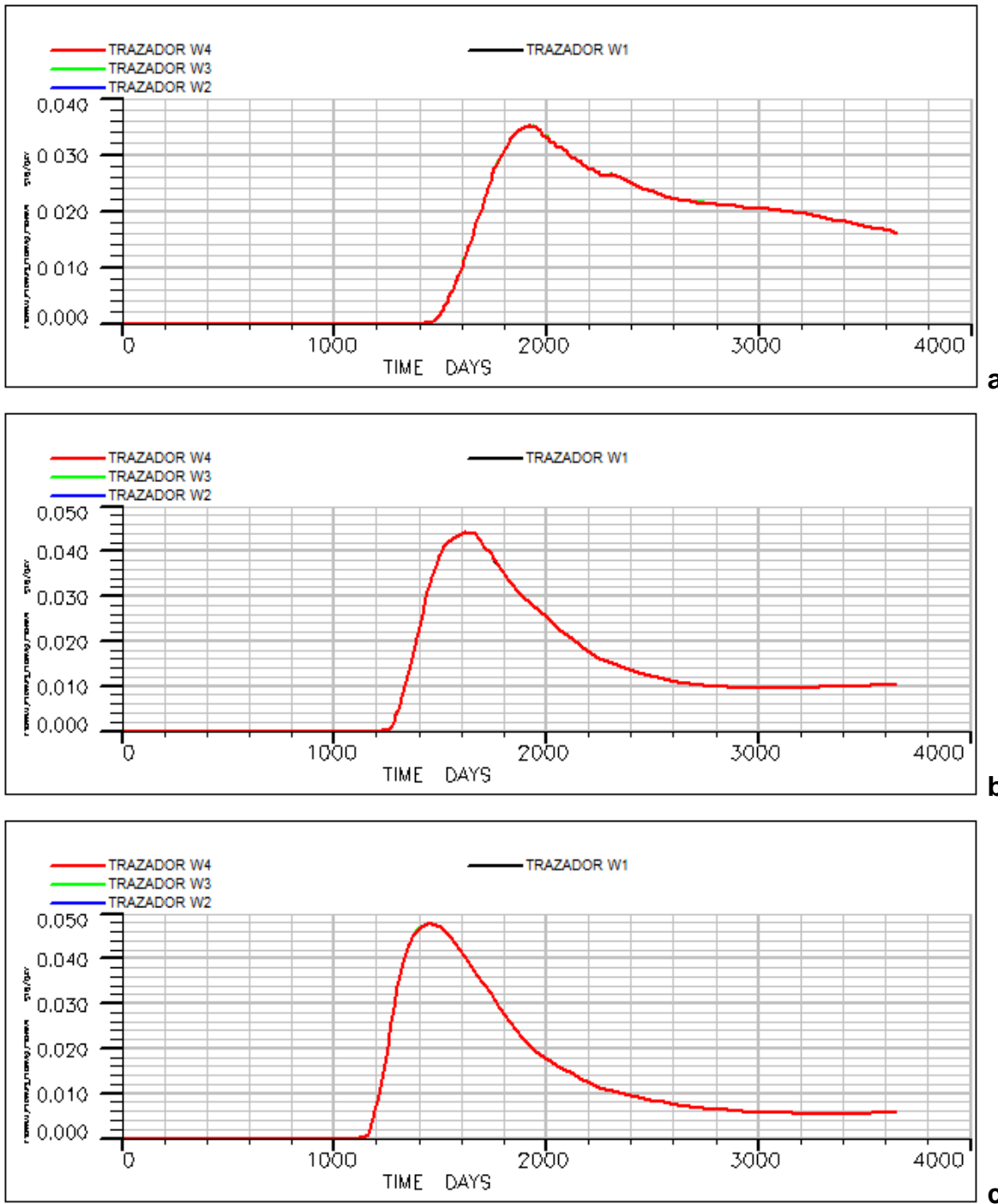


Figura 60. Curva de los trazadores. a) estratificado 1, b) estratificado 2, c) estratificado 3.

En las figuras 61, 62 y 63 se puede evidenciar el movimiento del trazador W1 para los tres casos, observando como el avance del frente del trazador se hace de manera escalonada, desplazándose con mayor rapidez en la capa que presenta las mayores permeabilidades (caso estratificado 3), notando como a medida que el contraste de

permeabilidad aumenta entre las tres capas, ocurre una mayor dispersión en el desplazamiento del trazador.

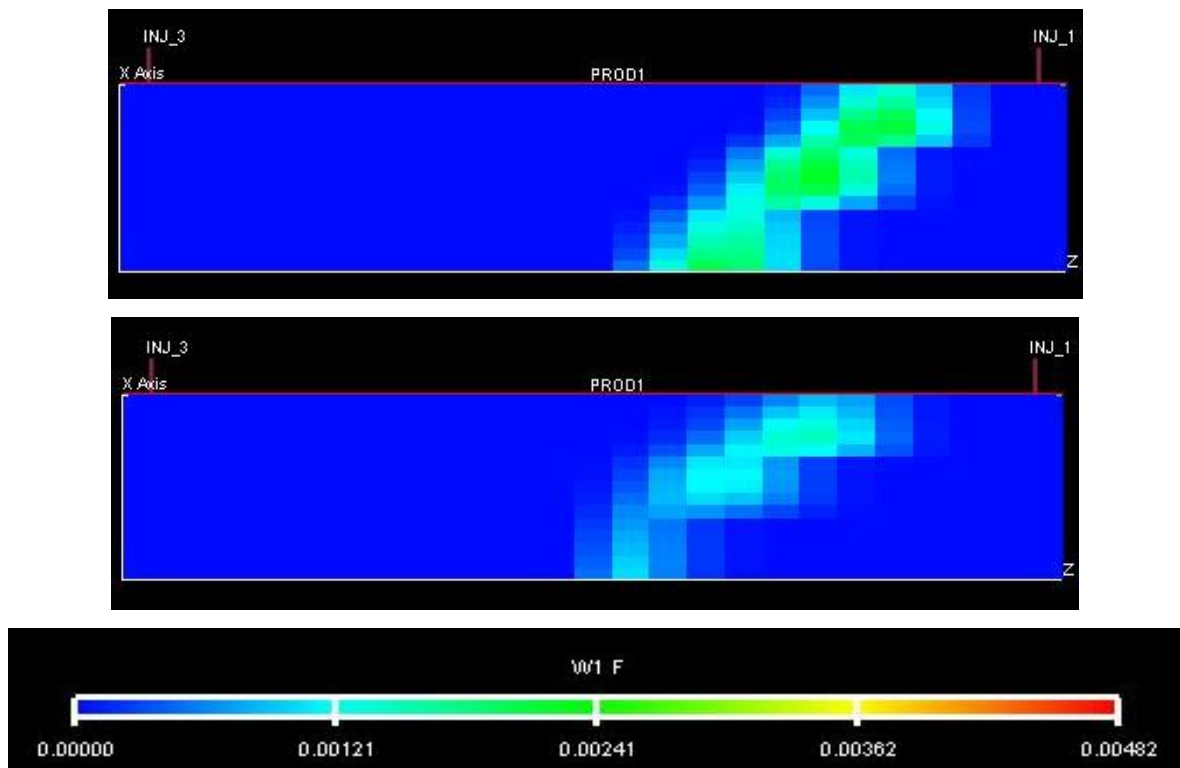


Figura 61. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso estratificado 1.

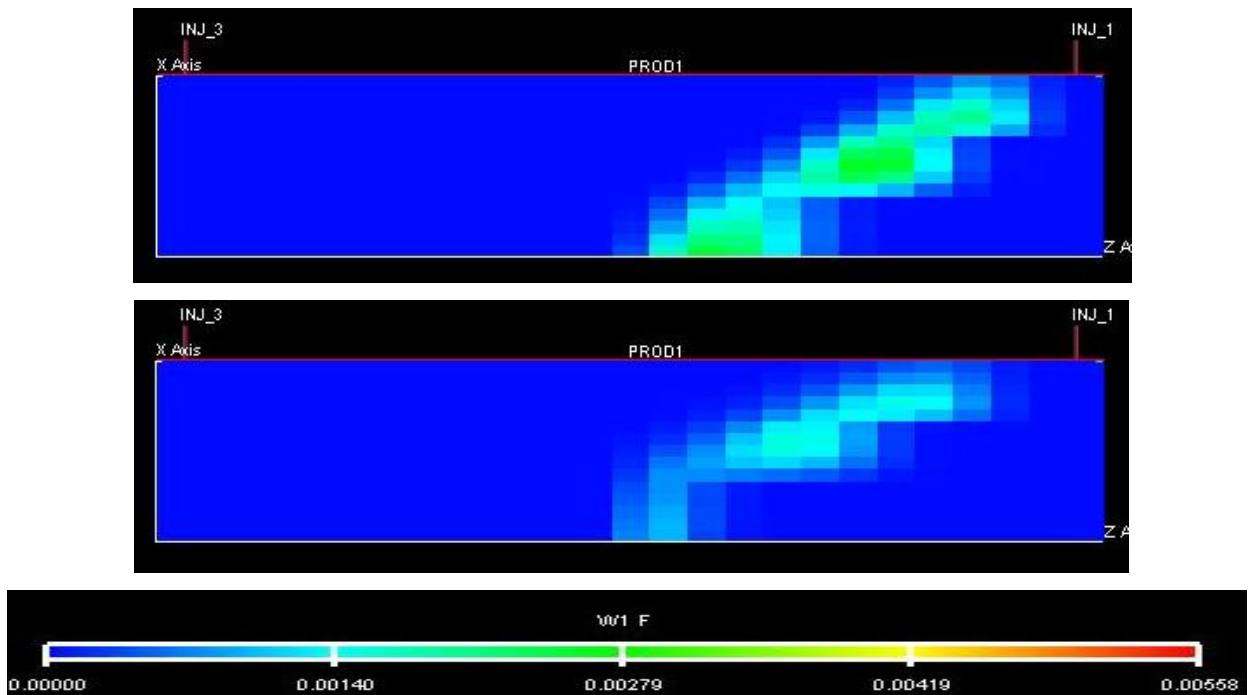


Figura 62. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso estratificado 2

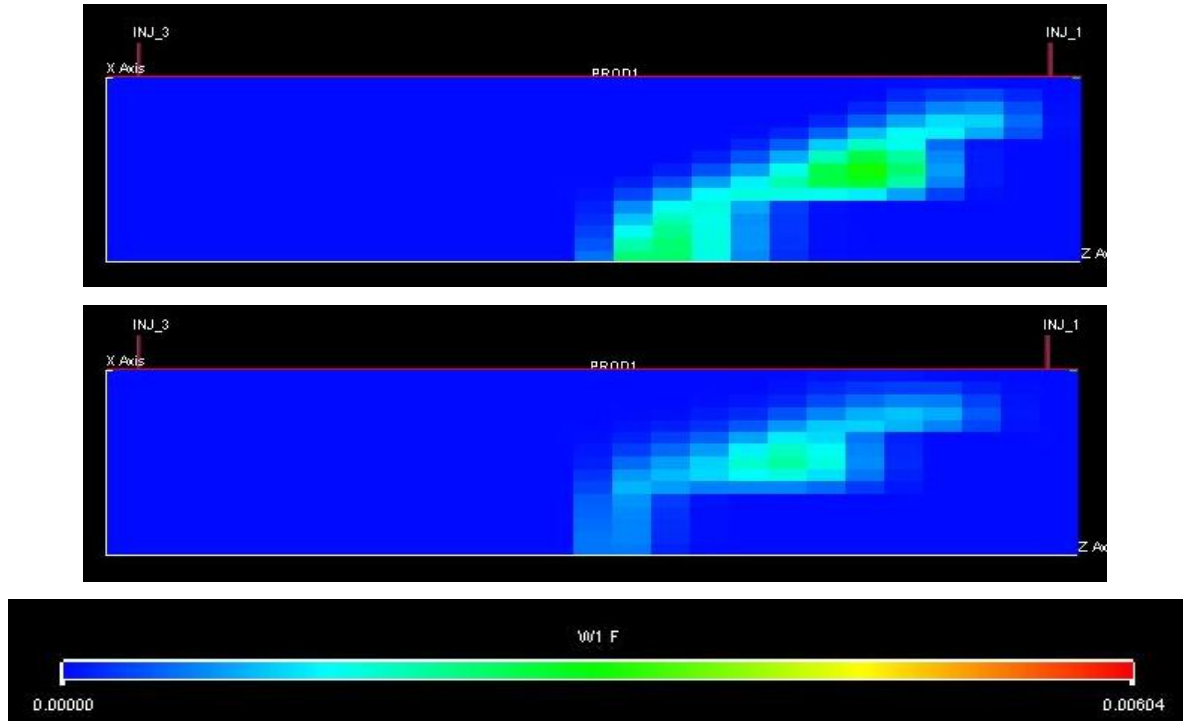
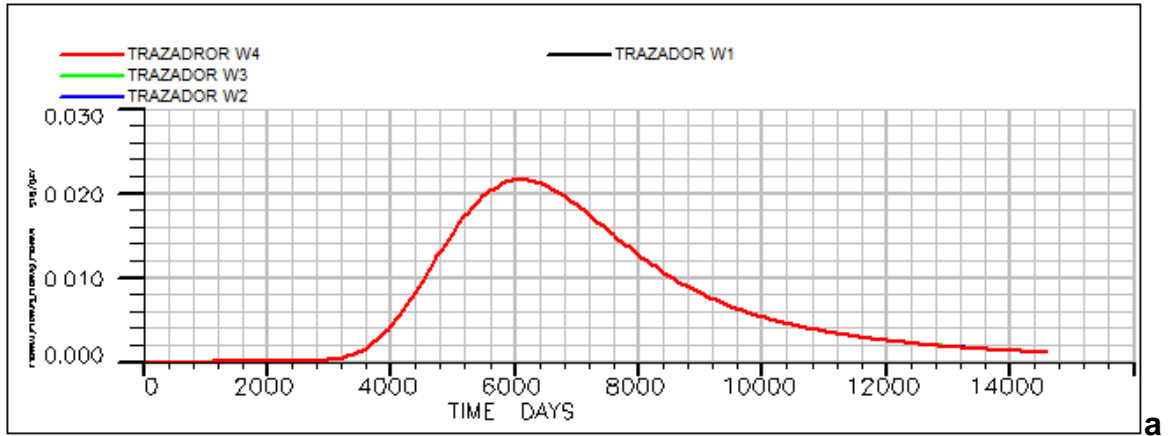


Figura 63. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso estratificado 3.

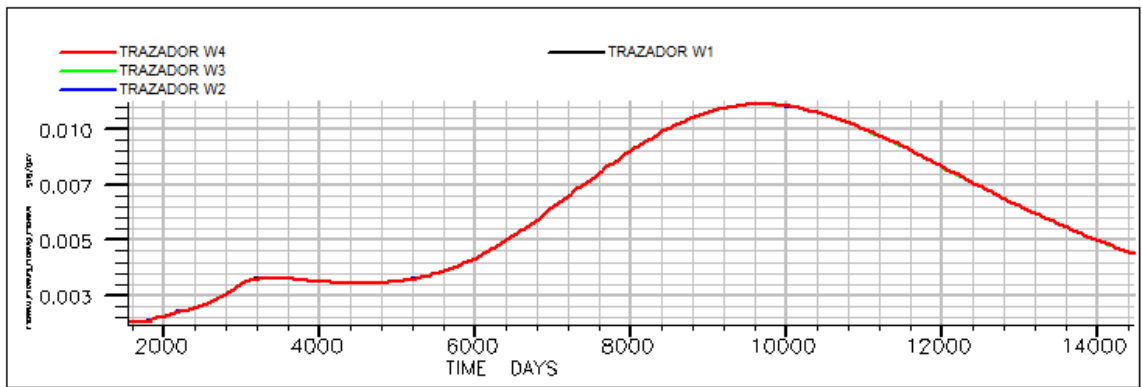
7.3 Caso super-K.

Para este caso se usó un tiempo de finalización de la prueba de 40 años, debido a que para el tiempo usado en los demás casos (10 años), sólo se lograba alcanzar la concentración máxima, pero no se lograban reportar las caídas de la concentración de trazador, por lo tanto sólo se generaba una curva con una forma exponencial. Esta es la explicación a que estos dos casos tengan valores tan altos en todas las variables en comparación con el resto de los casos que se presentan más adelante (sección 8.2.2) (tablas 11 y 12), ya que se dió tiempo suficiente para que casi todo el trazador llegara al pozo productor.

Como se observa en la figura 64, las curvas de los cuatro trazadores en los dos casos, presentan el mismo comportamiento, y no siguen una distribución normal, pero al hacer la comparación entre los tres casos, es posible notar diferencias en el tiempo de arribo, y en el punto de máxima concentración, como se muestra en la tabla 4.



a



b

Figura 64. Curva de los trazadores. a) Caso super-K 1, b) Caso super-K 2

Tabla 4. Valores de los trazadores W1, W2, W3, W4. Casos super-K.

Caso super-K # 1	
	W1,W2,W3,W4
Tiempo de arribo (días)	1068
Máxima concentración (barriles)	0,022
Tiempo de máxima concentración (días)	6081

Caso super-K # 2	
	W1,W2,W3,W4
Tiempo de arribo (días)	795
Máxima concentración (barriles)	0,003
Tiempo de máxima concentración (días)	3346

En las figuras 65 y 66 se puede evidenciar el movimiento del trazador W1 para los dos casos, observando como el frente de inyección del trazador se divide en el número de capas con permeabilidades igual a 500 md, siendo éstas las capas donde el trazador se desplaza con mayor rapidez. Igualmente se observa, como a un tiempo igual a 1068 días, el avance del trazador varia, ocurriendo una mayor dilución del mismo a medida que aumenta el número de capas con alta permeabilidad.

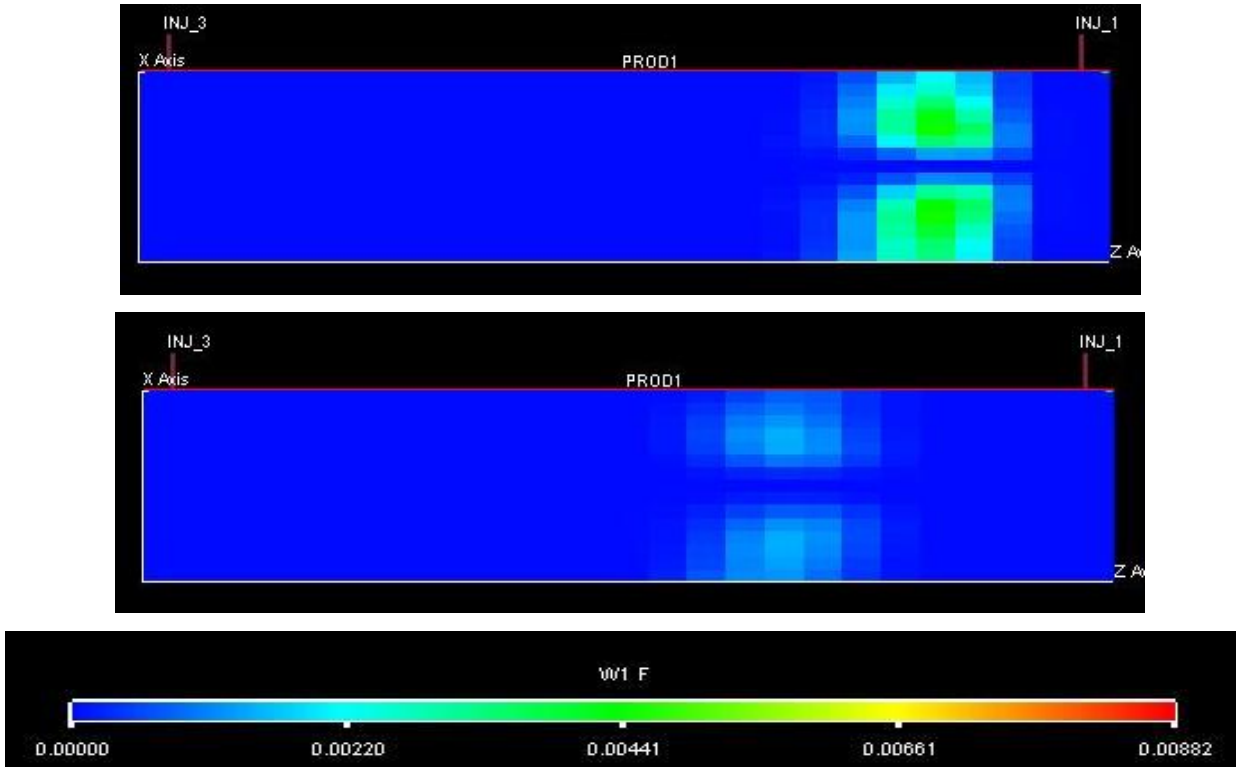


Figura 65. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1.Caso super-K1.

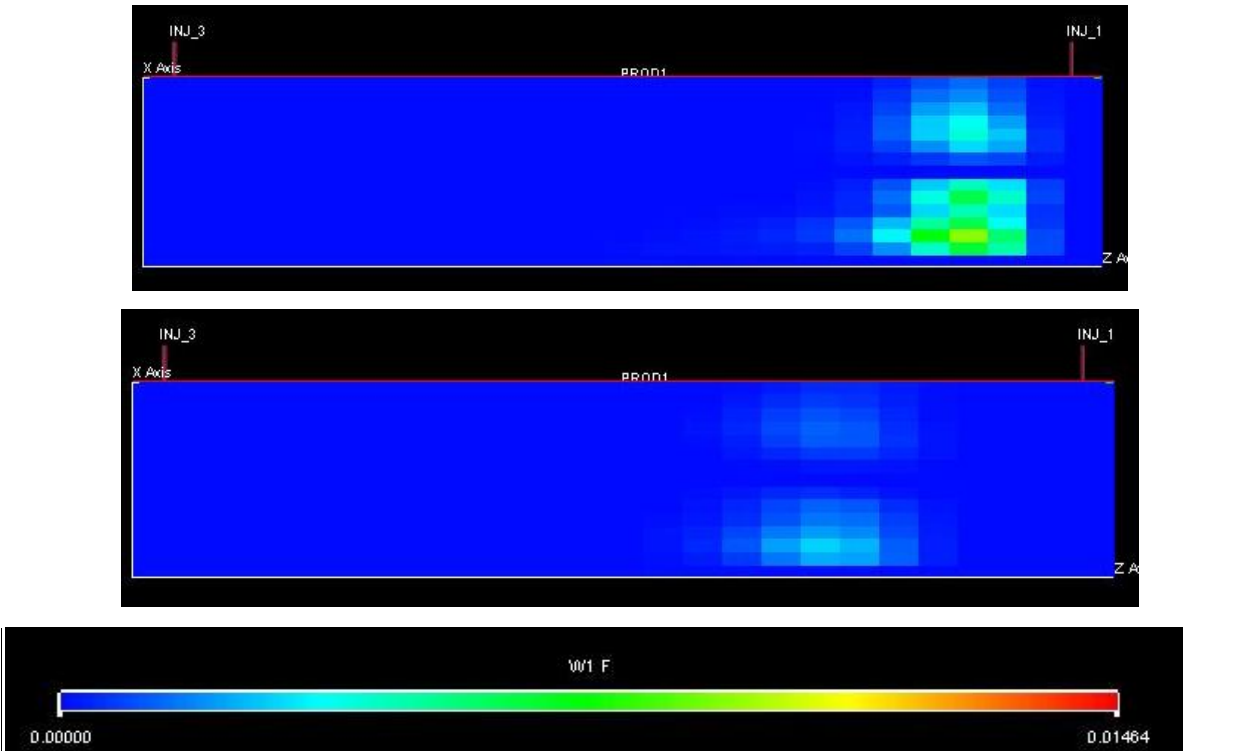
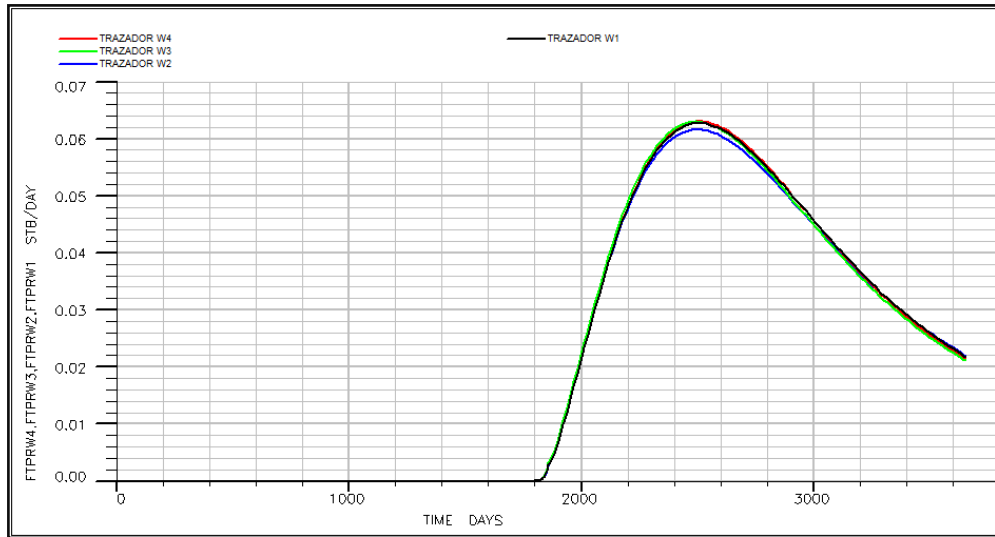


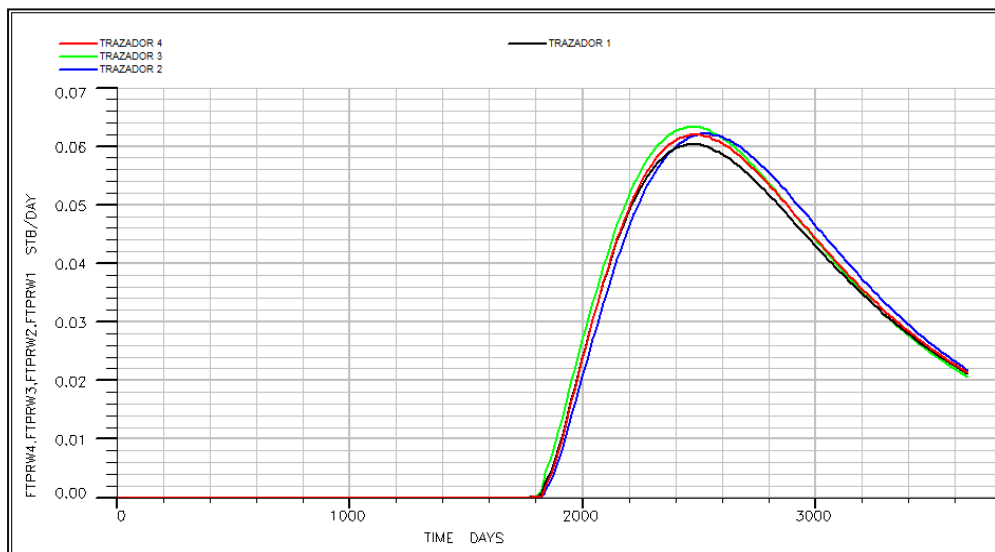
Figura 66. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1.Caso super-K2.

7.4 Casos heterogéneos.

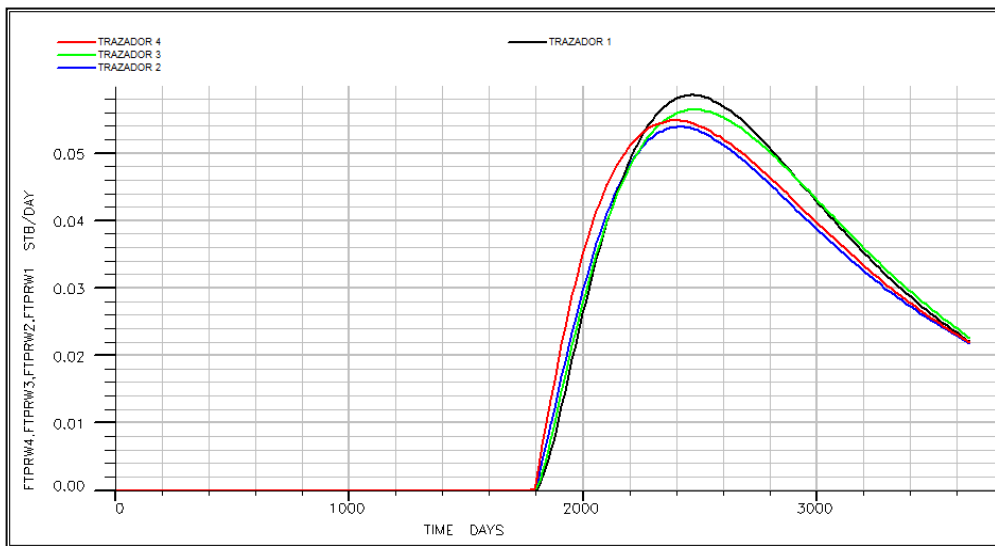
La figura 67 muestra la respuesta del trazador para el caso heterogéneo 1, 2 y 3. En ella se puede notar que existe una ligera separación para el caso heterogéneo 1, que es más pronunciada en los casos 2 y 3, estas separaciones se acentúan aún más a medida que aumenta la complejidad de la formación, generando diferencias en los tiempos de arribo, así como en la concentración y el tiempo en que se obtiene el máximo de la curva, los datos exactos se muestra en la tabla 5.



a



b



c

Figura 67. Curva de los trazadores. a) heterogéneo 1, b) heterogéneo 2, c) heterogéneo 3.

Tabla 5. Valores de los trazadores W1, W2, W3, W4. Casos heterogéneos.

Caso heterogéneo # 1				
	W1	W2	W3	W4
Tiempo de arribo (días)	1725	1226	1725	1729
Máxima concentración (barriles)	0,063	0,062	0,063	0,063
Tiempo de máxima concentración (días)	2506	2506	2491	2506

Caso heterogéneo # 2				
	W1	W2	W3	W4
Tiempo de arribo (días)	1703	1735	1703	1735
Máxima concentración (barriles)	0,060	0,062	0,063	0,062
Tiempo de máxima concentración (días)	2476	2536	2476	2491

Caso heterogéneo # 3				
	W1	W2	W3	W4
Tiempo de arribo (días)	1736	1723	1698	1668
Máxima concentración (barriles)	0,059	0,054	0,056	0,055
Tiempo de máxima concentración (días)	2461	2416	2476	2386

En las figura 68, 69 y 70, se observa el movimiento del frente de inyección del trazador W1. Demostrando que ocurre una mayor dispersión en el desplazamiento del trazador a medida que aumenta la heterogeneidad, es decir, que el movimiento del trazador desde su inyección hasta la irrupción al pozo productor se hace más heterogéneo desde el caso 1 al caso 3.

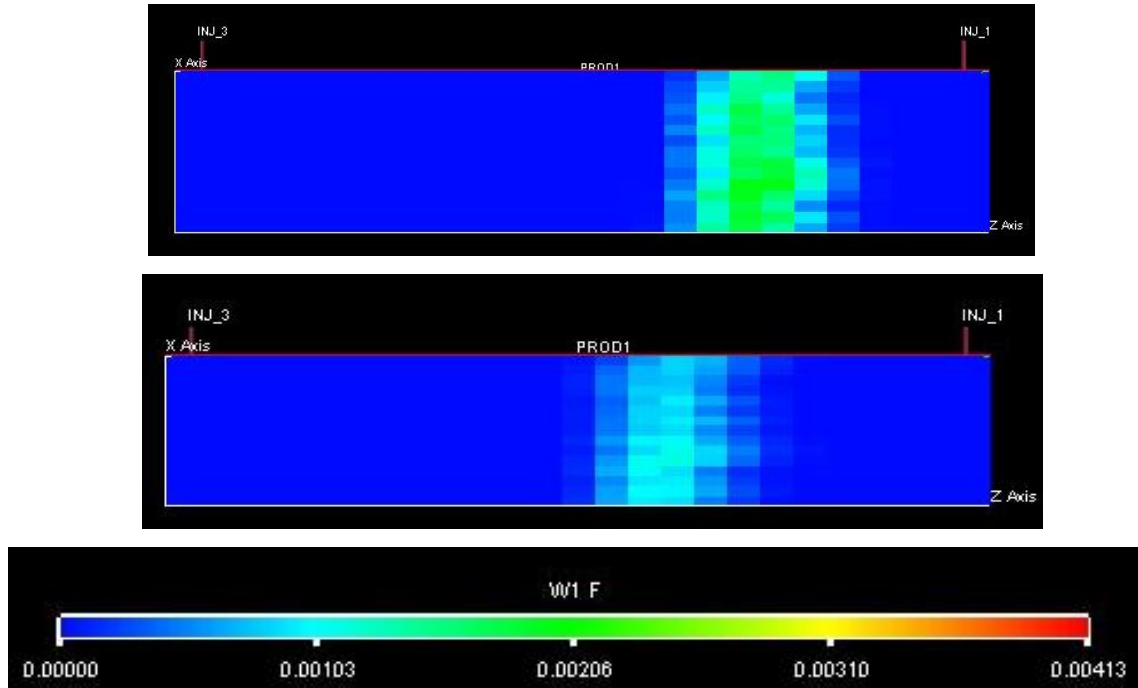


Figura 68. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso heterogéneo 1.

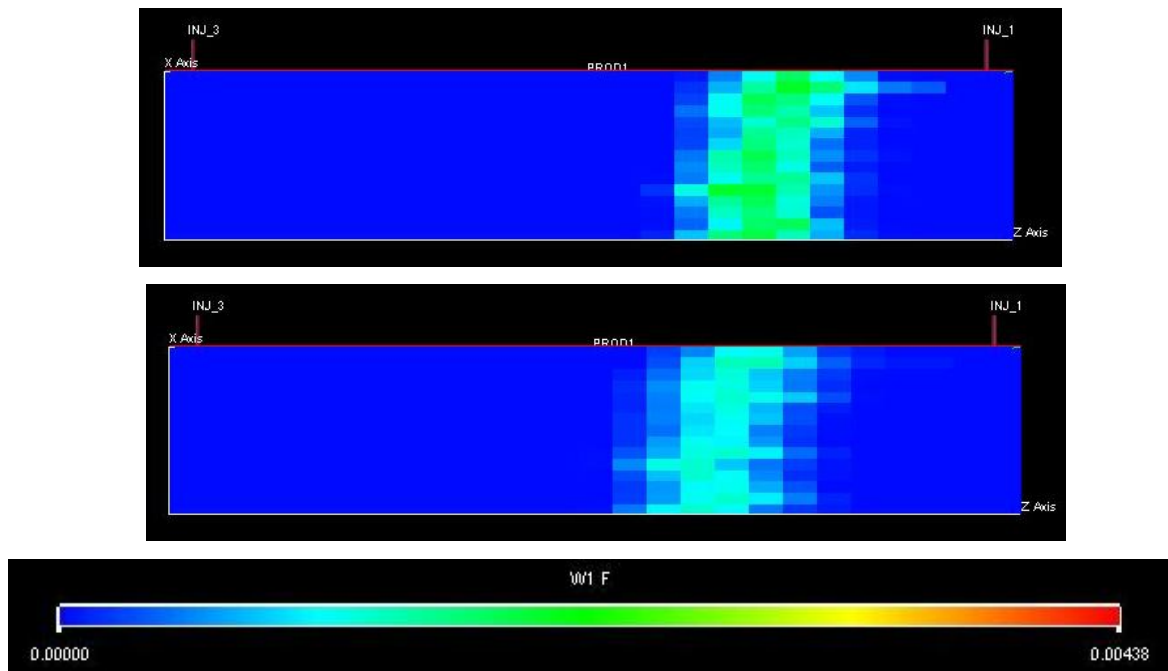


Figura 69. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso heterogéneo 2.

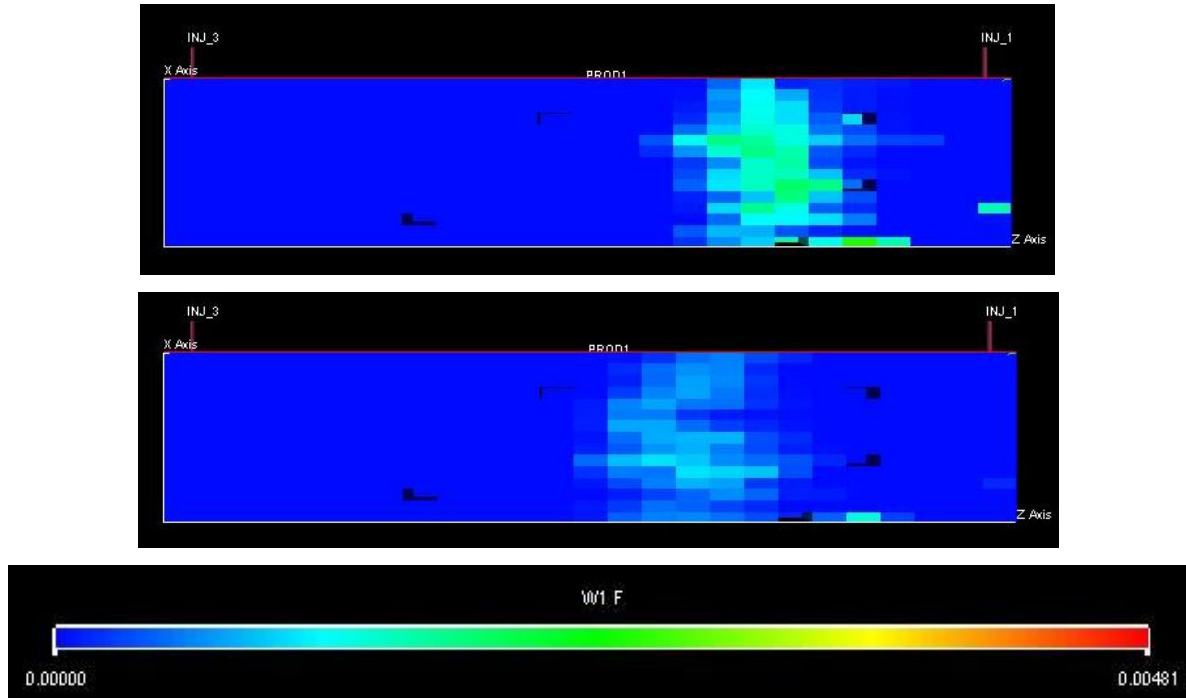


Figura 70. Desplazamiento del frente de inyección trazador W1. Caso heterogéneo 3.

7.5 Caso dirección preferencial de flujo.

Como se observa en la figura 71 los cuatro trazadores presentan distintas curvas, sin superposición como en los casos homogéneos, estratificado y super K. Igualmente se puede notar como las curvas de los cuatro trazadores se desplazan hacia la izquierda a medida que aumenta la permeabilidad. El trazador W4 inyectado en el pozo Inj-4 se encuentra en la zona de alta permeabilidad (100md), los trazadores W2 y W3 inyectados en los pozos Inj-2 y Inj-3 respectivamente están afectados principalmente por la zona de permeabilidad media (50 md), mientras que el trazador W1 esta influenciado principalmente por la transición de baja (25md) a media permeabilidad (50 md).

El trazador W4 es el primero en arribar y produce en mayor concentración que los otros trazadores. También la concentración y el tiempo en el que se alcanza el máximo de la curva, se ven influenciados por la distribución areal de la permeabilidad (tabla 6).

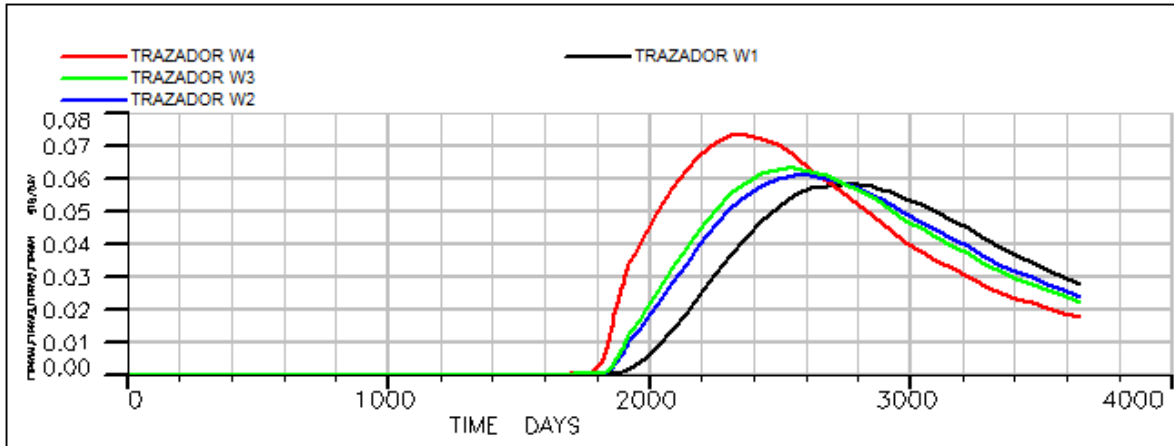


Figura 71. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1. Caso direccional de flujo.

Tabla 6. Valores de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso direccional de flujo.

Caso Direccional de Flujo				
	W1	W2	W3	W4
Tiempo de arribo (días)	1724	1579	1586	1573
Máxima concentración (barriles)	0,058	0,061	0,063	0,073
Tiempo de máxima concentración (días)	2736	2556	2556	2371

En las figuras 72, 73, 74 y 75 se muestra el movimiento de los trazadores W1, W2, W3 y W4, indicando que para un mismo tiempo, la disolución y el avance del frente del trazador W1 es menor que para los otros tres trazadores y su desplazamiento es casi uniforme a lo largo de todo su recorrido, para los otros dos trazadores W2 y W3, el frente de inyección del fluido trazado se comporta de manera similar, mientras que el trazador W4, es el que presenta mayor avance y mayor disolución en el frente de inyección.

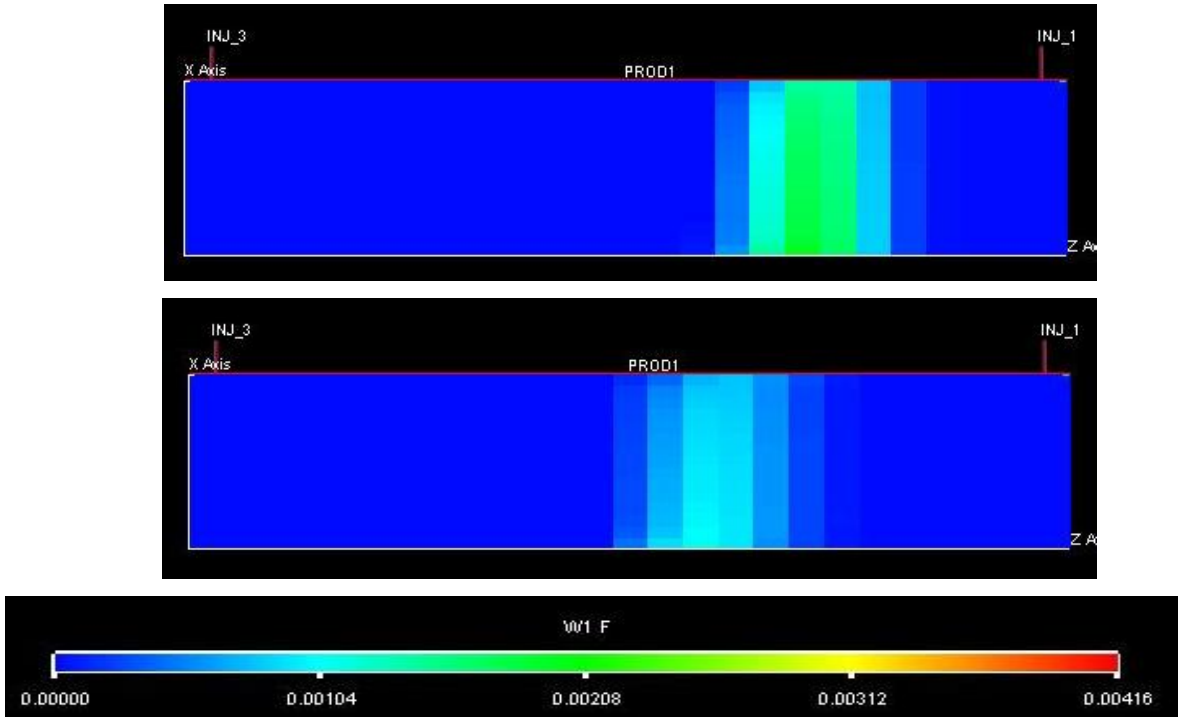


Figura 72. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1, vista del pozo 1 y pozo 3. Caso direccional de flujo.

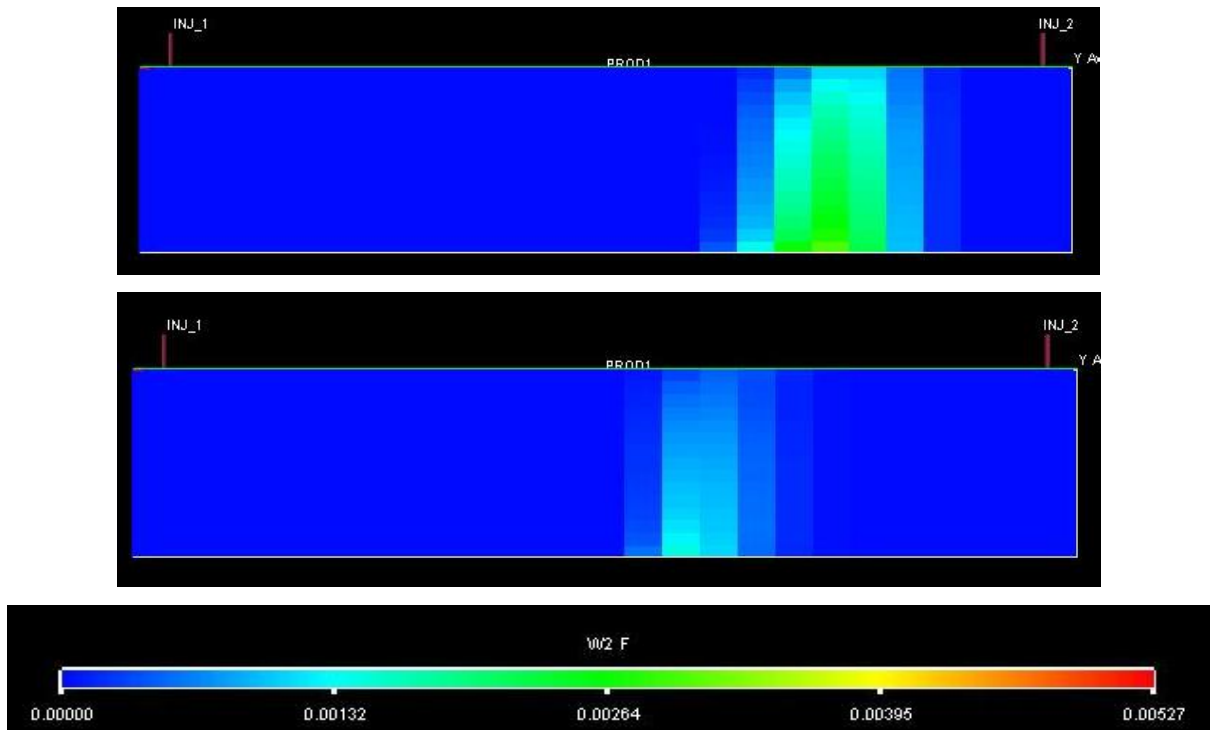


Figura 73. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W1, vista del pozo 2 y pozo 1. Caso direccional de flujo.

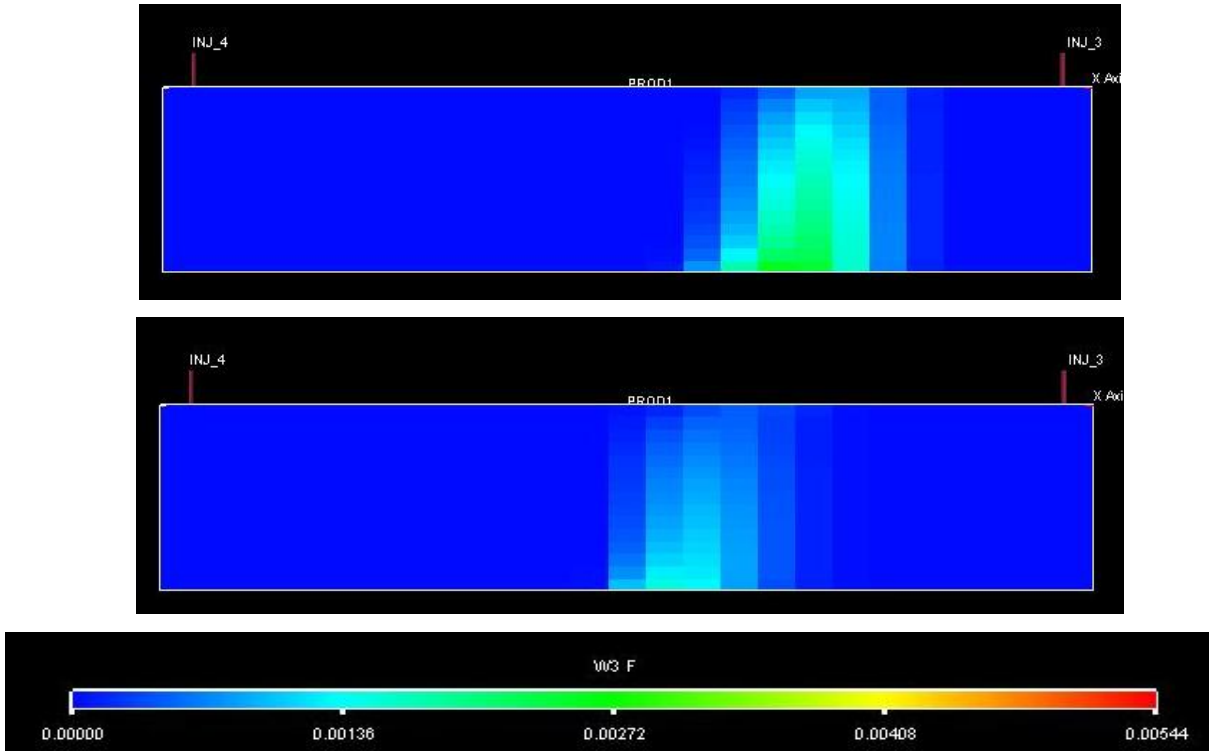


Figura 74. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W3, vista del pozo 3 y pozo 4.Caso direccional de flujo.

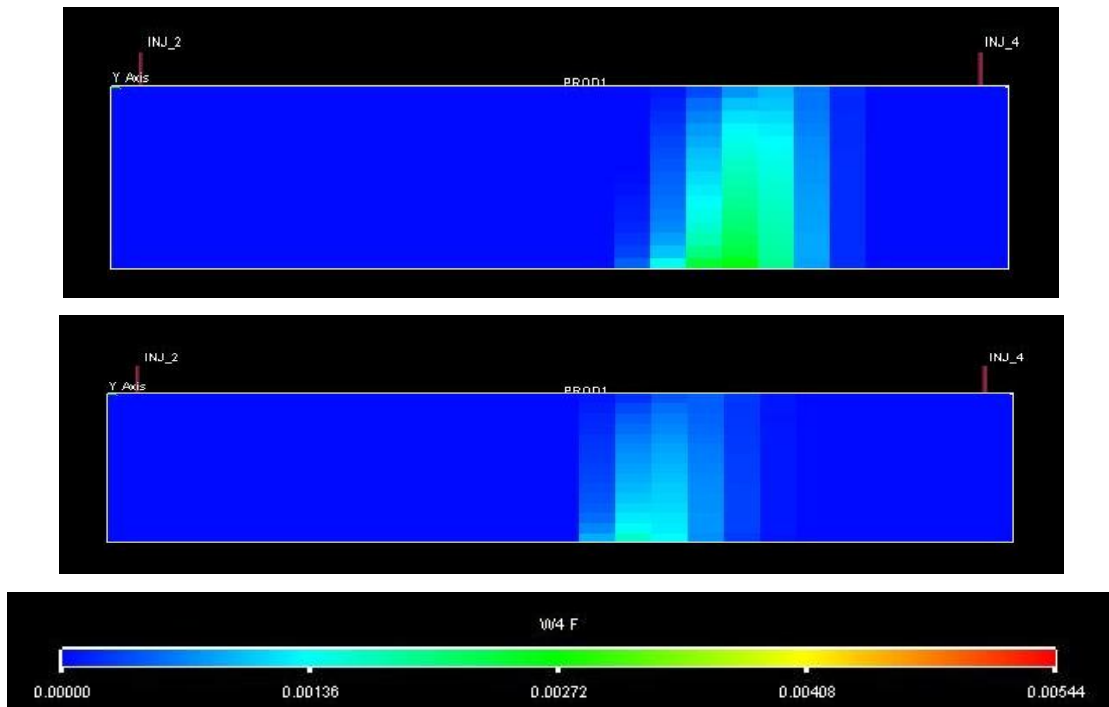


Figura 75. Desplazamiento del frente de inyección del trazador W3, vista del pozo 4 y pozo 3.Caso direccional de flujo.

8. Análisis de resultados

En esta sección se analizarán los resultados obtenidos en la simulación numérica y en el modelo cuantitativo, para de esta manera dar respuesta a los objetivos planteados en esta investigación.

8.1 Caso homogéneo.

En la tabla 7 se pueden observar los valores obtenidos del modelo cuantitativo hecho en Microsoft Excel (2013). Encontrando que al tratarse de un yacimiento homogéneo, los cuatro trazadores presentan valores iguales, siendo el mismo resultado que el obtenido en la curva de respuesta del trazador arrojada por el simulador comercial (figura 58), la cual muestra una distribución en forma de campana para los cuatro trazadores, de igual forma los coeficientes de Lorentz y Dykstra Parsons, arrojan valores cercanos a cero, lo que confirma la homogeneidad del yacimiento.

Tabla 7. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso homogéneo.

	W1	W2	W3	W4
Tiempo medio residencia (días)	3110	3110	3110	3110
Vol. producido del trazador (Barriles)	75	75	75	75
Volumen poroso	233270	233270	233270	233270
Tiempo de arribo del trazador (días)	1729	1729	1729	1729
Coeficiente de Dykstra P	0,06	0,06	0,06	0,06
Coeficiente de Lorentz	0,03	0,03	0,03	0,03
Eficiencia de barrido	89,18	89,18	89,18	89,18

Adicionalmente en la figura 59 se demuestra como el desplazamiento del trazador es uniforme a lo largo de todo su recorrido por el yacimiento, lo que se traduce un alto volumen poroso y una alta eficiencia de barrido, con un volumen de trazador recuperado cercano al 90%, como se muestra en la tabla 7.

8.2 Variaciones verticales

8.2.1 Casos estratificados.

Como se mostró en la figura 60, los cuatro trazadores para los tres casos estratificados presentan el mismo comportamiento, igualmente se puede observar en las tablas 8, 9 y 10, que cuantitativamente hay muy pocas variaciones de todos los parámetros evaluados para los cuatro trazadores en cada caso, esto es debido a que aún cuando existen cambios en la estratificación del yacimiento, los cuatro trazadores se desplazan bajo las mismas condiciones, es decir, que al no ocurrir cambios areales sino verticales, los trazadores sufrirán las mismas variaciones de permeabilidad (según cada caso estratificado) durante su trayectoria del pozo inyector al productor, y por lo tanto sus tiempos de arribo serán los mismos.

Tabla 8. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso estratificado 1.

	W1	W2	W3	W4
Tiempo medio residencia (días)	4579	4589	4579	4589
Vol. producido del trazador (Barriles)	47	47	47	47
Volumen poroso	446309	446410	446309	446410
Tiempo de arribo del trazador (días)	1332	1332	1332	1332
Coeficiente de Dykstra P	0,25	0,25	0,25	0,25
Coeficiente de Lorentz	0,14	0,14	0,14	0,14
Eficiencia de barrido	54,7	54,6	54,8	54,6

Tabla 9. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso estratificado 2.

	W1	W2	W3	W4
Tiempo medio residencia (días)	4853	4813	4853	4853
Vol. producido del trazador (Barriles)	44	44	44	44
Volumen poroso	399000	390541	399012	399030
Tiempo de arribo del trazador (días)	1134	1134	1134	1134
Coefficiente de Dykstra P	0,26	0,26	0,26	0,26
Coefficiente de Lorentz	0,26	0,26	0,26	0,26
Eficiencia de barrido	44,03	44,03	44,03	44,03

Tabla 10. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso estratificado 3.

	W1	W2	W3	W4
Tiempo medio residencia (días)	4913	4913	4913	4914
Vol. producido del trazador (Barriles)	41	41	41	41
Volumen poroso	343803	343802	343805	343769
Tiempo de arribo del trazador (días)	1029	1029	1029	1029
Coefficiente de Dykstra P	0,27	0,27	0,27	0,27
Coefficiente de Lorentz	0,37	0,37	0,37	0,37
Eficiencia de barrido	38,9	38,9	38,9	38,9

Sin embargo, si se aprecian variaciones cuando se comparan los tres casos, notando como a medida que las variaciones de permeabilidad entre las capas se hacen mayor de caso a caso, la heterogeneidad del sistema se hace mayor, lo que se ve reflejado en un aumento en los coeficientes de Lorentz, y Dykstra Parsons, igualmente ocurren cambios en los tiempos de arribo, eficiencia de barrido y volumen de trazador producido, los cuales van disminuyendo a medida que aumenta la permeabilidad. Una

posible explicación es debido a que el trazador recorrerá más fácil y en menor tiempo la distancia entre el pozo inyector y el productor, viajando por las capas donde existan las mayores permeabilidades, lo que se traduce en que la llegada temprana de uno de los fluidos que contiene el trazador en el pozo de producción, indicaría que este fluido tuvo menor contacto con el yacimiento en relación al fluido más lento, y esto se verá reflejado en una baja eficiencia de barrido (Petrowiki, 2006).

En la figura 60, se mostró que a mayores valores de permeabilidad, el perfil de concentración se desplaza a la izquierda, esto es debido a que los tiempos de arribo para cada fluido con trazador se hacen cada vez menores a medida que aumenta la permeabilidad, y la producción de petróleo disminuye, lo que se ve reflejado en una disminución del ancho de la curva y un aumento en el máximo de concentración, como es el caso estratificado 3 el cual presenta el menor tiempo de arribo y el menor volumen de petróleo recuperado (tabla 10).

Finalmente, observando los frentes de inyección para cada caso estratificado (figuras 61, 62 y 63), se evidencia como el avance del trazador es mayor en la última capa, la cual de los tres casos es la que presenta la mayor permeabilidad.

8.2.2 Casos super-K.

La curva de los cuatro trazadores de estos dos casos (figura 64), presentan el mismo comportamiento, y cuantitativamente los resultados son similares (tabla 11). Igual que para el caso estratificado existen variaciones en el tiempo de arribo, eficiencia de barrido y volumen producido de trazador, los cuales son menores para el caso dos, debido a que este presenta dos capas con permeabilidad igual a 500 md. Una explicación para esto al igual que para el caso estratificado, es que existe una relación directamente proporcional entre la velocidad del trazador y la permeabilidad del yacimiento, por lo tanto al existir mayores zonas de alta permeabilidad, el desplazamiento del trazador será más rápido, y por lo tanto su tiempo de arribo será menor.

Una diferencia notable en el caso super-K 2, es la curva de respuesta del trazador, la cual presenta una distribución bimodal. Para explicar este comportamiento Mahmoud y Shook (2010), Guevara, (2016) indicaron que la curva del trazador puede ser utilizada para dar indicios de canales de alta permeabilidad porque el trazador se mueve junto con el frente del fluido por la matriz inorgánica del yacimiento, sin embargo, hay una parte del trazador que llegará tarde al pozo de producción, haciendo que la concentración del trazador aumente de nuevo, por lo que se puede decir que intuitivamente la curva del trazador que tenga múltiples picos, representa la existencia de múltiples canales de permeabilidad.

Observando el movimiento del frente de inyección en las figuras 65 y 66 se encuentran zonas en la que casi no se percibe trazador, estas son justamente las zonas que presentan permeabilidades de 500 md, y por lo tanto el trazador que viaja por esta zona, se mueve con mayor facilidad que aquel que viaja a través de una permeabilidad de 25 md.

Tabla 11. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso super-K 1.

	W1	W2	W3	W4
Tiempo medio residencia (días)	7619	7619	7619	7619
Vol. producido del trazador (Barriles)	95	95	95	95
Volumen poroso	750406	750492	750438	750406
Tiempo de arribo del trazador (días)	1068	1068	1068	1068
Coefficiente de Dykstra P	0,17	0,17	0,17	0,17
Coefficiente de Lorentz	0,1	0,1	0,12	0,1
Eficiencia de barrido	96	96	96	96

Tabla 12. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso super-K 2

	W1	W2	W3	W4
Tiempo medio residencia (días)	10747	10746	10747	10747
Vol. producido del trazador (barriles)	83	83	83	83
Volumen poroso	678773	678860	678765	678854
Tiempo de arribo del trazador (días)	795	795	795	795
Coeficiente de Dykstra P	0,22	0,22	0,22	0,22
Coeficiente de Lorentz	0,16	0,16	0,16	0,16
Eficiencia de barrido	84	84	84	84

8.3 Variaciones areales.

8.3.1 Caso heterogéneo

En la figura 68, se observa que no existen cambios significativos en la geometría del perfil de concentración de los cuatro trazadores para el primer caso heterogéneo, a excepción de un desplazamiento horizontal, de menor magnitud no apreciable por la escala gráfica. Pero al visualizar gráfica y cuantitativamente los efectos sobre los cálculos del volumen de poros, tiempo de arribo, eficiencia de barrido, y cálculo de heterogeneidad se aprecia que solo los casos heterogéneo 2 y 5 de mayor variación de permeabilidad y porosidad en el intervalo estudiado, presentaron un efecto significativo en los resultados.

Entonces se observa que a medida que hay mayor variación areal dentro del yacimiento, las velocidades de los trazadores será distinta, es decir, algunas zonas tendrán diferentes valores de porosidad y permeabilidad, influenciando directamente en la respuesta de los trazadores dentro de un mismo caso y por lo tanto a medida que la heterogeneidad en el yacimiento aumenta existirán mayores diferencias entre los

valores de tiempo de arribo, volumen de poros y eficiencia de barrido dentro de un mismo caso.

Cuantitativamente en las tablas 13, 14 y 15 se observa que a medida que varia la complejidad del modelo heterogéneo aumentan las diferencias dentro de los valores de los trazadores para un mismo caso, y que al comparar los tres casos heterogéneos de manera conjunta, los valores de heterogeneidad aumentan (D_p y L_z), mientras que la cantidad de volumen recuperado del trazador, junto con la eficiencia de barrido disminuyen a medida que aumenta la complejidad en el sistema por la complejidad del yacimiento.

Tabla 13. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso heterogéneo 1.

	W1	W2	W3	W4
Tiempo medio residencia (días)	3126	3148	3098	3108
Vol. producido del trazador (barriles)	75	75	75	75
Volumen poroso	299227	300791	292228	295195
Tiempo de arribo (barriles)	1724	1725	1724	1729
Coefficiente de Dystra P	0,19	0,19	0,19	0,19
Coefficiente de Lorenzt	0,21	0,21	0,21	0,21
Eficiencia de barrido	87,1	86,5	87,7	87,6

Tabla 14. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso heterogéneo 2.

	W1	W2	W3	W4
Tiempo medio residencia (días)	3179	3164	3085	3141
Vol. producido del trazador (barriles)	73	74	76	74
Volumen Poroso	299870	316279	299852	316195
Tiempo de Arribo del trazador (días)	1703	1735	1703	1735
Coefficiente de Dykstra P	0,22	0,22	0,22	0,22
Coefficiente de Lorenzt	0,4	0,4	0,4	0,4
Eficiencia de barrido	85,2	86,3	87,4	86,4

Tabla 15. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso heterogéneo 3.

	W1	W2	W3	W4
Tiempo medio residencia (días)	3217	3320	3277	3262
Vol. producido del trazador (barriles)	73	69	73	72
Volumen poroso	313714	322629	327306	322299
Tiempo de arribo del trazador (días)	1736	1723	1698	1668
Coeficiente de Dystra P	0,25	0,25	0,25	0,25
Coeficiente de Lorenzt	0,7	0,7	0,7	0,7
Eficiencia de barrido	87,3	87,1	87,8	87,1

8.3.2 Caso dirección preferencial de flujo.

Para el ensayo o simulación con dirección preferencial de flujo igual que para el diseño heterogéneo los cuatro trazadores muestran diferencias en las variables geoquímicas que describen al yacimiento, y de acuerdo a la figura 72, las curvas de respuestas de los trazadores presentan separaciones, igualmente en las figuras 73, 74, 75 y 76 se encuentra que para un mismo tiempo, la velocidad del trazador aumenta de W1 a W4, por lo que es posible comprobar que al generar cambios areales dentro del yacimiento, los trazadores viajaran en diferentes condiciones, y por lo tanto sus respuestas serán diferentes. En la tabla 16, se mostró la diferencia en los tiempos de arribo, siendo el primer trazador en arribar el W4, debido a que este se desplaza por la zona del yacimiento que presenta las mayores permeabilidades (50 a 100 md), permitiendo que la mayor interconectividad entre los poros, disminuyan el tiempo del recorrido del trazador, a diferencia del trazador W1, que viaja a través de la zona del yacimiento con las menores permeabilidades (25 a 50 md) y por lo tanto su arribo es el más lento de los casos simulados (1724).

Tabla 16. Resultados de los trazadores W1, W2, W3, W4. Caso dirección preferencial de flujo.

	W1	W2	W3	W4
Tiempo medio residencia (días)	3378	3185	3110	2881
Vol. producido del trazador (barriles)	69	74	75	83
Volumen poroso	326708	306143	294919	280256
Tiempo de arribo del trazador (días)	1724	1579	1586	1573
Coeficiente de Dystra P	0,18	0,17	0,17	0,2
Coeficiente de Lorenzt	0,4	0,4	0,4	0,4
Eficiencia de barrido	83	85	86	86

9. Modelo cuantitativo vs simulación numérica

En esta sección se discutirá la aplicabilidad y representatividad del modelo cuantitativo construido en Microsoft Excel, y para ello, se comparan los resultados del modelo con los obtenidos por el simulador ECLIPSE 100. Por lo tanto a continuación se presentará cada modelo simulado con el error absoluto asociado.

9.1 Caso homogéneo vs ECLIPSE 100.

La tabla 17 muestra los resultados de la comparación del caso homogéneo del modelo cuantitativo y la simulación en ECLIPSE 100.

Tabla 17. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso homogéneo.

	Modelo cuantitativo	Simulación	Error (%)
Vol. Producido del trazador (barriles)	75*	75,4*	0,5
Volumen Poroso	233270*	230000	1,4
Coefficiente Dykstra P	0,06*	0	6
Coefficiente Lorentz	0,031*	0	3,1
Eficiencia de barrido (%)	89,18*	87,93	1,4

*Promedio

Para el primer caso homogéneo los errores oscilan entre 0,5 a 3%, excepto el coeficiente de Dykstra Parsons, el cual posee el mayor porcentaje de error (6%), una posible explicación a esto es debido a que V_{DP} en el modelo no depende de la forma en la distribución de la heterogeneidad, es decir, curvas diferentes de F-Phi pueden arrojar los mismos valores de V_{DP} (Shook y Formans, 2005), para este caso los valores del coeficiente de Lorentz, describe con menos error la heterogeneidad del primer caso.

9.2 Variaciones verticales

9.2.1 Caso estratificados vs ECLIPSE 100.

Las tablas 18, 19 y 20 muestran los resultados de la comparación de los casos estratificados 1, 2 y 3 del modelo cuantitativo y la simulación en ECLIPSE 100.

Tabla 18. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso estratificado 1.

	Modelo cuantitativo	Simulación	Error %
Vol. producido del trazador (barriles)	47*	46*	2,2
Volumen poroso	446309*	440295	3
Coefficiente de Dystra P	0,25*	0,22	14
Coefficiente de Lorenzt	0,14*	0,13	7,6
Eficiencia de barrido	55*	53	3,7

*Promedio

Tabla 19. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso estratificado 2.

	Modelo cuantitativo	Simulación	Error %
Vol. producido del trazador (barriles)	44*	43*	2,3
Volumen poroso	396895*	387005	2,0
Coefficiente de Dystra P	0,26*	0,32	19
Coefficiente de Lorenzt	0,26*	0,22	18
Eficiencia de barrido	44*	42	4,7

*Promedio

Tabla 20. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso Estratificado 3.

	Modelo cuantitativo	Simulación	Error %
Vol. producido del trazador (barriles)	41*	40*	2,4
Volumen poroso	343795*	330110	4,1
Coefficiente de Dystra P	0,27*	0,46	47
Coefficiente de Lorenzt	0,37*	0,30	23
Eficiencia de barrido	39*	37	5,4

*Promedio

Para los casos estratificados los porcentajes de error van aumentando a medida que la heterogeneidad en el sistema aumenta, pero aun así los valores de volumen del trazador producido, eficiencia de barrido, y volumen poroso, muestran errores bajos en sus resultados (2,0-5,4%) debido a que estos valores son calculados directamente de los resultados de la curva de respuesta del trazador, sin ninguna conversión previa. Los valores de heterogeneidad, presentan los mayores errores, siendo el más destacable el coeficiente de Dykstra Parsons, que no presenta cambios representativos en ninguno de los tres caso heterogéneos, la causa de la misma forma que para el caso homogéneo, mientras que el coeficiente de Lorentz, sigue siendo más representativo, pues su valor en la hoja de cálculo depende de la diferencia de las curvas F-Phi menos una línea de referencia, como lo explicado en el sección 4.1.5.

9.2.2 Casos super-K vs ECLIPSE 100.

Las tablas 21 y 22 muestran los resultados de la comparación de los casos super-K 1 y 2 del modelo cuantitativo y la simulación en ECLIPSE 100.

Tabla 21. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso Super-K 1.

	Modelo cuantitativo	Simulación	Error (%)
Vol. producido del trazador (barriles)	96*	95,3	1
Volumen poroso	750435*	739684	1,5
Coefficiente de Dystra P	0,17*	0,15	13,3
Coefficiente de Lorenzt	0,1*	0,09	11
Eficiencia de barrido (%)	96*	93	3

*Promedio

Tabla 22. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso Super-K 2.

	Modelo cuantitativo	Simulacion	Error (%)
Vol. producido del trazador (barriles)	83*	82,8	0,24
Volumen poroso	678813*	659374	2,9
Coefficiente de Dystra P	0,22*	0,3	26,7
Coefficiente de Lorenzt	0,16*	0,13	23
Eficiencia de barrido (%)	84*	80	5

*Promedio

Para los caso de las simulaciones super-K, los valores de heterogeneidad dentro del yacimiento, son menores que para el caso estratificado, lo que corrobora la posibilidad

de que estos dos coeficientes son afectados mientras mayores sean las variaciones de permeabilidad dentro del yacimiento, ya que para las simulaciones super-K los cambios de permeabilidad se presentan a 1 o 2 capas (dependiendo del caso), con espesores que representan del 2 al 3% del yacimiento.

Mientras que los valores de eficiencia de barrido, volumen poroso y volumen del trazador producido, siguen presentando errores bajos dentro del modelo (0,24-5%), que aumentan con la complejidad del yacimiento.

9.2 Variaciones areales.

Para las variaciones areales, los coeficientes de Lorentz y Dykstra Parsons no se calcularon, debido a que estos muestran mayor representatividad cuando se generan cambios verticales dentro del yacimiento.

Tomando en consideración lo antes planteado, se dificulta la comparación de la heterogeneidad del modelo con el simulador, por lo tanto, se tomo el tiempo medio de residencia como otro parámetro para medir la heterogeneidad del yacimiento. Como se observó en los casos heterogéneos, la curvas de respuesta de los trazadores (figura 68) muestran separaciones y diferencias en los tiempos medio de residencias (t^*) (tabla 5) diferencia que se hace mayor a medida que aumenta la heterogeneidad (desde el caso 1 al caso 3).

Cuando se trabajo con dirección preferencial de flujo, las separaciones en las curvas de los cuatro trazadores (W1, W2, W3 y W4). Presentan variaciones. Al comparar los trazadores W2 y W3, que se desplazan por medio de zonas con permeabilidades similares, las curvas de respuesta, presentan un comportamiento y tiempo medio de residencia casi igual (figura 72 y tabla 6), mientras que los trazadores W1 y W4, presentan variaciones entre las curvas y entre los valores del tiempo medio de residencia, el trazador W1 viaja por la zona del yacimiento con permeabilidades de 25 y 50 md, mientras que el W4 se desplaza por las zonas que contienen permeabilidad entres 50 y 100md. Estas heterogeneidades se ven reflejadas en la diferencias de los

tiempos medio de residencia, por lo que se tomo este parámetro como otra medida de la heterogeneidad entre el caso de heterogeneidad y los casos diferenciales de flujo, donde los coeficientes de Lorentz y Dykstra Parsons del simulador, ya no son representativos.

9.2.1 Caso heterogéneo vs ECLIPSE 100.

Las tablas 23, 24 y 25 muestran los resultados de la comparación de los casos heterogéneos 1, 2 y 3 del modelo cuantitativo y la simulación en ECLIPSE 100.

Tabla 23. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso heterogéneo 1.

	Modelo cuantitativo	Simulacion	Error (%)
Vol. producido del trazador (barriles)	75,1*	75	0,13
Volumen poroso	296860*	291150	1,9
Eficiencia de barrido (%)	87,2*	87,6	0,46

*Promedio

Desviacion estandar	22
---------------------	----

Tabla 24. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso heterogéneo 2.

	Modelo cuantitativo	Simulacion	Error (%)
Vol. producido del trazador (barriles)	74*	75	0,43
Volumen poroso	308049*	300854	2,4
Eficiencia de barrido (%)	86*	84	2

*Promedio

Desviacion estandar	41
---------------------	----

Tabla 25. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso heterogéneo 3.

	Modelo cuantitativo	Simulacion	Error (%)
Vol. producido del trazador (barriles)	72*	73	1,3
Volumen poroso	321486*	298762	7,6
Eficiencia de barrido (%)	87*	82	6,1

*Promedio

Desviacion estandar	44
---------------------	----

Los coeficientes de Lorentz y Dykstra Parsons aumentan a medida con heterogeneidad del yacimiento por lo que se utilizó el tiempo medio de residencia como patrón de variación y se observó como los valores de desviación estándar aumentan considerablemente a medida que la heterogeneidad areal del yacimiento se hace mayor (tabla 23, 24 y 25).

Los porcentajes de error van aumentando gradualmente a medida que la heterogeneidad en el yacimiento incrementa, y los valores de la eficiencia de barrido, volumen de poros y volumen del trazador producido, presentan los mayores errores

para el caso heterogéneo 3. Al ser el más heterogéneo de todo el estudio, es consistente que se presenten estos resultados, pues a lo largo del análisis, se observó como los errores aumentaban dentro de un mismo caso a medida que se iba incrementando la heterogeneidad.

9.2.2 Caso Direccional de flujo vs ECLIPSE 100.

En las tablas 26, 27 y 28 se muestran los resultados de los cuatro trazadores (W1, W2, W3 y W4) del caso direccional de flujo.

Tabla 26. Resultados de los trazadores y el simulador. Caso direccional de flujo.

	Modelo cuantitativo	Simulacion	Error (%)
Vol. producido del trazador (barriles)	75*	73	2,7
Volumen poroso	302006*	296470	2
Eficiencia de barrido (%)	85*	83	2,4

*Promedio

Desviacion estandar	205
---------------------	-----

Para este caso direccional los errores de los tres parámetros comparados con el simulador (eficiencia de barrido, volumen de poros y volumen del trazador producido) oscilan entre 1-2%, mientras que la desviación estándar es mayor en comparación al caso heterogéneo (205 a 44), esto puede ser explicado debido a que las diferencias en los tiempos medio de residencia para el caso direccional mayores, al caso homogéneo; como se muestra en la tabla 18, y las diferencias entre los trazadores W1 y W4 son responsables de la alta desviación estándar.

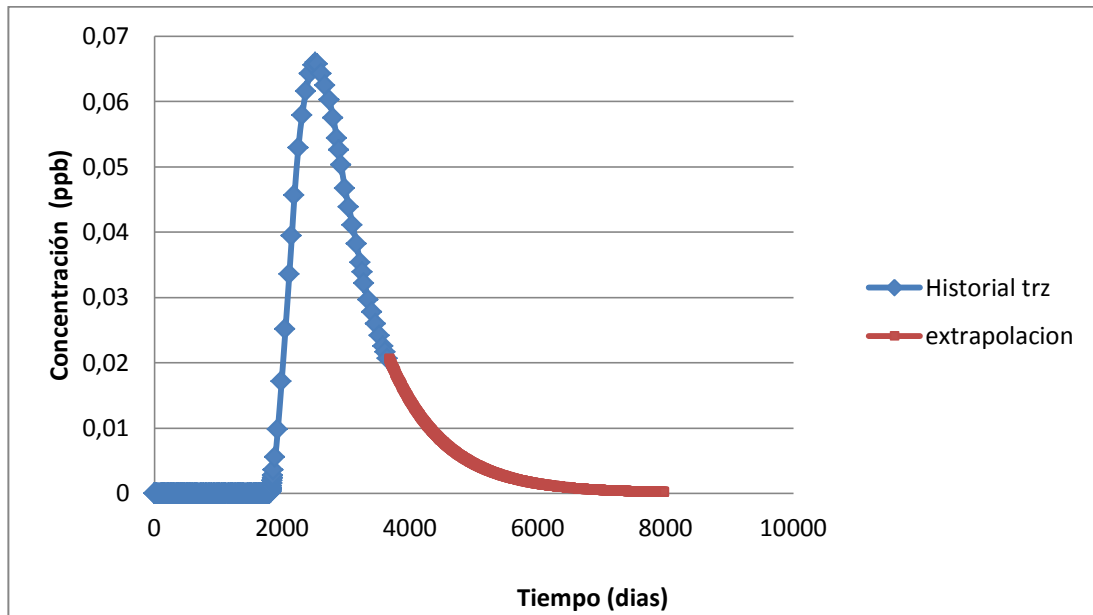
De la comparación entre la simulación y el modelo cuantitativo se obtiene que los errores aumentan de la siguiente manera de acuerdo a los casos en estudio:

Homogéneo < super-K < direccional de flujo < heterogéneo < estratificado.

9.3 Uso de la extrapolación de la curva del trazador.

Para esta validación se escogieron 3 curvas extrapoladas por el modelo cuantitativo de los trazadores W1 de los casos, homogéneo, heterogéneo 3, y super-K 2, y se compararon con las curvas de trazadores arrojadas por el simulador, para esto se corrió la simulación hasta el tiempo en el que se hizo la extrapolación de las curvas; para el caso homogéneo (figura 76) y heterogéneo 3 (figura 77) hasta 7573 días, mientras que para el super-K 2 (figura 78) se hizo la extrapolación hasta un tiempo igual a 18250 días, debido a que a 7573 días, no se evidenciaba una curva extrapolada.

a)



b)

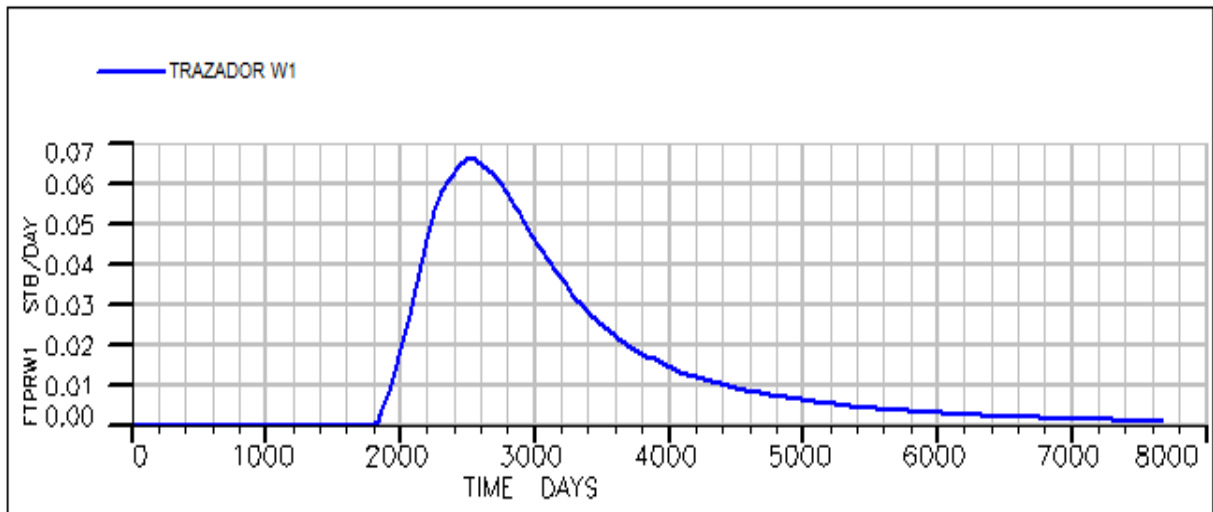
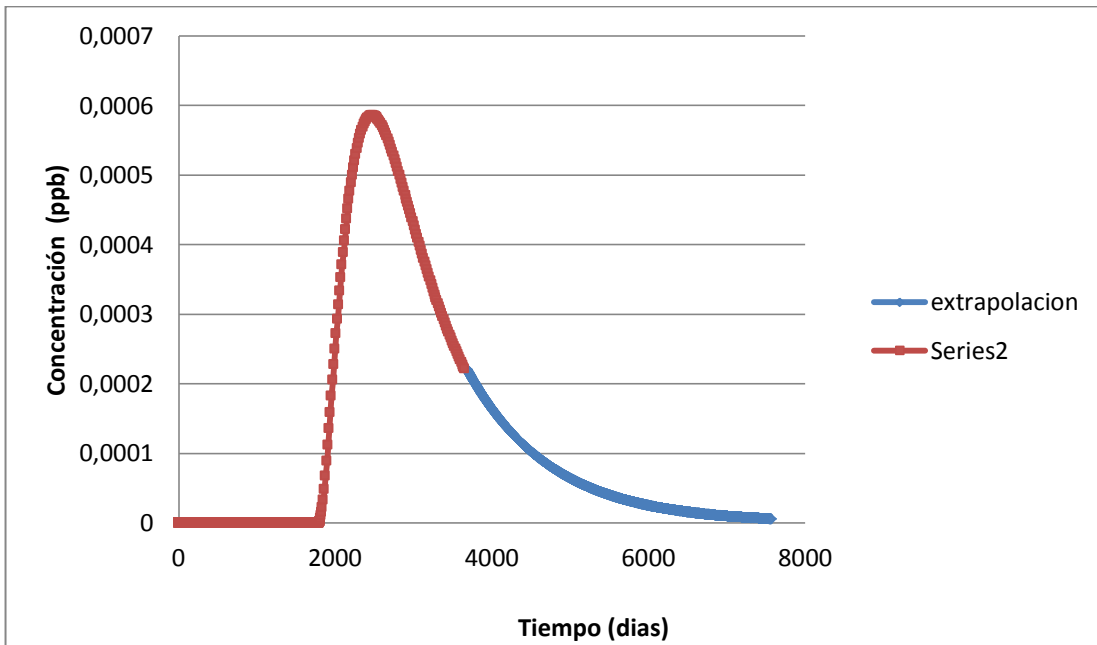


Figura 76. Curva extrapolada. Caso Homogéneo a) Modelo cuantitativo b) Simulación numérica.

a)



b)

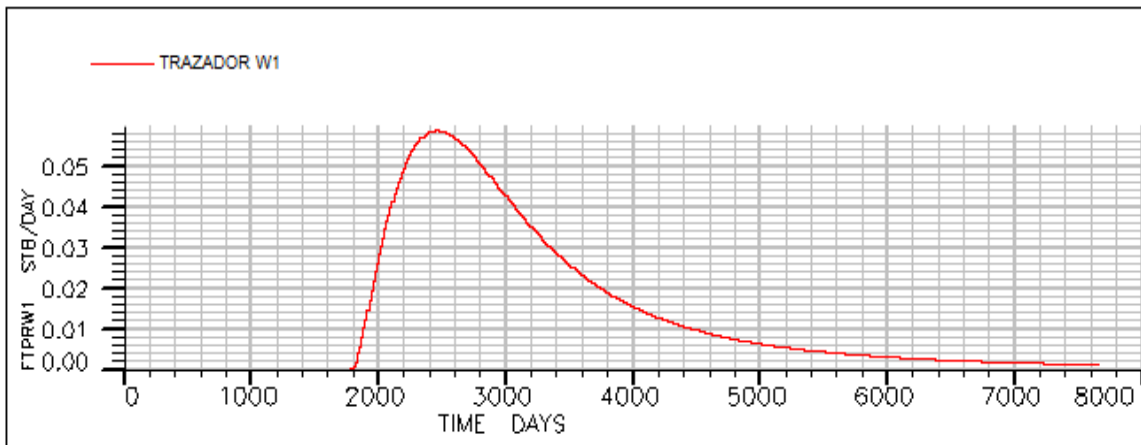


Figura 77. Curva extrapolada. Caso heterogéneo 3 a) Modelo cuantitativo b) Simulación numérica.

a)



b)

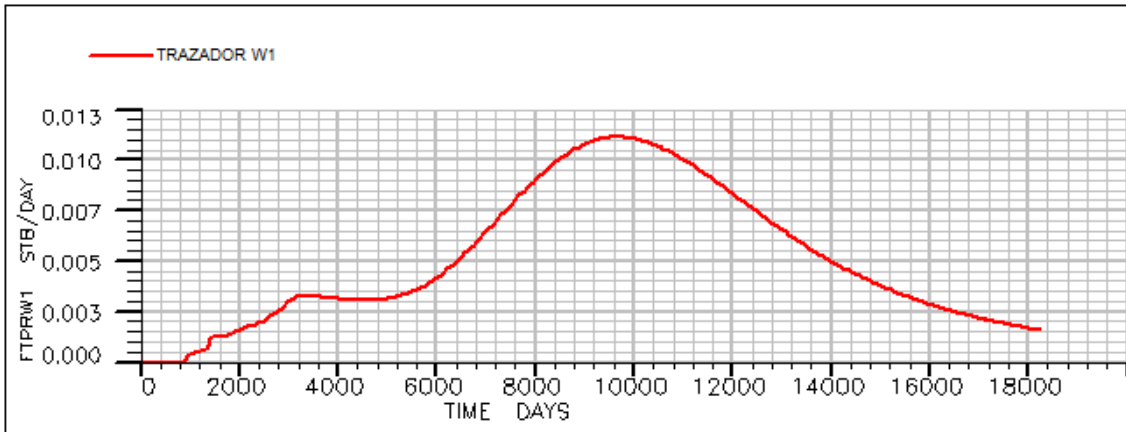


Figura 78. Curva extrapolada. Caso súper-K 2 a) Modelo cuantitativo b) Simulación numérica.

Al hacer la comparación, las tres curvas extrapoladas del modelo cuantitativo siguen perfectamente la continuación de las curvas con una tendencia al infinito. Estos resultados son importantes, debido a que una de las incógnitas al hacer una prueba de trazadores es saber cuándo culminar la recolección del fluido trazado en el pozo, por lo que con este procedimiento se comprobó que el uso de la extrapolación es un método rápido y eficaz para realizar dicha evaluación, puesto que al observar un decaimiento

en la curva extrapolada del trazador se puede decir que ya se recupero la mayor cantidad de trazador necesaria para el análisis de la prueba.

10. Conclusiones

- El método cuantitativo muestra resultados consistentes, a medida que la heterogeneidad del yacimiento aumenta los valores calculados de los coeficientes de Dykstra Parsons y Lorenzt aumentan, mientras que la eficiencia de barrido disminuye.
- Se observó mayor diferencia entre los resultados cuantitativos y la simulación a medida que la heterogeneidad del yacimiento aumentó.
- Los valores del volumen producido, volumen de poroso y eficiencia de barrido fueron representativos para la mayoría de los casos.
- El tiempo de arribo de un fluido trazado está directamente relacionado con la permeabilidad del yacimiento.
- La distorsión del perfil de concentración del trazador va a depender de las variaciones areales que se presenten en el yacimiento, mientras que las variaciones verticales no producen diferencias entre la curvas de los trazadores.
- Se verificó que el método cuantitativo propuesto por Shook y Forsmann (2005) suministra información consistente para la caracterización geoquímica del yacimiento.
- La extrapolación de la curva del trazador por el método cuantitativo es un método rápido y eficaz que ayuda a conocer el tiempo en el que se puede detener una prueba de trazadores.

- El tiempo medio de residencia es un parámetro que puede ser utilizado para conocer la heterogeneidad de un yacimiento que presenta cambios areales.

11.Recomendaciones

- Utilizar los coeficientes de Lorentz y Dykstra Parson en yacimientos con variaciones verticales, donde son más representativos.
- Realizar un análisis cuantitativo y cualitativo como paso previo a una simulación numérica.
- Estudiar detalladamente la variación entre las curvas de trazadores como indicativo de la variación areal de las propiedades del yacimiento.

12. Referencias Bibliográficas

- Agca, C., Pope, G. y Sepehrnoori, K. (1990). *Modelling and analysis of tracer flow in oil reservoirs*. Journal of Petroleum Science and Engineering 4(1), 3-19.
- Amaefule, J; Kersey, D; Marschall, D; Pouell, J; Valencia, L; Keelan, D. “Reservoir Description: A practical synergistic engineering and geological approach based on analysis of core data”. Texas: Society of Petroleum Engineers. SPE: 18167. 3(1). 14-24.
- Bobadilla, G. (2012): “*Conceptos básicos de caracterización dinámica de yacimientos*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 164 Pag.
- Brigham, W., Smith, D. (1965). “*Prediction of tracer behavior in five spot flow*”. Society of Petroleum Engineers. SPE: 1130. 2(1), 3-10.
- Cuauero, A., Frans, F., Knowles, D., Wigley, P., Jevanord, K. (2014). “*Design, Implementation and Results of an Inter-well Chemical Water Tracers Pilot Test to Improve Water Flood in Complex Reservoirs*”. Doha: International Petroleum Technology Conference.
- Du, Y., Guan, L., Johnson, S. Choudhary, M. (2005). *Advances of Interwell Tracer Analysis in the Petroleum Industry*. Journal Of Canadian Petroleum Technology 44 (05), 2-4.
- Durusu, I. (1974). “*Laboratory Investigation of a Suitable waterflood tracer for the Bulgurdag field and a design of a tracer field*”. Texas: Society of Petroleum Engineers. SPE 4826.

- García, I. (2004). “*Pruebas de trazadores químicos en la estimación de la saturación de aceite residual*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 175 Pag.
- González, K. (2005) “*Nueva metodología de diseño de pruebas de trazadores en yacimientos petroleros: Aplicación de campo*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 197 Pag.
- Greenkorn, R. (1962). *Experimental Study of Waterflood Tracers*. Journal of Petroleum Technology, SPE 169. 14(01), 87-92”.
- Guerra, E., Licon, D., Centeno, J., Tassoti, V. (2008). “*Tecnología de Trazadores*” PDVSA, Informe Técnico PDVSA Intevep, Los Teques, Venezuela.
- Guevara, I. (2016) “*Estudio de principales factores que pueden afectar los perfiles de concentración para las pruebas de trazadores químicos SWCTT*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela. 153 pag.
- Ltd., C. (2016). *STARS Thermal & Advanced Processes Reservoir Simulator*. Cmgl.ca. Recuperado 20 mayo 2016, a partir de <http://www.cmgl.ca/software/stars2015>.
- Mahmoud, A., Shook, M. (2010). “*Application of Chemical Tracers in IOR: A case history*”. Cairo: Society of Petroleum Engineers. SPE 126029. 27(1), 14-17.
- Marure, D. (2011). “*Aplicación de trazadores en yacimientos petroleros*”, Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 146 Pag.

- Meza, E. (2014). “*Modelado de pruebas de trazadores en yacimientos petroleros aplicaciones de campo*”. Trabajo de Grado de Maestría. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 273 Pag.
- Meza, K. (2013) “Parámetros Petrofísicos, Compuestos en la caracterización de yacimientos”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Universidad Autónoma de México. 138 pag.
- Muñoz, N. (1996) “*Fases de diseño e inyección del programa de trazadores radiactivos del campo El Furria*” PDVSA, Informe Técnico PDVSA Intevp, Los Teques, Venezuela.
- Ortiz, R. (2013) “Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Ingeniería. 130 Pag.
- Pérez, G., Patino, J. (2006) “*Metodología para el diseño y evaluación de pruebas de trazadores entre pozos como herramienta complementaria en la caracterización de yacimientos: Estado del Arte*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Universidad Industrial de Santander. Colombia. 165 Pag.
- Pérez, V. (2004). “*Análisis de resultados de pruebas de inyección con trazadores químicos al campo Jujo-Tecomioacan*”, Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 90 Pag.
- Petrowiki (2006). *Interpreting data from well to well tracer tests*. Recuperado 14 octubre 2016, a partir de http://petrowiki.org/Interpreting_data_from_well_to_well_tracer_tests.

- Ramírez, J. (2008) *“Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburo”*, Trabajo de Ingreso. Academia de Ingenieros, México. 81 Pag.
- Saad, N., Pope, G., Sepehrnoori, K. (1989) *“Simulation of Big Muddy Surfactant Pilot”*. Texas: Society of Petroleum Engineers. SPE: 17549. 4(1), 24-34.
- Schlumberger. (2015). *ECLIPSE Software Manuals*. Recuperado 15 octubre 2016, a partir de <https://www.software.slb.com/products/eclipse>.
- Schlumberger. (2015). *Oilfield Glossary. glossary*. Recuperado 18 enero 2016, a partir de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx.
- Schlumberger. (2016). *ECLIPSE Industry-Reference Reservoir Simulator*. Recuperado 8 octubre 2016, a partir de <https://www.software.slb.com/products/eclipse>.
- Shook, M. (2005). *“A Systematic Method For Tracer Test Analysis: An Example Using Beowawe Tracer Data”*. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. 30(4), 34-42.
- Shook, M., Forsmann, H. (2005). *“Tracer Interpretation Using Temporal Moments on a Spreadsheet”*. Idaho National Laboratory.
- Singer, F. (1971). *“Resistencia de materiales”*. Madrid: Ediciones del Castillo. 636 Pag.
- Suarez, G. (2015). *“Síntesis y caracterización de nano esferas de sílice mediante el método sol-gel y sol-gel modificado para ser utilizadas como soporte de trazadores en yacimientos petrolíferos de crudo mediano-liviano”*. Trabajo

Especial de Grado. Facultad de Ciencias. Universidad Central de Venezuela. 106 Pag.

- UTCHEM. (2016). *UTCHEM | CPGE*. Recuperado 3 abril 2016, a partir de http://www.cpge.utexas.edu/?q=UTChem_GI.
- Vázquez, D., Monterola, Y. (2012). “*Uso de trazadores radioactivos en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela. 217 Pag.
- Zeppieri, S. (1999). “*Evaluación de la eficiencia de recobro en procesos de recuperación secundaria o terciaria, en pruebas de inyección con trazadores pasivos (KCL)*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela. 169 Pag.
- Zitha, P., Felder, R., Zornes, D., Brown, K., y Mohanty, K. (2015). *Increasing Hydrocarbon Recovery Factors | Society of Petroleum Engineers. Spe.org*. Recuperado 15 diciembre 2015, a partir de <http://www.spe.org/industry/increasing-hydrocarbon-recovery-factors.php>.