



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTA DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

PRUEBAS DE TRAZADORES QUÍMICOS EN LA
ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN DE ACEITE
RESIDUAL

TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ILEANA GARCÍA SANDOVAL



DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG
DIRECTOR

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA

A

JULIANA ENID

*Gracias por enseñarme que el amor
incondicional existe en la vida.*

Te amo amorcito

AGRADECIMIENTOS

Simplemente no existen palabras para agradecer a las personas que han caminado junto a mí a lo largo de mi vida, las cuales han dejado alguna de sus enseñanzas. Sin embargo, a todas aquellas les doy las gracias por todo su amor, apoyo y comprensión.

Jorge J. García Sandoval

Sabes que no hay nada en la vida con lo que te pueda pagar el gran esfuerzo que hiciste para que pudiera lograr esta meta.

Rosa Sandoval Nava

Mamá por tus desvelos y consejos.

M. De los Angeles, Flor y Fusebio

Mis hermanos, por enseñarme que la unidad hace la fuerza.

Israel Hernández Meza

Por todas las cosas que hemos pasado juntos y las que nos hacen falta recorrer al lado de nuestra hija.

J. Paulina Jéllez García

Amiga, espero que nuestra amistad dure por mucho.

Dra. Getzabeth Ramírez Sabag

Gracias por todo el apoyo que me brindo para poder realizar este trabajo.

Ing. Manuel Villamar., Dr. Fernando Samaniego., Ing Israel Castro., M.º Tomas J. Pérez.

Por el tiempo que se tomaron en revisar mi trabajo y con sus observaciones ayudaron a mejorarlo.

ÍNDICE

	Página
 RESUMEN	
 CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN	01
 CAPÍTULO 2	
ANTECEDENTES	07
2.1 Desarrollo histórico del modelado de trazadores	07
2.2 Desarrollo histórico de los métodos de interpretación de las pruebas de trazadores	09
2.3 Reseña histórica de las pruebas de un solo pozo de trazadores químicos	11
 CAPÍTULO 3	
CONCEPTOS RELACIONADOS	12
3.1 Definición de trazador	12
3.2 Tipo de trazadores	13
3.2.1 Trazador químico	13
3.2.1.1 Clasificación	14
3.2.1.2 Ventajas y desventajas	15
3.2.1.3 Estudio con trazadores químicos	16
3.2.1.4 Cantidad a utilizar	16
3.2.1.5 Volumen total de inyección	17

3.2.2 Trazador radioactivo	18
3.2.2.1 Clasificación	18
3.2.2.2 Ventajas y desventajas	19
3.2.3 Trazador Conservativo	20
3.2.4 Trazador no Conservativo	20
3.2.5 Trazador Particionable	20
3.3 Coeficiente de partición	21
3.4 Factor de retardo	23
3.5 Materiales y selección del trazador	24
3.6 Aplicaciones de los trazadores en la industria petrolera	26
3.7 Pruebas de trazadores en yacimientos petroleros	32
3.7.1 Tipos de pruebas de trazadores	33
3.7.1.1 Pruebas de un solo pozo	33
3.7.1.2 Pruebas de trazadores entre pozos	34
3.8 Fenómenos físicos importantes en una prueba de trazadores	35
3.9 Tipos de análisis de una prueba de trazadores	37
3.9.1 Análisis cualitativo	38
3.9.2 Análisis cuantitativo	38
3.9.2.1 Análisis analítico	39
3.9.2.2 Análisis numérico	40

CAPÍTULO 4

PRUEBAS DE TRAZADORES QUÍMICOS PARA ESTIMAR LA SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL S_{Or}

4.1 Descripción general del método de trazadores	43
4.1.1 Método cualitativo	45
4.1.2 Método analítico	45
4.1.2.1 Primer momento temporal	46
4.1.2.2 Transformación cromatográfica	51
4.1.2.3 Gráfico	51

4.1.3 Método numérico	53
4.2 Pruebas de trazadores de un solo pozo para estimar la S_{or}	55
4.2.1 Diseño	57
4.2.1.1 Parámetros esenciales del yacimiento	57
4.2.1.2 Volumen total de inyección	60
4.2.1.3 Tiempo de duración de la prueba	61
4.2.1.4 Selección del trazador	63
4.2.2 Operación	64
4.2.2.1 Pasos operacionales	65
4.2.3 Interpretación de los datos	71
4.3 Prueba entre pozos para estimar la S_{or}	72
4.3.1 Diseño	73
4.3.2 Operación	77
4.4 Simulador UTCHEM	80
4.4.1 Características generales del UTCHEM	81
4.4.2 Aplicaciones en yacimientos de aceite	82
4.4.3 Ecuaciones generales	83
4.4.3.1 Ecuación de conservación de la masa	83
4.4.3.2 Ecuación de conservación de energía	83
4.4.4 La opción de trazadores	84
4.4.4.1 Ecuación para trazador no particionado	85
4.4.4.2 Ecuación para trazador particionado	85
4.4.4.3 Decaimiento radioactivo	86
4.4.4.4 Adsorción	87
4.4.4.5 Hidrólisis	87
4.4.4.6 Capacitancia	87
4.4.5 Operación del simulador	88
4.4.5.1 Archivo de entrada y salida	88
4.4.5.2 Diagrama de flujo	90
4.4.5.3 Unidades	91
4.4.6 Pantallas del UTCHEM	91

CAPÍTULO 5

EJEMPLOS DE APLICACIÓN

5.1 Prueba de un solo pozo: Yacimiento Queen Sulimar	101
5.1.1 Objetivo de la prueba	102
5.1.2 Descripción del yacimiento	102
5.1.3 Diseño	102
5.1.4 Inyección	103

5.1.5 Estimación de la S_{or} mediante simulación usando UTCHEM	103
5.1.5.1 Modelo de simulación	103
5.1.5.2 Resultados	105
5.2 Prueba entre pozos: Campo Ranger Texas	116
5.2.1 Objetivo de la prueba	117
5.2.2 Descripción del campo	117
5.2.3 Diseño	118
5.2.4 Inyección	121
5.2.5 Producción	122
5.2.6 Estimación de la S_{or} usando datos observados	123
5.2.7 Estimación de la S_{or} mediante simulación usando UTCHEM	129
5.2.7.1 Modelo de simulación	129
5.2.7.2 Resultados	131
 CONCLUSIONES	 141
 NOMENCLATURA	 142
 BIBLIOGRAFÍA	 144
 APÉNDICE A	 149
 APÉNDICE B	 163
 APÉNDICE C	 166

PRUEBAS DE TRAZADORES QUIMICOS EN LA ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL

Resumen

Se estima que solo una tercera parte del aceite de los yacimientos petroleros es recuperado, por lo cual una gran cantidad de hidrocarburos remanentes de todo el mundo aún no han sido extraídos y en México no es la excepción, motivo por el cual surge la necesidad de contar con una medición aproximada de saturación de aceite residual (S_{or}), parámetro que sirve para considerar si el yacimiento y/o el campo son económicamente rentables. Entonces si el beneficio es mayor que el costo se prosigue a implementar alguno de los procesos de recuperación mejorada, para obtener el mayor volumen de aceite y gas remanente, sin embargo para introducir dichos procesos es necesario conocer la dinámica del flujo de los fluidos de inyección para garantizar el funcionamiento y por ende el éxito del proceso. Buscar las herramientas necesarias para estimar dicha saturación no es una tarea sencilla, pero si necesaria; entonces las pruebas de trazadores son una buena opción para obtener un valor estimado de saturación de aceite residual.

El uso de dichas pruebas cada vez es más importante en la industria del petróleo, y en el área de recuperación han sido de gran ayuda, ya que constituyen un método in-situ para estimar la S_{or} , el cual debe ser usado antes del desarrollo de cualquier método de recuperación, cabe mencionar que además de esto, las pruebas de trazadores también ayudan a caracterizan al yacimiento de forma dinámica.

Este trabajo de tesis, tiene como objetivo principal, además de hacer una búsqueda del arte de las pruebas de trazadores en la literatura, estimar un valor de S_{or} a través de pruebas de trazadores químicos haciendo uso de los métodos: numérico (Simulación con UTCHEM) y analítico (Método de momentos).

El presente trabajo consta de cinco capítulos, los cuales se dividen en tres partes fundamentalmente: la primera consta de una introducción al tema así como una reseña histórica del mismo (Capítulos 1 y 2); la segunda abarca todo lo que se refiere al estado del arte de las pruebas de trazadores, es decir conceptos relacionados con las mismas incluyendo una explicación teórica, de forma detallada de los dos tipos de pruebas de trazadores químicos (Capítulos 3 y 4); la tercera parte es donde se realiza una aplicación con datos reportados en la literatura (Capítulo 5), y finalmente se llega al apartado de conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO 1**INTRODUCCIÓN**

A lo largo de los años, se ha incrementado la demanda de los hidrocarburos y para satisfacerla la industria petrolera dedica cada vez más recursos a la exploración y explotación de los yacimientos petroleros. Sin embargo, la notable disminución de las reservas ha hecho que se busquen nuevas y mejores alternativas para extraer el crudo que todavía queda en los yacimientos.

Se entiende por yacimiento la porción de una trampa geológica, constituida por rocas de origen sedimentario, que además de agua contiene hidrocarburos líquidos y gaseosos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. La roca almacenadora es porosa y permeable, la cual se encuentra delimitada por rocas impermeables que mantienen atrapados a los fluidos; los hidrocarburos que ocupan los poros o huecos de la roca almacenante, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad que se encuentra la zona productora.

Una vez que se descubre un yacimiento productivo se establece un plan para su explotación, considerando tanto aspectos técnicos como económicos. En México, la rentabilidad de un yacimiento generalmente se calcula considerando un horizonte de 15 años, por lo que es necesario predecir su comportamiento durante todo ese período; esta es una tarea compleja ya que puede haber varios esquemas aplicables para su explotación, y su selección dependerá tanto del tipo de roca como de los fluidos, además de los recursos técnicos y económicos disponibles.

El comportamiento de los yacimientos durante su explotación está influenciado entre otras cosas por la anisotropía de la roca, la presencia de flujo multifásico a través del medio poroso, así como el esquema de desarrollo implementado, el cual puede ser algún proceso de recuperación mejorada, cuyo objetivo es incrementar las reservas existentes maximizando el valor económico del yacimiento o del campo petrolero. Los programas de inyección de fluidos en este tipo de recuperación, requieren de información detallada de la heterogeneidad y conectividad del yacimiento así como la saturación de aceite remanente y su distribución.

Tradicionalmente la recuperación de aceite pueden ser divididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Históricamente estas etapas, describen cronológicamente la producción del yacimiento.

Producción primaria; es la etapa inicial de producción, en la cual los hidrocarburos fluyen hacia el pozo productor resultado de la energía natural que existe en el sistema roca-fluido. La cantidad de aceite que desplaza varía con el tipo de mecanismo, los cuales pueden ser clasificados en cinco categorías:

1. Expansión del sistema roca-fluido.
2. Empuje de gas disuelto liberado.
3. Empuje por gas libre (casquete).
4. Entrada de agua.
5. Segregación gravitacional.

No obstante que durante esta etapa el flujo de fluidos dentro del yacimiento ocurre por energía propia, sin embargo en ocasiones la presión en el fondo del pozo no es suficiente para producirlos, por lo que se requiere la instalación de algún sistema artificial de producción.

Recuperación secundaria; es la segunda etapa de operaciones, usualmente implementada después de la declinación de la producción primaria. Tradicionalmente los procesos en esta etapa son inyección de agua o gas

natural, con el propósito fundamental de mantener la presión para desplazar el aceite hacia los pozos productores. La inyección de agua es el proceso de recuperación secundaria más común para incrementar la extracción de hidrocarburos, tanto por la disponibilidad del fluido de inyección como por la tecnología, además de ser un proceso eficiente y económico.

Recuperación Terciaria; también es llamada *mejorada* (EOR, por sus siglas en inglés Enhanced Oil Recovery), la cual se obtiene después de cualquier proceso de recuperación secundaria, surgiendo como una alternativa para incrementar la recuperación de hidrocarburos, mediante la modificación de las características de los fluidos y las fuerzas capilares que actúan sobre ellos. Precisamente la filosofía en esta fase de recuperación se basa en modificar las características de los fluidos a fin de disminuir efectos capilares e incrementar la movilidad del fluido desplazado y disminuyendo la del fluido desplazante.

En general los procesos de recuperación mejorada se pueden agrupar en tres categorías:

1. Térmicos.
2. Químicos.
3. Inyección de gas; la cual puede ser miscible o inmisible.

Sustancialmente pueden ser más costosos, dado que el agente desplazante requiere de procesos complejos para su generación. Asimismo su aplicación en campo requiere de periodos de tiempos mayores, aproximadamente cinco años desde su concepción, debido a que la tecnología es más sofisticada que la utilizada en la recuperación secundaria.

En la figura 1.1, se muestra un esquema con las diferentes etapas de explotación así como sus métodos convencionales.

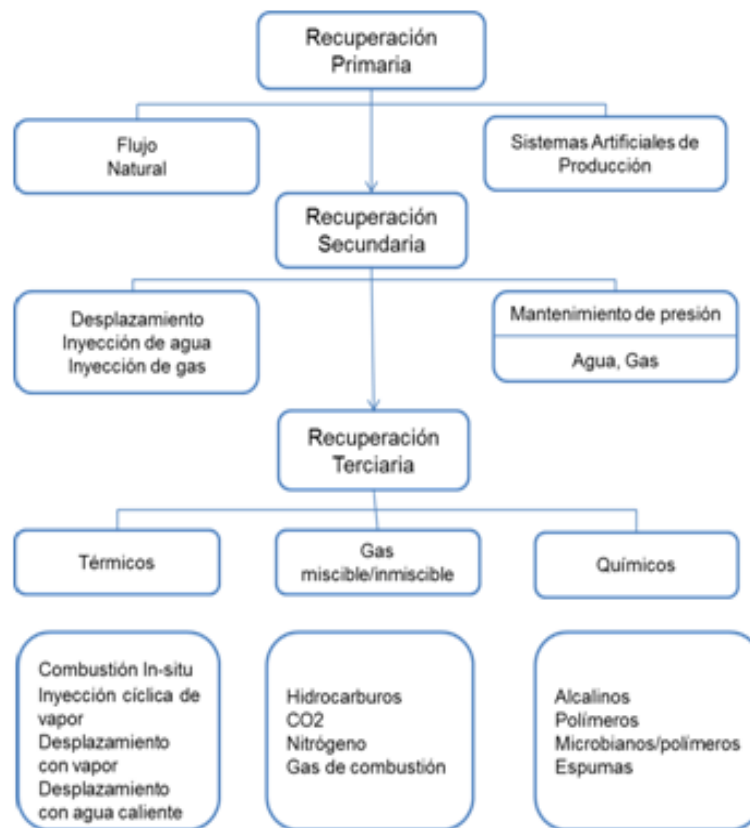


FIGURA 1.1 Etapas de explotación de los yacimientos petroleros

El inconveniente al considerar las tres etapas de recuperación en una secuencia cronológica es que muchas operaciones de producción en el yacimiento no son conducidas en el orden especificado.

Es importante resaltar que para implementar un proceso de recuperación es necesario conocer la dinámica de los fluidos de inyección. Lo que involucra la presencia de heterogeneidades y no detectarlas a tiempo para considerar su influencia en el proyecto, puede reducir de forma importante la probabilidad del éxito del mismo.

Si bien los estudios sísmicos, geológicos, ambientales así como la simulación detallada desde el pozo hasta el yacimiento, pueden proveer invaluable ideas en los proyectos de recuperación y las pruebas de trazadores constituyen una herramienta valiosa para la descripción de estas heterogeneidades. A través de los años, la designación e implementación de las pruebas de trazadores han

cochado una gran atención, puesto que se han acentuado como una herramienta adecuada para la descripción y caracterización de un yacimiento.

Un trazador o también llamado marcador, es alguna sustancia que puede ser monitoreada desde su inyección, durante y hasta su recolección en todo un sistema, en este caso en uno o varios pozos petroleros. Usualmente, éstos son clasificados en radiactivos y químicos; los primeros son componentes químicos que contienen isótopos radiactivos que en un estado estable se desintegran y pueden emitir radiación gamma y beta, dependiendo del isótopo. Mientras que los trazadores químicos se subdividen en tintas, iónicos y orgánicos. Sin importar el tipo de trazador, para su aplicación dependerá entre otras cosas de:

- La agresividad que tenga con el medio ambiente.
- La exposición del material en el medio poroso.
- El tiempo de tránsito.
- Las propiedades del yacimiento.

En términos de aplicación, los trazadores son clasificados en conservativos y particionados. Esta clasificación está basada en la interacción relativa del trazador con el agua y otras fases presentes en el yacimiento.

Una prueba de trazadores, puede ser definida como la inyección de uno o más marcadores, usualmente componentes químicos. Éstas se pueden realizar para un solo pozo o bien entre pozos y como son un método indirecto su análisis no es único. Aunque este tipo de pruebas, tienen más de 50 años que son aplicadas; para el 2005, sólo se tienen 43 pruebas de trazadores entre pozos reportadas en la literatura, de las cuales el 60% han sido realizadas en fase agua y el resto, 40%, en fase gas (Du Y y Guan, 2005).

En los estudios de trazadores entre pozos el fluido de inyección es etiquetado como único y el material debe de ser identificable, este trazador es monitoreado en los pozos productores como una función del tiempo. Estas

pruebas no sólo muestran la continuidad del yacimiento a través de los pozos inyectoros y productores sino que también las concentraciones del trazador observado pueden evaluar información del campo tal como la distribución de la permeabilidad del yacimiento, por lo tanto es una importante herramienta que proporciona información con respecto a la existencia de un cambio de permeabilidad, así como el volumen de saturación de aceite residual (S_{or}) del poro.

Es evidente que en la actualidad se ha desarrollado tecnología, que ha servido como herramienta para optimizar los tiempos de trabajo, entre la que se encuentran los simuladores y en lo que respecta a las pruebas con trazadores se cuenta con simuladores como el Eclipse, el CMG y el UTCHEM, este último desarrollado por el Centro de Ingeniería de Petróleo y Geosistemas (CPGE) de la Universidad de Texas en Austin, él cual se trata de un simulador tridimensional, multicomponente y multifásico que utiliza un modelo composicional para describir los procesos de flujo químico reactivo, tomando en cuenta el comportamiento de fases, las transformaciones químicas y físicas al igual que las propiedades heterogéneas del medio poroso. En el presente trabajo se utilizará el UTCHEM para desarrollar el ejemplo de aplicación para un solo pozo (Yacimiento Queen Sulimar) y entre pozos (Campo Ranger), los cuales fueron tomados de la literatura.

CAPÍTULO 2**ANTECEDENTES**

De manera muy general se puede decir que la implementación de las pruebas de trazadores en diferentes industrias ha sido poca. Sin embargo su aplicación data desde principios de 1900, época en las que fueron empleadas en el campo de la Hidrología, pero no fueron de interés para la industria del petróleo hasta mediados de la década de los años 50^{ʳs}, época donde los ingenieros petroleros empezaron a realizar pruebas de trazadores principalmente para determinar el flujo del fluido en los yacimientos. Los trazadores químicos son la primera generación, aplicados en 1950; estos contienen todas las sales inorgánicas, tintes y alcoholes; aunque su precisión solo es de $10^{-4} \sim 10^{-6}$ partes por millón (ppm). Mientras que los trazadores radioactivos se encuentran en una segunda generación aplicados en los años 70^{ʳs}, los cuales incluyen: agua tritiada, alkanos tritiados y alcohol tritiado y tienen una precisión arriba de 10^{-9} (ppb).

A mitad de la década de los 80^{ʳs} es realizada una prueba usando un trazador particionado, la cual sirvió para estimar la S_{or} en los yacimientos. En el año 2000, varios tintes orgánicos son usados en el laboratorio, los cuales sirven como trazadores.

2.1 Desarrollo histórico del modelado de trazadores.

El primer estudio de modelado de trazadores en agua fue realizado por Njitsu en un campo de aceite en Japón y fue publicado en 1987. Posteriormente la

Universidad de Texas publicó sus estudios realizados en el Big Muddy; esta Universidad uso para sus investigaciones el simulador composicional UTCHEM.

El uso de trazadores en esta fase tiene una larga historia y se han empleado una gran variedad de materiales tanto orgánicos como inorgánicos, en los primeros se encuentran componentes como la dextrosa, la glicerina, ácido salicílico, flourecentes y una gran variedad de alcoholes, mientras que en los segundos el agua tritiada, aniones simples semejantes al nitrato, aniones oxidados como el dicromato, entre otros. Muchos de estos componentes han sido probados obteniendo de algunos de ellos pocos resultados puesto que han existido diferencias en las condiciones de operación arrojando datos contradictorios, sin embargo a lo largo de los años un pequeño grupo de materiales usados como trazadores, tales como: tritio, alcohol bútil terciario, alcohol isopropanol, han llegado a ser considerados útiles en los campos petroleros.

El desarrollo de los trazadores en fase gas en la industria del petróleo es totalmente distinto a los de fase agua puesto que ambos se comportan de forma diferente en el yacimiento; los primeros usualmente son particionados entre la fase de aceite y la de agua, la gráfica siguiente muestra el porcentaje en el que el modelado de pruebas de trazadores entre pozos ha sido reportado en la literatura a nivel mundial.

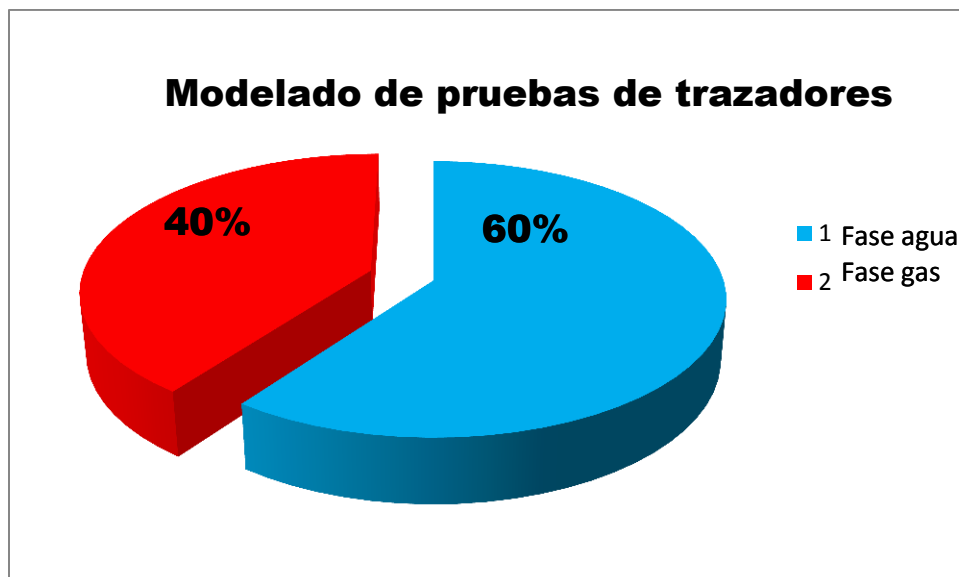


FIGURA 2.1 Gráfica de porcentaje de modelado de trazadores reportado en la literatura, hasta el 2005 (Du Y y Guan, 2005)

De la gráfica anterior el total de pruebas entre pozos, reportadas en la literatura, hasta el 2005, había sido de 43; de las cuales 27 fueron realizadas en fase agua y 16 en fase gas, las cuales equivalen al 60 y 40% respectivamente.

2.2 Desarrollo histórico de los métodos de interpretación de las pruebas de trazadores

Con el desarrollo de la tecnología en el campo de la informática, la aplicación de pruebas de trazadores en yacimientos de petróleo ya ha podido ser programada por algún software para ayudar a interpretar dichas pruebas en campos petroleros. Estas interpretaciones incluyen métodos numéricos, analíticos y semi-analíticos, en donde, el rango de los parámetros del o los yacimientos a interpretar se ha hecho más amplio, obteniendo una mayor precisión de éstos. Recientemente, los métodos que ayudan a interpretar el perfil del trazador producido, se combinan con algún modelo geológico, a manera de complementación.

En 1965, Brigham y Smith por primera vez desarrollaron algunas ecuaciones para predecir tanto los tiempos de avance del trazador como la concentración de éste a los pozos productores. Supusieron, 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. Desde la publicación de su trabajo, el análisis de los datos del trazador entre pozos desde un punto analítico se ha extendido y 1984 este trabajo fue modificado por el mismo Brigham y colaboradores perfeccionando el modelo anterior, ofreciendo una solución de las ecuaciones de flujo en un tubo de corriente con dispersión longitudinal.

Cooke, en 1971, utilizó el método cromatográfico para determinar la S_{or} . Mientras que en 1980, Decanos y Majoros, utilizaron el método de momentos, para una prueba de un solo pozo. Y en 1991, Allison y colaboradores presenta un método para estimar esta misma S_{or} , pero para pruebas de trazadores entre pozos así como la eficiencia de barrido en multi-pozos, este proyecto involucró varios trazadores. Tang y Harker, 1991, utilizan la comparación histórica para realizar la estimación de la S_{or} a partir de una inyección de gas en un yacimiento de carbonatos. En 1995, Zemel presenta un amplio estudio de marcadores para su uso en yacimientos de aceite. Dwarakanath y Pope en 1998, identifican diferentes errores, tanto en la medida de las pruebas de trazadores particionados entre pozos (PITT) como en el análisis de los datos del método de momentos que se utilizó para estimar la S_{or} en dichas pruebas y a principios del 2000 propusieron un método de análisis de momento, utilizando datos de pruebas de trazadores particionados entre pozos, este método se aplicó sobre todo en pruebas de laboratorio o pruebas de fase líquida no acuosa.

Dedds y colaboradores, en 1999, desarrollaron el método de los momentos para tres fases incluyendo dispersión y difusión, saturación y porosidad de la misma, aplicó el método de los momentos para analizar los marcadores de gas en acuíferos contaminados con fases líquidas no acuosas. En 2001, Tang y Zhang utilizaron la prueba de un solo pozo para determinar la S_{or} mediante modelos

analíticos. En 2003 Tang extendió el modelo de Brigham del solo manejo de trazadores no particionados al de particionados, método que ha sido de gran uso en la industria petrolera. En el mismo año, Jayanti, analizó los efectos de la heterogeneidad así como la detección límite del trazador en pruebas entre pozos.

Para el 2004 Sinha y colaboradores calcularon la S_{or} utilizando trazadores naturales, además de que usó el método de los momentos para interpretar las pruebas de trazadores particionados entre pozos en yacimientos heterogéneos. En 2005, Asakawa, desarrolló el método de los momentos en tres dimensiones para un medio poroso heterogéneo y extendió el cálculo de la S_{or} en yacimientos naturalmente fracturados. En ese mismo año, Altinay, combinó el método de momentos con el modelado inverso para obtener una estimación precisa y realista de la S_{or} de las pruebas de trazadores particionados entre pozos. Lo que llevó a que en los últimos años se halla puesto mayor atención al método de momentos y a la modelación inversa para estimar la S_{or} de las pruebas de trazadores.

2.3 Reseña histórica de las pruebas de trazadores químicos de un solo pozo

La primera prueba realizada en un solo pozo en la que se empleó un trazador químico fue hecha en 1968 en el campo East, en Texas, por un equipo conducido por Harry Deans, el inventor del método, quien trabajaba para Exxon Production Research Company. Después de realizar varias pruebas comprobó la factibilidad del método, motivo por el cual Exxon solicitó los derechos de la patente, los cuales le fueron emitidos en 1971. Durante los últimos 30 años numerosas compañías petroleras han reportado el uso de trazadores químicos en pruebas realizadas en un solo pozo. El método ha ganado un considerable reconocimiento porque ha crecido el interés en el cálculo cuantitativo de S_{or} . Algunos expertos consideran esta prueba porque está basada en demostraciones precisas además de tener costos razonables.

CAPÍTULO 3

CONCEPTOS RELACIONADOS**3.1 Definición de Trazador**

Puede definirse como trazador a toda sustancia que incorporada a un proceso físico o químico permite estudiar su comportamiento y evolución. Se tienen desde los más sencillos, como hojas de árboles, fragmentos de madera y paja, colorantes que se han utilizado para observar la dirección y la velocidad del agua hasta el empleo de trazadores químicos y radioactivos.

La figura siguiente, muestra el principio básico del método de los trazadores, el cual consiste en marcar un sistema (sustancia, objeto, fase), y seguir su trayectoria a través del mismo hasta que lo ha abandonado (Salcedo, 2008).

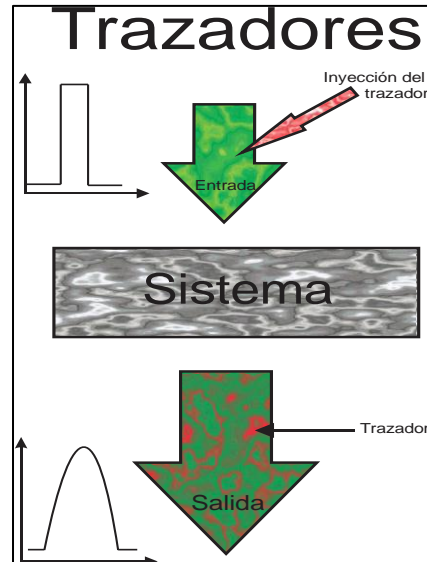


FIGURA 3.1 Esquema de un experimento con trazadores (Salcedo, 2008)

En ingeniería petrolera el sistema será el yacimiento, entonces, un trazador puede ser cualquier sustancia añadida al fluido de inyección cuya presencia puede ser detectada fácilmente, el cual sirve como herramienta para estudiar las propiedades del yacimiento.

3.2 Tipo de Trazadores

En la industria petrolera, básicamente, los trazadores pueden ser:

3.2.1 Trazador químico

Un trazador químico se define como una sustancia química que se agrega a un fluido inyectado, el cual sirve como herramienta para estudiar las propiedades del yacimiento y debe de cumplir con ciertas características, entre las que se

encuentran: no interferir con el flujo de fluidos, satisfacer los requerimientos con bajas concentraciones y además ser de fácil conducción.

Actualmente este tipo de trazadores constituyen una alternativa y un complemento para los radiotrazadores, aunque en general la operación de inyección resulte más complicada debido a los grandes volúmenes involucrados.

3.2.1.1 Clasificación

Los trazadores químicos, pueden ser clasificados como:

➤ Tintas

Las tintas son usadas sólo cuando la exposición a la roca es mínima y el tiempo de transición es corto, sin embargo estas tintas pueden ser detectadas en un rango de partes por billón (ppb), aunque éstas son muy susceptibles a la absorción en el yacimiento.

➤ Iónicos

Los trazadores iónicos son aniones solubles en agua de sal, sodio, o amonio (Br, NO₃, SCN, respectivamente) la mayoría de estas sales están disponibles en forma cristalina o como soluciones que son mucho más fáciles de manejar en el campo. El método de análisis de estos aniones son: cromatografía del ión o cromatografía del líquido a alta presión. Dependiendo de la salinidad del agua y la composición total de la salmuera, típicamente la detección límite de salmuera de un campo aproximadamente es de un miligramo de anión por litro. Tanto los métodos químicos como la sensibilidad del anión, pueden ser los métodos de investigación más rápidos además de que pueden llevarse a cabo en el campo, aunque tienen

la inconveniencia de ser más susceptibles por la interferencia de los aniones, obteniendo datos más dispersos.

➤ Orgánicos

Los alcoholes tal como el etanol (EtOH), metanol (MeOH), isopropanol (IPA), butanol terciario (TBA), o solventes, típicamente son trazadores orgánicos. Éstos no se producen de forma natural y pueden ser utilizados en fluidos de tratamiento. Los trazadores orgánicos son los que mejor se pueden cuantificar, lo cual se hace por medio de cromatografía de gases donde para lograrlo con facilidad el límite de detección aproximadamente es de una parte por millón por volumen.

3.2.1.2 Ventajas y desventajas

Ya sea tintas, iónicos u orgánicos, los trazadores químicos tienen tanto ventajas como desventajas, como:

Ventajas

- Precio bajo.
- Ausencia de riesgo radiológico para los usuarios.
- Factibilidad de transporte y adquisición.
- No requiere blindajes.
- Factibilidad de manipulación durante la inyección.
- Gran solubilidad en el gas.
- Límites de detección bajos.
- No son tóxicos.

Desventajas

- Pérdida del trazador debido al efecto de la adsorción. Posiblemente esta es la desventaja más importante en el uso de los trazadores químicos.
- Se requieren grandes volúmenes.
- Uso de instrumentos de complejidad elevada y precio alto.
- Imposible de medir a condiciones “in-situ”.
- Muestreo representativo.

3.2.1.3 Estudio con trazadores químicos

El estudio con trazadores químicos permite realizar un análisis sobre la transferencia de agua de inyección entre pozos inyectoros y pozos productores, el objetivo es detectar, con muestras recolectadas, el tiempo de tránsito y la trayectoria seguida por el agua inyectada en la formación. El sistema de detección consiste en el agregado de productos químicos al agua o gas de inyección y la posterior detección sobre muestras mediante medios lumínicos de dichos compuestos. Estas sustancias tienen moléculas relativamente pequeñas (peso molecular entre 150 y 500), son muy solubles en agua, en alcoholes y en menor medida en hidrocarburos; soportan temperaturas elevadas (hasta 350 °C) y lo más importante es que se han seleccionado por su facilidad y alta sensibilidad de detección mediante métodos ópticos además de ser fácil poder determinar concentraciones de 1 [ppm].

3.2.1.4 Cantidad a utilizar

La cantidad de trazador químico a utilizar esta en función de varios elementos, como son:

- Distribución de permeabilidades, en el yacimiento.
- Gasto de producción e inyección.

- Distancia entre el pozo inyector y el productor.
- Concentración pico.
- Dispersión.
- Espesor de la formación.
- Porosidad.
- Saturación de agua.
- Método de muestreo.
- Método de análisis de muestreo.

Y se encuentra gobernada bajo dos límites:

1. Límite superior: concentración permisible máxima, la cual depende del área donde se encuentra el campo y del medio donde se diluya el trazador, ya sea gas o líquido y son valores determinados por asociaciones internacionales.
2. Límite inferior: sensibilidad a la detección, principalmente está en función de la capacidad del equipo encargado de la detección.

3.2.1.5 Volumen total de inyección (Q_{TOT})

El volumen total de inyección (Q_{TOT}), está en función del radio de investigación que se deseé para la prueba, mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{TOT} = \pi r_{inv}^2 h \phi, \quad (3.1)$$

donde:

Q_{TOT} : Volumen total de inyección

h : Espesor de la formación bajo prueba

Φ : Porosidad

r_{inv} : Radio de investigación

3.2.2 Trazador radiactivo

Los trazadores radioactivos son compuestos que contienen isótopos radiactivos que se desintegran en un estado estable y pueden emitir radiación beta o gamma, los cuales proporcionan información sobre el comportamiento del yacimiento, la cual se obtiene mediante la detección y el análisis de la radiación emitida. Para su uso como trazador el isótopo debe de tener una vida media adecuada, la cual es comparable con el tiempo de transición en el yacimiento. Este tipo de trazadores tienen una detección con cantidades extremadamente pequeñas, en el orden de partes por trillón (ppt), y por consecuencia sólo se requiere de un pequeño volumen de inyección. Hoy en día son los más usados en la industria del petróleo.

3.2.2.1 Clasificación

Los trazadores radioactivos se clasifican como:

➤ **Artificiales**

Son aquellos que han sido obtenidos en un laboratorio, generalmente por un acelerador de partículas o por medio de los reactores nucleares.

➤ **Activables**

En este tipo de radiotrazadores, se emplea un compuesto químico no reactivo pero que contiene en su estructura algún elemento radioactivo detectable,

químicamente debe de ser adecuado para que no sea absorbido por el medio. Básicamente se emplea para estudiar el movimiento de los sedimentos y residuos sólidos.

➤ Naturales

Se pueden encontrar en la naturaleza, ya que todas las aguas existentes en ella, los contienen disueltos o bien, forman parte de su estructura molecular.

➤ Isótopo estable

Se considera estable si no se transmuta en 10^{21} años, sin embargo puede transmutarse bajo ciertas condiciones. Existen 115 elementos químicos conocidos que tienen este papel, 92 existen en la naturaleza y el resto ha sido obtenido artificialmente.

3.2.2.2 Ventajas y desventajas

Entre las ventajas y desventajas de este tipo de trazadores se encuentran:

Ventajas

- Fácil de detectar aún en muy bajas concentraciones.
- Posibilidad de medición a condiciones “in-situ” con o sin contacto con el medio y sin interferencias de otros componentes del acuífero, ya sean activos o inactivos.
- Marcar grandes volúmenes de fluido inyectado.
- Escasa contaminación (radiológica y química) del medio.

Desventajas

- A veces el equipo de detección suele ser caro.
- El manejo puede ser complicado, por lo cual se requiere de personal capacitado.
- En ocasiones la disponibilidad es escasa.
- Es necesario obtener un permiso para su trabajo.

Ahora bien, sin importar si el trazador es químico o radioactivo, éste puede ser:

3.2.3 Trazador conservativo

También llamados ideales, los cuales durante su trayectoria en el medio poroso no experimentan proceso físico, químico y/o biológico alguno diferente al que experimenta el fluido en el que fue inyectado, es decir que el trazador sigue fielmente la trayectoria del fluido de inyección.

3.2.4 Trazador no conservativo

Son aquellos que experimentan algún proceso físico, químico y/o biológico diferente al fluido de inyección.

3.2.5 Trazador particionable

Cuando el trazador es soluble tanto en la fase agua como en la fase aceite o gas presente en el yacimiento es llamado trazador particionado. Si un trazador es

soluble en el aceite o gas inmóvil en un yacimiento, el avance frontal será en promedio menor que la velocidad del fluido de inyección

Los alcoholes y los solventes, son algunos ejemplos de trazadores particionados. Conducido por el gradiente de concentración del marcador, las moléculas del mismo serán difundidas en el gas o aceite estacionario

El caso del sistema de dos fases con una fase estacionaria, semejante como el aceite en un desplazamiento con agua en el yacimiento y con una saturación de gas despreciable, fue analizado por Deans. Él mostro que el flujo fraccional de una saturación de aceite irreductible (S_{oi}) es pequeña, mientras que los trazadores i y j tienen un coeficiente de partición K_i y K_j respectivamente.

Junto a una buena recuperación, un trazador particionado tiene que ser seleccionado de modo que la demora sea adecuada puesto que retrasara su producción en un largo tiempo, lo cual reducirá la concentración del mismo provocando que el límite de detección sea por debajo de la producción del mismo, además tiene que poder ser calculado por una muestra dada.

3.3 Coeficiente de Partición (K)

Existen algunos compuestos utilizados como trazadores que son solubles tanto en la fase de agua como en la de aceite. Si son inyectados en la fase agua, pueden pasar a la fase aceite al tomar contacto con ella dentro del yacimiento. Esta propiedad constituye un aspecto positivo de los trazadores que la poseen, ya que permite una estimación de S_{or} a nivel global en el yacimiento.

Como paso previo, es imprescindible cuantificar la distribución del trazador entre las fases agua-aceite, lo cual se hace en el laboratorio, mediante dos tipos de experimentos:

- Experimento estático, en donde la separación de las distintas fases, se da en un aparato de mezcla que permite la extracción de muestras, las cuales serán analizadas posteriormente.
- Experimento dinámico o cromatográfico, en donde un pequeño pulso de trazador es forzado a través de un medio poroso con saturaciones de fluidos conocidas, empleándose velocidades moderadas (25-50 cm/día) conjuntamente con un trazador no particionable (normalmente tritio). Las diferencias en el tiempo de tránsito dan una medida del grado de partición del trazador ensayado.

El grado de partición de un trazador, expresa la relación entre las concentraciones del trazador de las dos fases (aceite y agua), como se muestra en la ecuación siguiente:

$$K = \frac{C_o}{C_w} . \tag{3.2}$$

Este coeficiente puede ser determinado mediante el experimento estático, midiendo la concentración de trazador en ambas fases.

En el experimento dinámico puede derivarse un coeficiente de partición efectivo, a partir de los registros de concentración de un trazador particionable (C_1) y uno no particionable (C_2) en un medio poroso que contiene ambas fases.

3.4 Factor de retardo

Si se asume que el aceite constituye una fase inmóvil (con saturación residual), se observará un retraso en los registros del trazador particionable. Esto se debe a que cuando un trazador también es soluble en la fase inmóvil, ingresará a ella cuando el gradiente de concentración lo favorezca; luego cuando el gradiente se revierta, regresará a la fase móvil y podrá así ser registrado. El retardo originado por este proceso puede cuantificarse a partir de un factor de retardación, β , dado por:

$$\beta = \frac{t_2 - t_1}{t_1} = \frac{\Delta t}{t_1}. \quad (3.3)$$

Puede demostrarse que este factor equivale al cociente entre el número de moléculas del trazador particionable que ha pasado a la fase inmóvil respecto al número de las que no lo han hecho, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{N_{1o}}{N_{1w}} = \frac{C_{1o}V_o}{C_{1w}V_w} = K \frac{S_o}{1 - S_o}. \quad (3.4)$$

Finalmente igualando las ecuaciones 3.3 y 3.4, resulta:

$$S_o = \frac{\Delta t}{\Delta t + K t_2}. \quad (3.5)$$

Para trazadores no particionables o pasivos, se tiene que K debe de ser igual a cero, mientras que para los particionables debe de ser mayor a cero, los cuales son los de interés para medir la S_{or} .

3.5 Materiales y selección del trazador

Los últimos años una gran variedad de materiales han sido usados en la ingeniería petrolera para determinar la trayectoria del movimiento del fluido. Estos incluyen polvos insolubles, bacterias, esporas, tintes solubles en agua y una variedad de químicos.

El objetivo de la continua búsqueda de un Trazador perfecto es encontrar un material que satisfaga los siguientes requisitos:

- Que se mueva con la misma velocidad que el fluido inyectado.
- Que no sea absorbido por la fractura, si es que la hay.
- Ambientalmente amigable.
- Que pueda ser detectado en minutos.

Sin embargo, la elección de esta sustancia para realizar el rol de trazador en un yacimiento petrolero involucra algunos requisitos para garantizar tanto el éxito de la técnica como los costos económicos por lo cual debe de satisfacer las siguientes características:

- Detectable a muy bajas concentraciones.
- Debe de ser soluble en la fase que se pretende marcar, y preferentemente insoluble en las otras fases eventualmente presentes.
- Segura y fácil de manipular desde su inyección hasta su producción.
- El costo de la misma así como del análisis del muestreo deben de ser justificables considerando el costo-beneficio.
- Tener una concentración muy pequeña.
- Estable, conservando su identidad durante su trayecto en el yacimiento.
- No reactiva con los poros de la roca.
- La cantidad a utilizar no debe de modificar de manera significativa las propiedades del fluido que se desea estudiar.

- No debe de experimentar reacción química alguna con el fluido en el cual ha sido inmerso.

Actualmente no hay un trazador perfecto, por lo cual la selección del mismo puede ser todo un compromiso, por ejemplo, un trazador de material soluble en agua es más probable que se mueva con los fluidos de inyección pero puede transmitir una actividad química potencial dando como resultado un retardo del marcador debido a la retención temporal en el yacimiento y una absorción del material o descomposición química y biológica del mismo en el ambiente del yacimiento.

Los estudios de laboratorio tienen que ser usados como una herramienta para evaluar los materiales que pueden ser usados como un trazador, una de las pruebas consiste en hacer pasar este material junto con el flujo de inyección a través de un núcleo, donde los datos de tiempo de transición, balance de materia y dispersión del trazador son analizados. Sin embargo, la correlación entre los resultados de laboratorio y los de campo pueden ser tenues puesto que es difícil reproducir las condiciones de todo el yacimiento en el laboratorio; temperatura, presión, composición del fluido, y pH pueden ser variables que se pueden tener bajo control pero las propiedades de la roca pueden ser alteradas durante la recuperación, producción y preparación del núcleo, además como el trazador es expuesto a más área de superficie de la roca en el yacimiento que el núcleo en el laboratorio, provocan que los datos obtenidos sean poco confiables.

Los trazadores que sirven como balance de materia son el mejor indicador y el método más confiable para la obtención de información tanto en los estudios de laboratorio como en los de campo, y no sólo dependerá de la sensibilidad y el análisis cualitativo del marcador, también involucrará todos los factores que afectan la pendiente de la curva que se forma tal como las variaciones en las partes del posible flujo a través de los puntos de inyección y producción, la dispersión del trazador y los efectos cromatográficos. Dependiendo del gradiente

de presión en el yacimiento, el fluido de inyección junto con el trazador pueden moverse para áreas en el yacimiento no incluidas en el programa de ejemplo. Entonces la simulación del flujo del trazador puede revelar problemas de esta naturaleza. La inyección del fluido en zonas dañadas o una inadecuada terminación de la inyección del pozo son otras causas comunes de la pérdida del trazador. Entonces el principio del método de Balance de Materia básicamente consiste en que el total del material del trazador recuperado debería de aproximarse a la cantidad total inyectada.

La siguiente tabla muestra algunas sustancias, reportadas en la literatura, que han servido como trazadores químicos.

TABLA 3.1 Químicos que han servido como trazadores

Material	Formula química	Fase
Yoduro de potasio	KI	Líquido
Nitrato de sodio	NaNO ₃	Líquido
Etanol	EtOH	Líquido
Metanol	MeOH	Líquido
Isopropanol	IPA	Líquido
Butanol Terciario	TBA	Líquido
Metilcetona	MEK	Líquido
Perfluorometil ciclopentano	PMCP	Gas
Perfluorodimetil ciclobutano	PDMCB	Gas
Hexafluoruro de azufre	SF ₆	Gas

3.6 Aplicaciones de los trazadores en la industria petrolera

Los trazadores han llegado a ser una herramienta comúnmente utilizada en la producción, inyección y procesamiento de fluidos en campos petroleros. Los avances tanto en instrumentos electrónicos como en computación han ayudado al

desarrollo de los trazadores así como el análisis de las diferentes pruebas de éstos.

A continuación se mencionarán algunas de las aplicaciones de los trazadores en la industria petrolera.

Perforación y terminación de pozos

Los trazadores son cada vez más utilizados en operaciones de perforación y terminación de pozos, para medir la profundidad de invasión del filtrado de lodo dentro de la formación. Los trazadores más empleados durante esta etapa son principalmente trazadores químicos, los cuales se utilizan al preparar el volumen total de lodo de perforación, determinándose la concentración adecuada del trazador justo antes de perforar a través del intervalo o zona de interés. Posteriormente se realizará un muestreo del intervalo de interés, y en el laboratorio se analizarán los núcleos y el agua contenida, se extrae el agua y se analiza con respecto a su concentración de trazador.

Cementación primaria

Una de las primeras aplicaciones de los trazadores dentro de la industria petrolera fue la determinación de la calidad del cemento. Cuando se preparan las lechadas de cemento en una cementación de tubería, cualquiera que ésta sea, se sabe que la calidad del cemento es muy importante para lograr una cementación muy exitosa sin contratiempos y sin problemas de pérdida de filtrado, por fraguado anticipado o por retardo del propio fraguado. Aquí el uso de trazadores constituye una herramienta muy valiosa para conocer dicha calidad.

Se han agregado muchos tipos de trazadores , incluidas tintas visibles, las cuales han sido adicionadas como pulsos para la conducción del volumen de cementación primaria y la búsqueda por el espacio anular, para verificar el retorno positivo del cemento; esta técnica ha sido adoptada para usarla en lodos de

perforación para medir el volumen en el espacio anular durante la circulación antes de la cementación primaria, y consiste en la aplicación de una fuente radioactiva al cemento, la cual se fija perfectamente a la línea por donde circula la lechada precisamente antes de pasar por las bombas. El detector también se fija a la tubería pero diametralmente opuesto a la fuente. La radiación Gamma, atraviesa las paredes de la tubería, el flujo de la lechada y sólo una fracción logra llegar hasta el detector. Frecuentemente se han inyectado en las interfaces de diferentes lechadas de cemento para indicar la posición vertical y el grado de dispersión siguiendo la operación de cementación. Cabe mencionar que el método es seguro y que la lechada de cemento no se contamina por la radiación del trazador, se cuenta con lecturas inmediatas y continuas, además de que se dispone del valor de la densidad de la lechada cuando se requiera.

Marcador de tuberías permanentes

En terminaciones, particularmente en pozos altamente desviados u horizontales, el uso de marcadores radioactivos de larga vida en la TR antes de ser colocada en el agujero, pueden ser usados para correlacionar la profundidad en operaciones posteriores, y así eliminar la necesidad de estimar una extensión posible de la tubería.

Esta técnica de marcado consiste en colocar cantidades libres de materiales de radiación Gamma, en pequeños agujeros perforados en la cara de la herramienta de los coples de la tubería de revestimiento (*TR*) o de tornillos utilizados para unir componentes externos de la *TR*. Esta técnica es muy recomendable para poder determinar la vida útil de la tubería sin necesidad de emplear cables así como conocer su estado actual.

Operaciones de empacamiento de grava

Los trazadores de radiación Gamma han sido usados en la determinación cualitativa del tratamiento de empaques de grava, sin embargo, aplicaciones de trazadores múltiples han permitido diferenciar varios tratamientos por etapas, así como operaciones de disparos.

El trazador de empaque de grava debe ser encapsulado con partículas que tengan densidad y tamaño de malla similar a la arena empleada en el empacamiento. Para identificar la operación, estas partículas deben de poseer un mínimo de trazador, el cual puede medir en los fluidos que transportan la grava.

Tratamiento de estimulación de pozos

Probablemente la aplicación más frecuente de trazadores ha sido el estudio de tratamientos de estimulación. En los primeros años del fracturamiento hidráulico, el único motivo, para utilizar trazadores fue para comprobar que la altura del banco de arena fuera suficiente para cubrir el intervalo productor.

El trazado con estudios de temperatura es la técnica más utilizada comúnmente para evaluar la altura de fractura. Cuando se inyecta el trazador radioactivo en la fractura, es importante mantener la concentración constante del trazador líquido en el fluido fracturante y el trazador sólido en el sustentante, así la interpretación del registro será cualitativa. Por lo tanto, el sustentante y el gasto de inyección del trazador deben ser controlados independientemente.

Una de las técnicas consiste en agregar partículas relativamente grandes al agente hidráulico con que se provoca la fractura. Después de la inyección se

efectúa un registro de radioactividad contra la profundidad del pozo. De la forma y valores de la grafica se obtiene la localización y el tipo de fractura.

Producción y operación de recuperación mejorada

En lo que se refiere a la producción y proyectos de recuperación mejorada los trazadores también se usan en; pruebas de integridad del perfil mecánico de inyección, medición de la S_{or} , pruebas de trazadores entre pozos y medición del tiempo de retención en equipo superficial.

Localización de obstrucciones en ductos

La localización de obstrucción en ductos que conducen hidrocarburos es un problema que a menudo se presenta en el área de producción, y los trazadores son una herramienta para la ubicación del objeto que obstruye las líneas conductoras. Dada las longitudes de los ductos, es muy frecuente el taponamiento de los mismos debido a todos los sólidos que se van depositando en las caras internas de la tubería, así que la detección del lugar donde existe la obstrucción es de suma importancia para reducir tiempos y costos de reparación de las tuberías. La limpieza y mantenimiento de las líneas de conducción de hidrocarburos se realizan mediante la corrida de la herramienta de limpieza e inspección, llamada “diablo”, la cual se encarga de limpiar el interior de la tubería. Empleando radioisótopos, para su detección se instala en el “diablo” una fuente de rayos Gamma relativamente grande y con este arreglo se recorre la tubería en dirección al sitio donde se supone que existe una obstrucción. Para obligar a viajar al “diablo” a través del ducto de una estación a una terminal, se bombea agua o aceite a alta presión.

Además si se conoce la trayectoria del ducto sobre la superficie, se puede rastrear fácilmente los movimientos del “diablo” dentro de la tubería, puesto que su paso se debe de comprobar en las estaciones de válvulas; si éste no pasa en el último punto de detección indica un atoramiento en el tramo anterior. La localización de la fuente radioactiva y simultáneamente de la obstrucción, se reduce a rastrear desde la superficie del terreno, sólo unos pocos kilómetros a partir de la última estación por donde se comprobó el paso del “diablo”.

Medición de fluidos

Los trazadores también se utilizan en la medición de los fluidos, obteniendo una gran precisión en los resultados, y las mediciones se pueden realizar en corrientes de materiales líquidos, gaseosos o sólidos.

Se cuenta con un método denominado método de dos pulsos, el cual se aplica cuando se conoce la sección transversal de la tubería en la que se realizan los estudios de flujo. Este método consiste en inyectar instantáneamente en la corriente de flujo un trazador, el cual debe de tener características similares al fluido que va a ser medido. Entonces, con ayuda de dos detectores se mide el tiempo transcurrido entre el paso del trazador entre ambos y conociendo la distancia que éste va a recorrer se calcula la velocidad, y una vez conociendo la velocidad y la sección transversal del ducto se obtiene el gasto.

Identificación de líneas

La distancia entre estación y estación, ya sea de bombeo o de compresión es muy importante, ya que se corre el riesgo de no poder identificar las líneas de llegada.

Si se presenta esta confusión, se resuelve aplicando alguna sustancia radiactiva que sea compatible con el fluido en estudio. Para resolver éste problema, se inyecta un material radioactivo y al final de las líneas se colocan detectores de radioactividad, que al momento del arribo del fluido marcado con el trazador, se podrá registrar sus concentraciones, logrando identificar con esto identificar de donde provienen los fluidos de cada una de las líneas de transporte hidrocarburos.

Perdidas de circulación

En ocasiones el lodo de perforación puede tener alteraciones en sus propiedades provocando un cambio de presión hidrostática la cual puede terminar fracturando a la formación y para identificar este problema se puede usar un trazador para conocer la zona fracturada.

3.7 Prueba de Trazadores en Yacimientos Petroleros

Las pruebas realizadas con trazadores en yacimientos de petróleo, es una herramienta que ha servido a los ingenieros de yacimientos estimar propiedades tanto del flujo como de la roca, este tipo de pruebas es un método indirecto que ha servido para caracterizar al yacimiento en estudio, por lo tanto el análisis de dicha prueba no es único.

Básicamente, el método de pruebas de trazadores consiste en la inyección de uno o más trazadores en el yacimiento, por medio de algún pozo, el grado en que dicha prueba pueda dar información depende del número y tipo de marcador utilizado.

3.7.1 Tipos de pruebas de trazadores

El método más popular de la realización de las pruebas de trazadores, en la industria petrolera, implica uno o más pozos, por lo que de manera general se dice que las pruebas son de un solo pozo o bien entre pozos.

3.7.1.1 Pruebas de un solo pozo (Single Well Tracer Test)

Las pruebas de trazadores de un solo pozo (SWTT), para estimar la S_{or} , consisten en la inyección y producción del trazador en el mismo pozo, como se muestra en la figura siguiente. El agua usada normalmente es de la formación. El volumen de inyección es dividido en dos partes; la parte uno consta de un volumen de agua que contiene una pequeña concentración de un trazador primario (normalmente ester), mientras que la segunda parte se trata de un volumen de empuje, el cual se encarga de que el trazador primario recorra una cierta distancia (15 a 20 [pies]) del pozo. Un trazador de balance de materia, normalmente un alcohol, es añadido al volumen de inyección para diferenciar el agua de la formación desplazada.

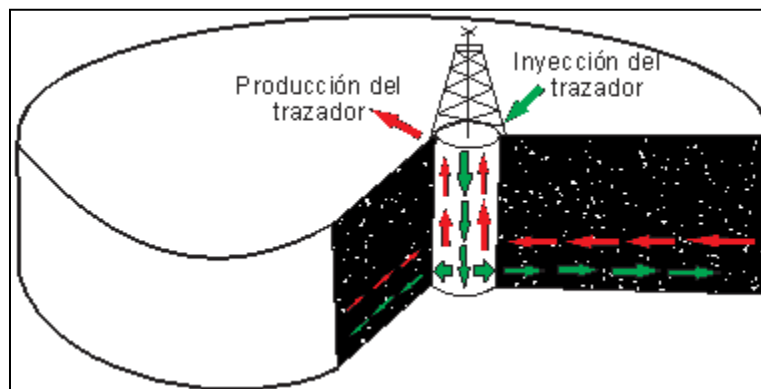


FIGURA 3.2 Prueba de Trazadores de un solo pozo (SWTT)

Además de que las pruebas de un solo pozo, son un método in-situ para calcular la saturación de fluidos en el yacimiento:

- Saturación de aceite residual, S_{or} .
- Saturación de agua connata, S_{wc} .

Aunque primordialmente es usada para calcular la saturación de aceite antes de iniciar un proceso de recuperación mejorada.

3.7.1.2 Prueba de trazadores entre pozos (Interwell Tracer Test)

Las pruebas de trazadores entre pozos, son técnicas ampliamente utilizadas en los procesos de recuperación secundaria y mejorada. En este tipo de pruebas, los trazadores se inyectan en uno o más pozos y la información monitoreada es obtenida de otros pozos productores, este procedimiento se representa con la figura siguiente.

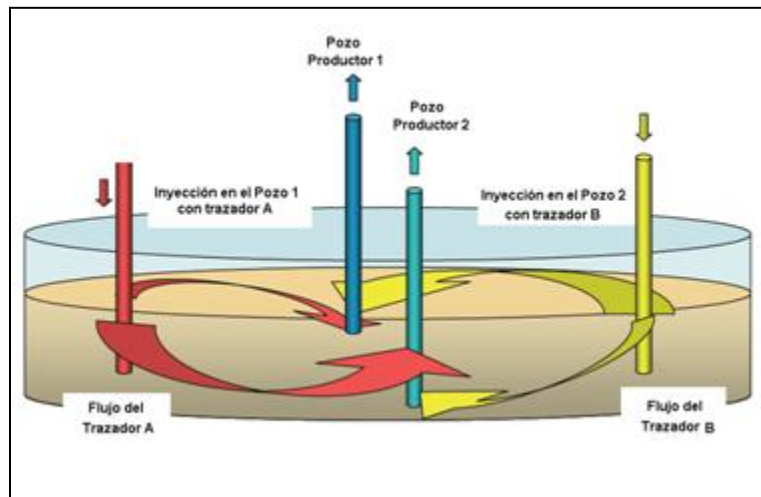


FIGURA 3.3 Prueba de Trazadores entre pozos

De este tipo de pruebas si se realiza el análisis adecuado y correcto de los datos obtenidos se puede determinar:

- La existencia de canales de comunicación o discontinuidades geológicas que formen barreras para la misma, es decir si existe o no comunicación entre los pozos.
- Observar la dirección de la permeabilidad.
- Estimar propiedades del medio poroso a través del cual fluye el trazador.
- Evaluar propiedades del flujo del fluido.
- Evaluar la continuidad del yacimiento en cada bloque.
- Zonas de alta permeabilidad.
- Evaluar programas de recuperación de aceite.

3.8 Fenómenos físicos importantes en una prueba de trazadores

Los fenómenos físicos que principalmente se presentan durante el movimiento de los fluidos a través de medios porosos son: convección, dispersión, difusión molecular, adsorción y desorción de la roca, reacciones químicas, decaimiento radiactivo, los cuales se describirán brevemente a continuación.

Convección

También es conocido como advección y es uno de los fenómenos más importantes a considerar en las pruebas de trazadores en yacimientos petroleros, el cual corresponde al arrastre del trazador por el fluido. Este proceso es el que permite determinar los posibles canales de comunicación entre un pozo inyector y los pozos productores. Una suposición fundamental es que el trazador sigue fielmente el fluido en el cual esta inmerso. La dirección y la magnitud de la convección esta determinada por el patrón de flujo, el cual es independiente de la presencia o no del trazador.

Dispersión hidrodinámica

Este fenómeno se presenta en el movimiento de un fluido en un medio poroso debido al fenómeno de mezclado provocado por el desplazamiento diferenciado y aleatorio a través de los diversos caminos del fluido en los intersticios y por las diferentes velocidades con que se mueven distintos elementos del fluido.

La dispersión tiene dos componentes; una en la dirección predominante del flujo llamada dispersión longitudinal y otra en la dirección normal conocida como dispersión transversal.

Difusión molecular

Es un proceso de transferencia de masa que se presenta cuando existen gradientes de concentración en el sistema debido a que la distribución de las moléculas no es homogénea. El coeficiente de difusión molecular se evalúa experimentalmente y es característico de cada mezcla; depende de la concentración de las especies presentes, así como de la presión y la temperatura, su valor debe ser ajustado a las características del medio antes de emplearse para predecir el comportamiento de un fluido, a partir de ello resulta un coeficiente de difusión molecular efectivo.

En yacimientos petroleros la difusión molecular es pequeña en relación a la dispersión hidrodinámica, excepto cuando el fluido se encuentra estático.

Adsorción y desorción de la roca

La adsorción es el proceso, a nivel microscópico, mediante el cual un sólido poroso es capaz de retener partículas de un fluido en su superficie tras entrar en contacto con éste. El sólido recibe el nombre de adsorbente y el componente que se adsorbe en él se denomina adsorbato. El adsorbente se debería de ligar en lo posible solo a un adsorbato, además de tener una gran superficie específica y una buena capacidad de regeneración, la cual se da bajo las condiciones de temperatura baja y presión alta.

Por lo tanto, el fenómeno de adsorción en pruebas con trazadores ocurre cuando el trazador se desplaza a través del medio poroso, mediante las interacciones químicas entre las moléculas del trazador y las moléculas de la superficie de la roca, que hacen que el trazador se adhiera a la superficie de la roca o se desprenda de ella. El mecanismo completo de adsorción-desorción provoca un retraso temporal en el avance efectivo del trazador, sin embargo dos casos límite pueden existir: la adsorción instantánea (equilibrio) y la adsorción controlada (no-equilibrio); para un equilibrio de adsorción la concentración sobre la superficie de la roca es generalmente descrita por la isoterma de Langmuir.

3.9 Tipos de análisis de una prueba de trazadores

Hasta la fecha se han desarrollado tres categorías para clasificar los métodos de análisis de las pruebas con trazadores, los cuales son:

3.9.1 Análisis cualitativo

El análisis cualitativo es la primera técnica usada por la industria del petróleo para analizar los resultados de las pruebas con trazadores. Este es un método muy simple y por lo tanto fácil de realizar, ya que solo implica el registro del arribo del trazador producido en el pozo, aunque los datos recolectados pueden ser engañosos dando una respuesta inadecuada del trazador originando información ambigua que posteriormente servirá para realizar algunos cálculos.

El punto importante a destacar en este tipo de análisis, es que todas las propiedades del marcador se deben medir de manera adecuada, mientras que las conclusiones, generalmente, se limitan a las condiciones del campo impuestas durante la prueba.

Aún y con todos los errores que conlleva realizar el análisis de una prueba de trazadores entre pozos de forma cualitativa alrededor del 61% son reportados haciendo uso de este método de análisis.

3.9.2 Análisis cuantitativo

Hablando de forma general el método cuantitativo, es más complicado que el cualitativo. Dentro de este tipo de análisis se encuentra el analítico y el numérico, ambos están basados en suposiciones simples concernientes a las condiciones del yacimiento y el comportamiento del trazador.

3.9.2.1 Análisis analítico

Este tipo de análisis se basa en modelos analíticos, es decir, en modelos matemáticos, los cuales son expresiones matemáticas que representan y describen de forma teórica 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 y desorción de la roca, decaimiento, reacciones químicas, entre otros. Cada modelo considera uno o más de estos procesos, sin embargo, en la literatura no existe un modelo que considere todos los fenómenos mencionados, pero entre mayor sea el número de estos su solución se vuelve más compleja, motivo por el cual se han desarrollado diferentes expresiones matemáticas, las cuales son aplicables para los diferentes tipos de yacimientos petroleros que existen. A continuación solo se mencionarán algunos de ellos.

Para yacimientos homogéneos

- Modelo de difusión de Coats.
- Modelo de difusión de Coats y Smith (1963).
- Modelo de difusión de Gershon (1969).

Para yacimientos naturalmente fracturados

- Modelo de Tang y colaboradores (1981).
- Modelo de Jensen y Horne (1983).
- Modelo bidimensional de Walkup y Horner (1985).
- Modelo de Ramírez y colaboradores

Se sabe que cerca del 25% de los reportes de los estudios de trazadores, entre pozos, han usado el método analítico.

Como se mencionó anteriormente, hasta el año 2005, sólo 43 pruebas habían sido reportadas en la literatura a nivel mundial, de las cuales aproximadamente; 26 han ocupado el método cualitativo, 11 el analítico y solamente 6 el numérico. Esto se puede observar en la gráfica siguiente, la cual muestra el porcentaje del uso de cada uno de los métodos de análisis.

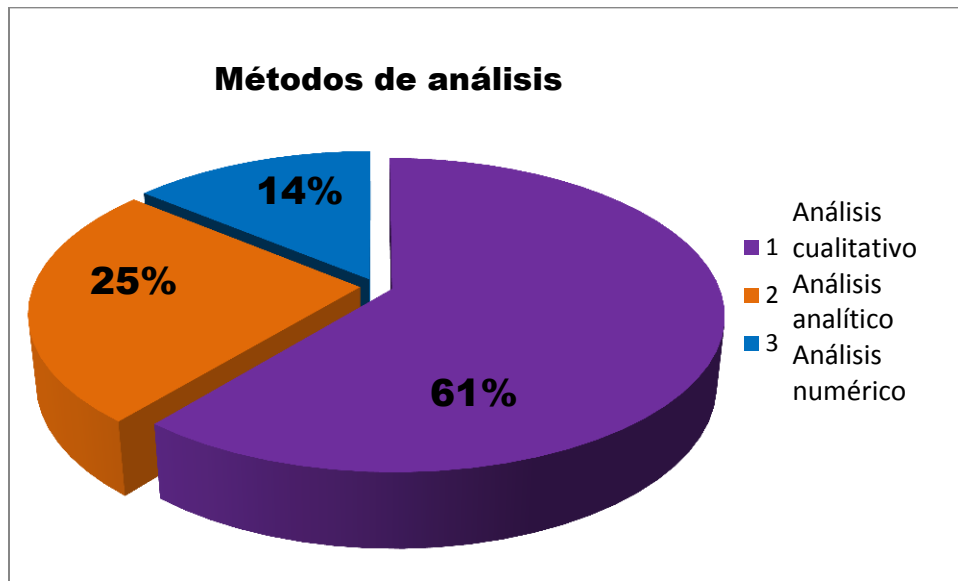


FIGURA 3.4 Gráfica del porcentaje del uso de cada tipo de método de análisis de pruebas de trazadores entre pozos reportados en la literatura (Du y Guan, 2005)

3.9.2.2 Análisis numérico

El uso de modelos numéricos se ha convertido en un método estándar de la interpretación de pruebas de trazadores. Es un procedimiento más preciso pero también requiere más tiempo, ya que involucra la simulación de los resultados de la prueba del trazador, obteniendo diferencias finitas. Normalmente los parámetros propios del yacimiento son ajustados a la historia del mismo para que coincidan con la respuesta del trazador en cada pozo productor. La heterogeneidad del

yacimiento influye fuertemente en el patrón de flujo del mismo y por consecuencia en la producción de hidrocarburos y agua, por lo cual para tener una mejor comprensión de esta heterogeneidad, se puede simular el flujo del trazador en el yacimiento con ayuda de un simulador numérico puesto que en recientes años se ha hecho hincapié en nuevos modelos matemáticos.

El ajuste se realiza de forma manual o con modelos inversos; la forma manual, se realiza tomando un modelo, en el cual se comparan los resultados simulados con historias del marcador, y luego se cambia manualmente los parámetros de entrada al modelo. Mientras que en la modelación inversa se hace lo mismo, pero las estimaciones de los parámetros se actualizan de forma automática, es la respuesta a la sensibilidad calculada de la respuesta simulada a los cambios en el parámetro. Aunque ambos métodos requieren un gran número de corridas del modelo a seguir.

Un punto clave esencial en la interpretación de resultados numéricos es la importancia de comprender y tener en cuenta las limitaciones asociadas con el propio modelo.

Este es el método estándar para el análisis de los resultados en la pruebas de trazadores en la 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.

A continuación se muestra la ubicación geográfica de pruebas de trazadores entre pozos que han sido reportadas en revistas, en la que se incluye México.

TABLA 2.1 Países en los que se han hecho pruebas de trazadores entre pozos, hasta el 2005

USA	Canadá	Noruega	Venezuela	Brasil	Brunei	China	Japón	México	Arabia Saudit
23	6	5	3	1	1	1	1	1	1

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

- ECLIPSE. Actualmente consiste de dos opciones diferentes; uno para modelos de aceite negro (Eclipse 100) y un composicional (Eclipse 300); es propiedad de la compañía Schlumberger y es considerado como uno de los simuladores más completos que existen en el mercado.
- STARS (Vapor, Térmico y Procesos Avanzados de Simulación de Yacimientos). Es un simulador de yacimientos para procesos térmicos, K-valor composicional, reacciones químicas y geomecánicas adecuado para modelar procesos de recuperación mejorada, entre los que se encuentran: inyección de vapor, solventes, aire y químicos. Es parte de la compañía Computer Modelling Group Ltd (CMG), la cual es una firma dedicada a la consultoría e ingeniería del desarrollo y venta de software de simulación de yacimientos.
- UTCHEM (University of Texas Chemical Compositional Simulator). Simulador desarrollado por la Universidad de Texas en Austin, se ha utilizado para el modelado numérico de una variedad de procesos químicos de yacimientos tanto a escala de laboratorio como de campo.

Este último se describirá de forma mas amplia en el Capítulo 4, ya que los ejemplos de aplicación presentados en este trabajo, se desarrollarán haciendo uso de éste, puesto que el objetivo es estimar un valor de S_{or} haciendo uso de las pruebas de trazadores químicos.

CAPÍTULO 4

**PRUEBAS DE TRAZADORES QUÍMICOS PARA ESTIMAR LA
SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL, S_{or}**

4.1 Descripción general del método de trazadores

Este método está basado en el desfaseamiento de los tiempos de irrupción de los trazadores, uno es soluble tanto en la fase agua como en la de aceite de la formación y el otro sólo en el agua. Considerando un sistema en el que el aceite es estacionario y el agua de la formación fluya a una velocidad v_w , la velocidad local de una molécula de trazador está dada por:

$$v_i = v_w f_{wi}, \quad (4.1)$$

donde:

f_{wi} : Fracción del tiempo en la cual la molécula del Trazador pasa por la fase agua.

Si f_w es lo suficientemente pequeña para que entre en equilibrio entre las fases agua y aceite, entonces f_{wi} está dada por:

$$\frac{1 - f_{wi}}{f_{wi}} = \frac{k_i S_{or}}{1 - S_{or}} = \beta_i , \quad (4.2)$$

donde:

k_i : Coeficiente de distribución en equilibrio y se define como el cociente de la concentración del trazador en la fase aceite y la fase agua en equilibrio.

S_{or} : Saturación de aceite residual como una fracción de volumen de poro.

Si la ecuación 4.2 se sustituye en la 4.1, la velocidad de una molécula de trazador puede ser escrita como:

$$v_i = \frac{v_w}{1 + \beta_i} , \quad (4.3)$$

donde:

$\frac{1}{1 + \beta_i}$: Factor de retardación

De manera similar dos trazadores con diferentes coeficientes de partición K_1 y K_2 , tendrán diferentes velocidades locales v_1 y v_2 . Por lo tanto la separación de los trazadores puede ocurrir en el yacimiento de manera análoga como en una columna cromatográfica.

El método implica la inyección de un bache de trazador particionable y uno no particionable en un mismo pozo, denominado inyector, los cuales después de un periodo de cierre serán producidos ya sea en el mismo pozo (pruebas de

trazadores de un solo pozo) o en varios cercanos al inyector (pruebas entre pozos).

La estimación de S_{or} , se puede hacer mediante:

4.1.1 Método cualitativo

Como se mencionó anteriormente, este método consiste básicamente en registrar el tiempo de arribo tanto del trazador primario como del producido en o los pozos de monitoreo, así como la concentración que fue detectada en ese tiempo. La diferencia entre el tiempo de arribo entre ambos trazadores está directamente relacionada con la S_{or} , de la siguiente forma:

- ❖ Si no hay aceite en el espacio poroso de la formación donde se realizó la prueba entonces tanto el trazador primario como el producido, llegarán a la superficie simultáneamente.
- ❖ Si se tiene un valor intermedio de S_{or} , el trazador que primero llegará a la superficie será el producido, dando un tiempo razonable para que el trazador primario llegue sin reacción.
- ❖ Cuando existe una S_{or} alta, el fenómeno de hidrólisis se da de manera rápida, es decir que el trazador se producirá de forma temprana.

4.1.2 Método analítico

Este método consiste en estimar un valor de saturación de aceite residual de ahí que también sea llamado cuantitativo. Este valor se calculará una vez que se obtengan los perfiles de concentraciones, como los que se muestran en la figura siguiente:

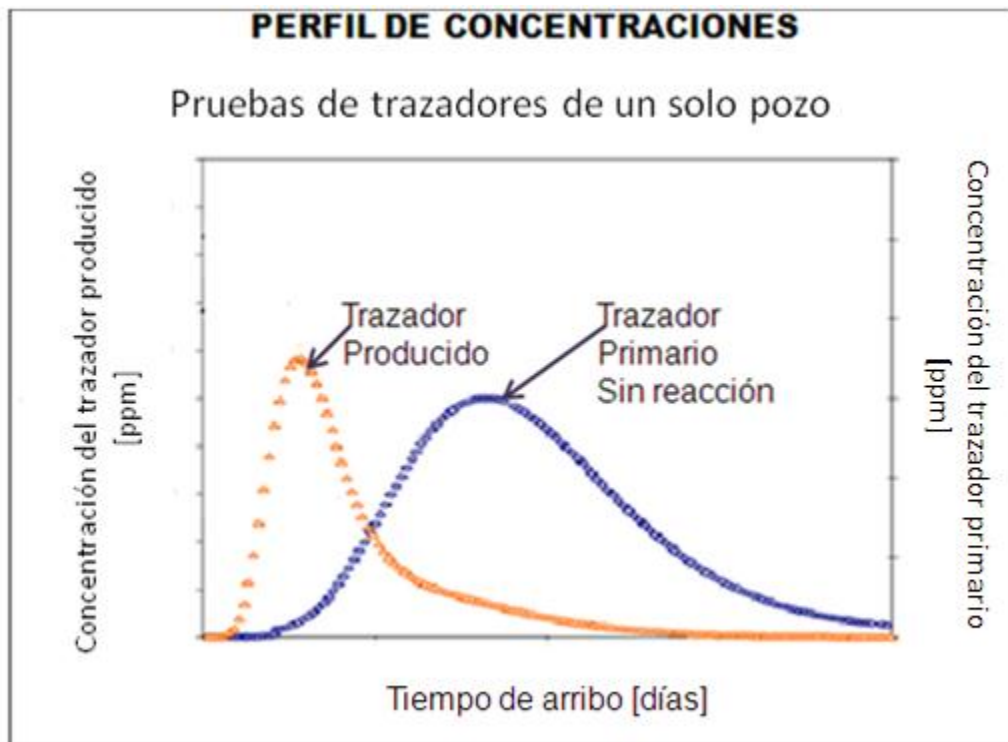


FIGURA 4.1 Perfil de concentraciones del trazador producido y el primario contra tiempo de arribo

Una vez que se tiene la gráfica de concentración Vs tiempo de arribo tanto del trazador particionado como el no particionado, se prosigue a estimar un valor de S_{or} , con base en los siguientes métodos.

4.1.2.1 Primer momento temporal

Propuesto por Pope y colaboradores, el cual se usa para estimar la S_{or} de forma directa comparando la separación relativa de la respuesta de los trazadores.

Este método fue aplicado principalmente en pruebas de laboratorio NAPL (Fase Líquida No Acuosa) donde los perfiles completos pueden ser obtenidos en pocos días.

El análisis de la respuesta del trazador usando el método de momentos está en función de evaluar la distribución del tiempo de residencia y esto se hace calculando el primer momento.

El primer momento para el trazador no particionado, t_{np} , es equivalente al tiempo de residencia medio del trazador y está definido como:

$$t_{np} = \frac{\int_{t_0}^{t_n} tC(t)dt}{\int_{t_0}^{t_n} C(t)dt} = \frac{(\sum_{i=1}^n C(t)t\Delta t)}{(\sum_{i=1}^n C(t)\Delta t)}, \quad (4.4)$$

donde:

t_{np} : Tiempo de residencia medio del trazador no particionado.

t : Tiempo producido del trazador.

C : Concentración del trazador.

De forma similar, el primer momento o el tiempo de residencia del trazador particionado, t_p , es:

$$t_p = \frac{\int_{t_0}^{t_n} tC(t)dt}{\int_{t_0}^{t_n} C(t)dt} = \frac{(\sum_{i=1}^n C(t)t\Delta t)}{(\sum_{i=1}^n C(t)\Delta t)}. \quad (4.5)$$

Capítulo 4 PRUEBAS DE TRAZADORES QUÍMICOS PARA ESTIMAR LA Sor

Normalmente, cuando se tienen datos reales y se grafican los perfiles de concentraciones, las curvas no se completan, como en la figura 4.1. Entonces se utiliza un método gráfico para extrapolar estas curvas y así encontrar el primer momento, esto para contar con un valor más preciso, este método se hace de la siguiente manera:

- El método requiere que los datos de concentración Vs tiempo sean graficados en una hoja semi-logarítmica para encontrar gráficamente los puntos de inflexión: t , C , t_b y C_b . La consideración que se hace para localizarlos en la gráfica es la siguiente:

La coordenada (t_b, C_b) , es el punto más bajo que toca la curva, mientras que (t, C) corresponde a un punto después del pico de dicha curva, se unen estos dos puntos y se extrapola esta línea hasta el eje de la abscisa.

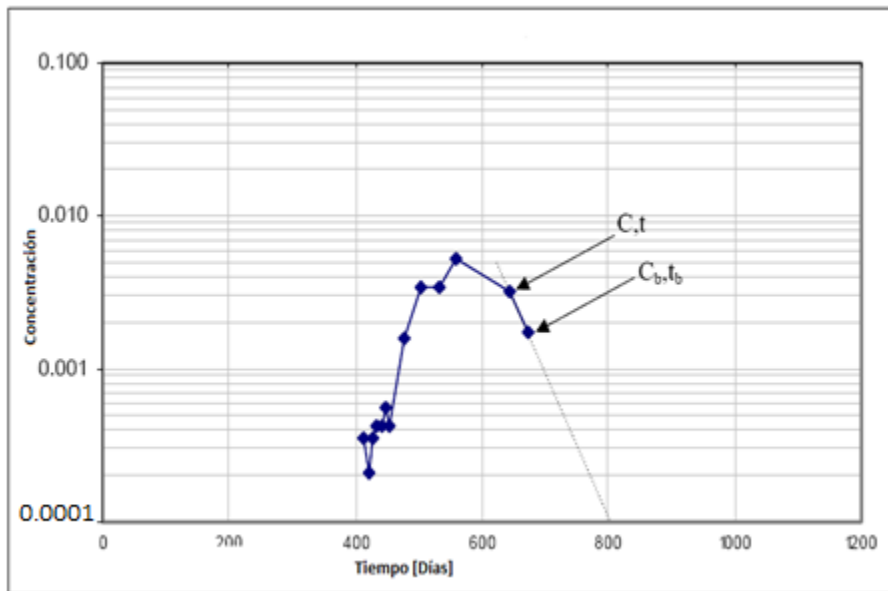


FIGURA 4.2 Gráfica de Concentración Vs Tiempo en escala semi-logarítmica

- b. Se debe calcular el valor de “a”, mediante una aproximación exponencial de la siguiente forma:

$$\frac{1}{a} = \frac{\ln(C_b/C)}{t-t_b} . \quad (4.6)$$

- c. Con los valores obtenidos anteriormente, se prosigue a calcular el valor del primer momento temporal del trazador particionado (t_p) y no particionado (t_{np}), mediante las siguientes ecuaciones:

$$t_p = \frac{(\sum_0^{tb} C(t)t\Delta t) + a(a+t_b)C_b}{(\sum_0^{tb} C(t)\Delta t) + aC_b} . \quad (4.7)$$

$$t_{np} = \frac{(\sum_0^{tb} C(t)t\Delta t) + a(a+t_b)C_b}{(\sum_0^{tb} C(t)\Delta t) + aC_b} . \quad (4.8)$$

Otra forma rápida y sencilla de encontrar este primer momento temporal de cada trazador, es tomando solo los picos de cada gráfica, es decir el valor de tiempo más alto de dicha grafica gráfica.

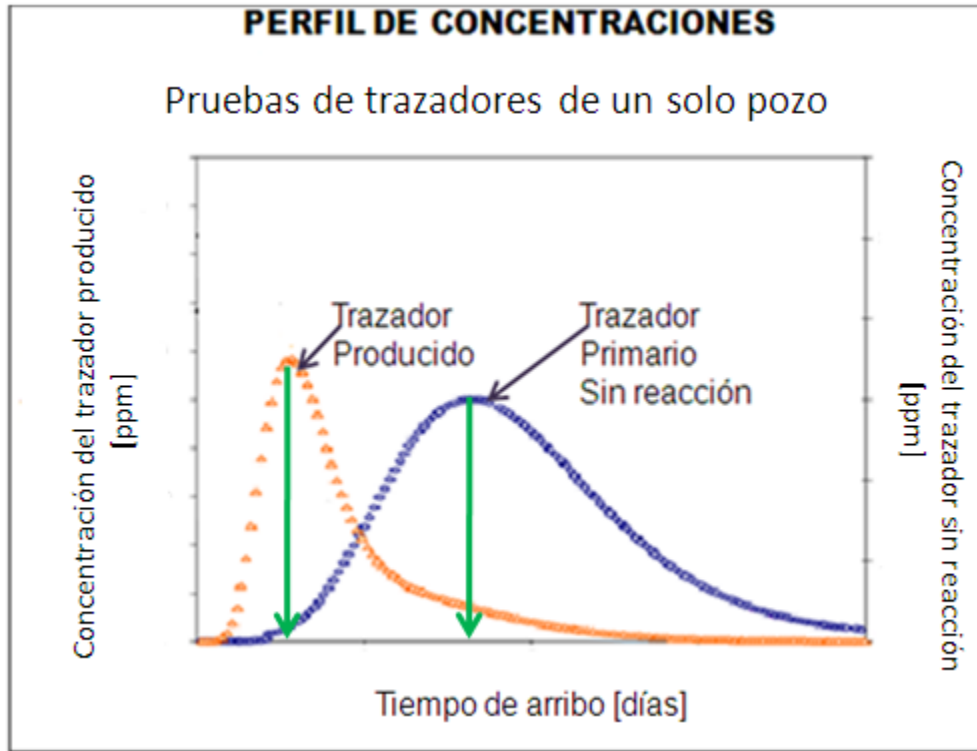


FIGURA 4.3 Perfil de concentraciones del trazador producido y el primario contra tiempo de arribo, tomando los picos de las curvas

Una vez que se tienen los valores del primer momento para cada uno de los trazadores (producido y primario), se calcula el valor de la S_{or} , mediante:

$$S_o = \frac{1}{1 + K/\Delta t_r}, \quad (4.9)$$

donde:

$$\Delta t_r = \frac{t_p - t_{np}}{t_{np}}. \quad (4.10)$$

4.1.2.2 Transformación cromatográfica

Propuesto por Tang (1995), el cual se basa en un fenómeno conocido como retardación cromatográfica, con el cual la estimación de la saturación de aceite residual (S_{or}) puede ser determinada, haciendo uso de los perfiles de concentración de cada pozo productor y las siguientes ecuaciones:

$$S_o = \frac{\beta}{K_i + \beta}, \quad (4.11)$$

donde:

$$\beta = \frac{t_p}{t_{np}-1}. \quad (4.12)$$

El mismo Tang ha empleado este método para calcular la S_{or} con ayuda de pruebas de trazadores entre pozos en los siguientes campos:

- Golden Spike
- Judy Creek
- Leduc

4.1.2.3 Gráfico

Para estimar la S_{or} , se debe graficar concentración contra volumen producido, para obtener valores de gasto de ambos trazadores, como se muestra en la figura 4.4.

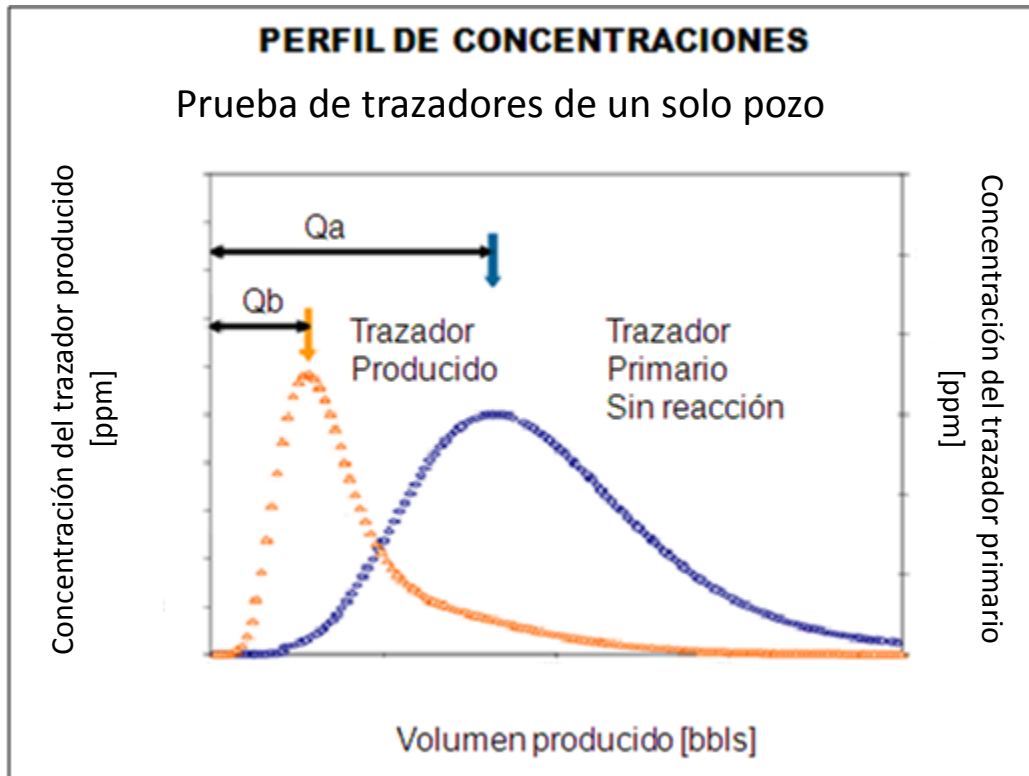


FIGURA 4.4 Perfil de concentraciones del trazador producido y primario contra volumen producido

Posteriormente, utilizando las siguientes ecuaciones se estima el valor de S_{or} .

$$S_{or} = \frac{\beta}{\beta + K_i}, \quad (4.13)$$

donde:

$$K_i = \frac{C_{aceite}}{C_{agua}}. \quad (4.14)$$

$$\beta = \frac{K_i S_{or}}{1 + S_{or}} . \quad (4.15)$$

$$\frac{Q_a}{Q_b} = 1 + \beta . \quad (4.16)$$

4.1.3 Método numérico

Este método involucra llevar a cabo una simulación detallada del procedimiento actual de la prueba y aunque llevarla a cabo requiere de mucho tiempo siempre es justificable. El gasto adicional es pequeño comparado con el costo de la adquisición de los datos de campo.

La solución de las ecuaciones diferenciales parciales incluyen los efectos de la reacción de la mezcla durante el equilibrio del flujo del trazador entre el agua y el aceite residual y la dependencia de K_A en la concentración de A. El flujo puede incluir un componente lineal causado por el gradiente de presión regional en la formación, así como el componente radial causado por la inyección o la producción en el pozo de prueba.

La experiencia en la simulación de pruebas de trazadores químicos de un solo pozo ha revelado que la deriva tiene efectos importantes. Es más común la aparición del flujo no reversible en dos o más capas en la formación de prueba, especialmente en yacimientos de areniscas donde son evidentes varias capas separadas, que se comunican sólo en el pozo de prueba. Una pequeña diferencia de presión entre las capas produce dos relevantes efectos:

1. Una capa a una presión más alta acepta menos fluido durante la inyección y produce más líquido durante la producción que una capa paralela a menor presión. Esto produce un perfil no ideal, porque el volumen del trazador de la capa con mayor presión retornara antes de lo que debería y el marcador de la capa con menor presión lo hará de forma tardía.
2. Durante el periodo de cierre para que se lleve a cabo la hidrólisis del éster, el líquido fluirá a través del pozo de la capa de mayor presión a la capa de presión más baja. Una parte del volumen del trazador se mueve hacia el pozo y la otra lejos durante el período de cierre. Esta condición de flujo especialmente llamado flujo cruzado, se suma a la separación causada por el efecto de 1.

Como se mencionó anteriormente a veces se observan diferencias aparentes en la S_{or} en diferentes capas en la misma formación. Junto con el flujo no reversible, estas diferencias obligan a hacer uso de un programa de simulación de múltiples capas con flujo cruzado para interpretar ciertas pruebas.

La simulación procede como antes, excepto el conjunto de parámetros estimados, puesto que no contiene velocidad de deriva. Sin embargo, se requiere estimar el número de capas presentes, la fracción total del fluido inyectado/producido de cada capa, el flujo cruzado entre las capas y la S_{or} en cada capa. Debido a la gran cantidad de parámetros ajustables se han desarrollado subprogramas óptimos que buscan ayudar a encontrar el mejor ajuste.

Anteriormente se ha notado, que un comportamiento ideal siempre se ha observado en formaciones de carbonatos. Deans y Carlisle reportaron un nuevo modelo de simulador para interpretar los resultados de las pruebas de yacimientos carbonatados. El principal problema en estos sistemas de poro muy heterogéneo es el pobre equilibrio del trazador entre el agua que fluye y el aceite residual. El

tiempo requerido para que el trazador se difunda en los poros es largo en comparación con el tiempo de prueba.

En todas las simulaciones de las pruebas, el objetivo es encontrar el modelo más simple que coincida con el perfil adecuado del trazador observado. El mismo modelo debe coincidir con todos los marcadores utilizados en una prueba determinada. En algunas pruebas uno o más trazadores adicionales pueden ser usados en diferentes modelos de inyección para identificar irregularidades del flujo en el pozo y/o formación.

La tarea más difícil del simulador es encontrar un modelo razonable para ajustarse a todos los perfiles de campo medidos por el trazador.

4.2 Prueba de un solo pozo para estimar la S_{or}

La prueba de trazadores de un solo pozo ha sido ampliamente aceptada como un método estándar para medir la S_{or} . Deans y Tomich, basados en el efecto cromatográfico, previamente descrito por Cooke, han descrito el método para determinar la S_{or} . En un proceso de desplazamiento a través de un medio poroso, se tiene que la fase estacionaria es el aceite residual que permanece fuertemente retenido en el medio poroso; y la fase móvil, el fluido desplazante, que puede ser un líquido o gas portador de los trazadores utilizados. Durante el proceso de desplazamiento, los trazadores serán repartidos entre la fase móvil y la fase estacionaria, quedando separados en bandas que se desplazan a velocidades características diferentes, según los coeficientes de partición entre las dos fases.

Si varios trazadores son inyectados simultáneamente en la formación, cada uno con diferentes coeficientes de partición, el marcador con el coeficiente de partición (K) más alto viajara una distancia menor desde el pozo de inyección, en comparación con uno que tenga uno más pequeño.

La figura 4.5, muestra el avance de la concentración del trazador inyectado en el pozo.

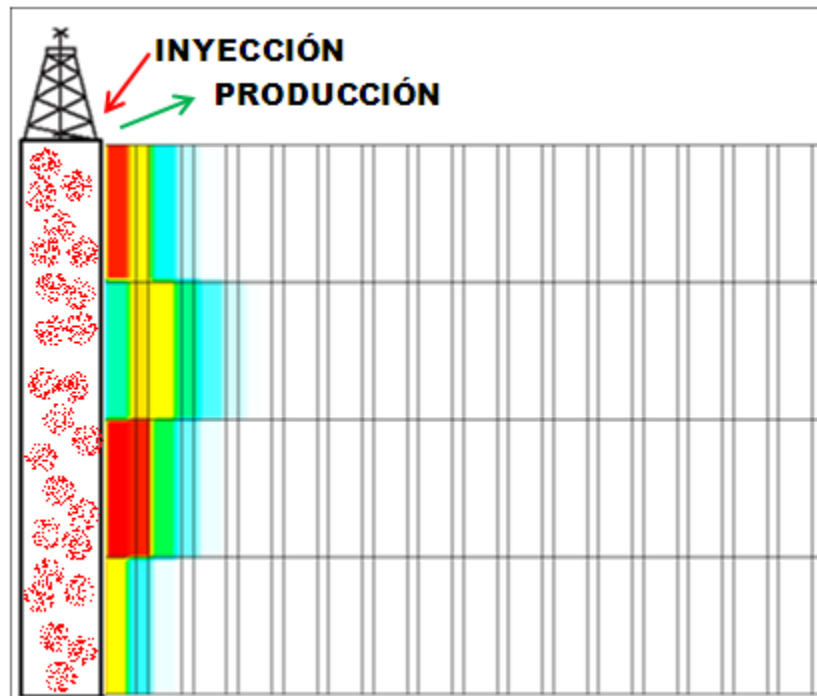


FIGURA 4.5 Prueba de trazadores de un solo pozo

Características importantes de la prueba de trazadores químicos para un solo pozo (SWCT) en la estimación de la S_{or}

- La medición de la S_{or} es realizada a condiciones in-situ, el objetivo es inundar las capas de la formación, ya que los trazadores sólo pueden ir a donde va el agua inyectada.
- Los resultados de la S_{or} son de un volumen grande del yacimiento comparado con el método de núcleos.
- La medición se realiza en un pozo existente, usualmente en una terminación.
- En realidad la medición de la S_{or} es la fracción del volumen del aceite en el espacio poroso, la medida es independiente de la porosidad.

4.2.1 Diseño

El diseño e implementación de una prueba de trazadores químicos para un solo pozo, *SWCT*, para estimar la S_{or} es relativamente sencilla y ciertos factores de la formación son necesarios para comenzar el diseño de la prueba, los cuales se describirán a continuación.

4.2.1.1 Parámetros esenciales del yacimiento

Para comenzar el diseño de la prueba se tienen que considerar ciertos factores de la formación, los cuales serán enlistados a continuación.

1. Cierre del pozo

Los pozos candidatos para poder hacer la medición de la S_{or} deben de ser capaces de producir agua de la formación a la superficie por algún medio. El fluido producido esencialmente debe ser toda el agua para asegurar que el intervalo de prueba se encuentra en o cerca de la saturación de aceite residual. En caso de que el intervalo de prueba produzca un corte de aceite, el agua puede ser inyectada en el mismo antes de hacerlo en la zona de interés.

2. Temperatura del yacimiento

La temperatura del yacimiento es la que se encarga de determinar los ésteres que son adecuados para la prueba de trazadores químicos para un solo pozo, *SWCT*. Hidrolizar ésteres es aproximadamente 50 veces más rápido que los esterres de acetato y se utilizan en un rango de temperatura del yacimiento de entre 70 F a 135 F, en el rango de 130 F a 250 F la reacción es más lenta y normalmente se utilizan los esterres de acetato.

3. Litología del yacimiento

La experiencia con las pruebas *SWCT* han incluido una gran variedad de condiciones.

En yacimientos de arenisca la prueba ha dado resultados positivos para una amplia gama de diseño, tiempo, volumen total inyectado y el éster utilizado puede variar ampliamente para una misma zona teniendo pocas consecuencias en la interpretación de la prueba resultante.

En formaciones de carbonato se requiere un diseño mucho más preciso, una variación significativa del perfil del marcador puede ser observada por un sutil cambio en el diseño de la prueba. El diseño de las pruebas en carbonatos ha sido un esfuerzo para superar la dispersión natural del perfil consistente a los resultados de la prueba.

Se ha observado que los resultados de las pruebas de trazadores químicos para un solo pozo son mejores cuando se siguen las tres siguientes directrices:

- a. Ésteres con pequeños valores de coeficiente de partición (K).
- b. Se obtiene un mejor rendimiento de la prueba con volúmenes pequeños en comparación con los grandes.
- c. Ver el perfil de las formas y la resolución general de mejorar el tiempo total de la prueba. Este dicta una inyección rápida y un mínimo tiempo de reacción en condiciones in-situ.

4. Índice de producción

El tamaño de la prueba o el volumen que se inyecta son controlados por el índice de producción del pozo candidato. La cantidad de agua que se puede producir en un día es un volumen de ensayo normal, mientras en dos días de producción es considerado como un límite superior. En un yacimiento con productividad normal el tamaño de la inyección da una profundidad de investigación en la formación entre 15 a 20 pies, el índice de inyección de la prueba *SWCT* es usualmente el mismo que el índice de producción del pozo.

5. El tamaño del intervalo de la prueba y la porosidad promedio

Una prueba *SWTT*, puede llevarse a cabo en pozos con terminaciones de agujero descubierto. El tamaño del intervalo que se ha probado, para realizar las mismas, obteniendo buenos resultados es desde 1 a 100 pies. En zonas con rangos más

pequeños, de 10 a 50 pies, generan resultados más significativos. En zonas grandes la información dada por la prueba puede ser no representativa de las zonas pequeñas de interés. La información del tamaño del intervalo y la porosidad es usada para calcular teóricamente radios de investigación del diseño del volumen de inyección. Los resultados de la S_{or} no dependen del tamaño del intervalo o la porosidad.

6. *Salinidad del agua de formación*

El agua producida del pozo donde se va a realizar la prueba es normalmente usada para llevar el trazador químico en el yacimiento. El coeficiente de partición del éster depende de la salinidad de agua y es un factor que se debe tomar en cuenta al momento de elegir el éster para la prueba. Un examen minucioso de la calidad del agua y de cualquier tendencia de precipitaciones es necesario para evitar dificultades durante la inyección de los trazadores.

Teniendo considerados los parámetros antes mencionados, con ayuda de estos se prosigue a seleccionar tanto el material que va a ser el trazador, el cual debe de cumplir con los requisitos descritos en el Capítulo 3, así como el pozo en donde se va a realizar la prueba y una vez que se tienen seleccionados tanto el trazador como el pozo se prosigue a realizar los cálculos de volumen total de inyección y el tiempo de duración de la prueba, mediante las siguientes ecuaciones:

4.2.1.2 Volumen total de inyección (Q_{TOT})

El cálculo del volumen total de inyección (Q_{TOT}) se realiza en función del radio de investigación que se desee para la prueba, mediante la ecuación 3.1:

$$Q_{TOT} = \pi r_{inv}^2 h \Phi, \quad (3.1)$$

donde:

Q_{TOT} : Volumen total de inyección.

h : Espesor de la formación.

Φ : Porosidad.

r_{inv} : Radio de investigación.

4.2.1.3 Tiempo de duración de la prueba (t_{TOT})

Posteriormente, se calcula el tiempo total, t_{TOT} (días), de duración de la prueba, a partir de la ecuación:

$$t_{TOT} = Q_{TOT} \left(\frac{3}{q_{iny}} + \frac{4}{q_{prod}} \right). \quad (4.17)$$

Para el tiempo de inyección, se tiene que:

$$t_{iny} = \frac{Q_{iny}}{q_{iny}}, \quad (4.18)$$

donde:

q_{iny} : Gasto de inyección [barriles/día]

q_{prod} : Gasto de producción [barriles/día]

Q_{iny} : Volúmen de inyección [barriles]

Para calcular el tiempo de producción, se debe planificar al menos dos veces el volumen que se intenta inyectar a fin de obtener perfiles de concentración completos, por lo que para el tiempo de producción se tiene:

$$t_{PROD} = 2 \frac{Q_{INY}}{q_{PROD}} . \quad (4.19)$$

Entonces el tiempo de cierre o de reacción, t_{REAC} , se calcula como:

$$t_{REAC} = t_{TOT} - t_{INY} - t_{PROD} . \quad (4.20)$$

Para hacer una aproximación de la fracción de trazador primario hidrolizada (η_{HID}), se utiliza la siguiente ecuación:

$$\eta_{HID} = 1 - e^{\frac{-kt_{TOT}}{1+\beta_A}} , \quad (4.21)$$

donde:

k [días⁻¹]: Constante de hidrólisis para el trazador primario, la cual depende de la temperatura del yacimiento.

Para lograr una mejor sensibilidad de la prueba el rango óptimo para el factor de retardación, es:

$$0.5 < \beta_A < 2 .$$

4.2.1.4 Selección del Trazador

Un punto importante en el diseño de la prueba es seleccionar el material que va a ser usado como trazador, el cual principalmente está en función de los parámetros esenciales del yacimiento, además de algunos otros factores como los que a continuación se mencionan.

Factores para escoger el trazador primario

Partiendo de que la temperatura del yacimiento es conocida, normalmente se ponen límites sobre el volumen total de inyección (Q_{TOT}) y se escoge el trazador primario en base a los siguientes factores:

- a. La constante de hidrólisis (k)

De la ecuación de hidrólisis, se tiene que:

$$1 - e^{\frac{-kt_{TOT}}{1+\beta_A}} = \ln\left(\frac{1}{1 - \eta_{HID}}\right). \quad (4.22)$$

Utilizando los siguientes límites:

$$0.1 < \eta_{HID} < 0.8.$$

Se obtienen los límites para la constante de hidrólisis, los cuales son:

$$\frac{0.1(1 + \beta_A)}{t_{TOT}} < k < \frac{1.6(1 + \beta_A)}{t_{TOT}}. \quad (4.23)$$

- b. El valor del coeficiente de partición (K)

Otro factor importante es el valor del coeficiente de partición del trazador (K).

Como se mencionó anteriormente el valor óptimo del factor de retardación (β) del trazador se encuentra entre de los valores de 0.5 y 2, teniendo en cuenta que para obtener un valor de β , se requiere una estimación previa de la saturación de aceite residual (S_{or}), dado que:

$$\beta_A = \frac{K_A S_{or}}{1 - S_{or}}. \quad (4.24)$$

Ahora resolviendo para K , se tiene los siguientes límites:

$$\frac{0.5(1 + S_{or})}{S_{or}} < K_A < \frac{2.0(1 - S_{or})}{S_{or}}. \quad (4.25)$$

Entonces una vez que se tienen los objetivos bien definidos y el diseño de la prueba realizado, el siguiente paso es ejecutarla según lo establecido.

4.2.2 Operación

Después de que el trazador primario está seleccionado (éster) y el tamaño del volumen es ensayado, la ubicación del campo donde se va a llevar a cabo la prueba, los métodos de producción y los requerimientos de seguridad son considerados. Entonces la aplicación es iniciada según la programación.

Antes de la prueba de campo, el pozo candidato es puesto a producir de 10 a 20 días para estabilizar el corte de aceite, estabilizar la tasa media de producción, y

limpiar los tubos de terminación. Al limpiar los tanques verticales se colocan cerca del pozo donde el agua producida será acumulada para la próxima prueba. También un laboratorio portátil y un sistema de bombeo es situado cerca de donde se va a realizar la prueba así las sustancias químicas son inyectadas al pozo. Los trazadores pueden ser mezclados con agua de la formación antes de la inyección o puede ser un medio continuo durante la misma. Después de un corto periodo el equipo de análisis es enviado, entonces la solución química del éster y el trazador de balance de materia son inyectados y empujados según el diseño de la prueba, la inyección es cuidadosamente filtrada antes de entrar al pozo. Las muestras de la inyección de agua son analizadas periódicamente para verificar las concentraciones del marcador.

4.2.2.1 Pasos operacionales

De una forma general la operación de la prueba se puede desarrollar en cuatro pasos operacionales, los cuales serán descritos a continuación.

1. *Periodo de inyección y empuje del volumen inyectado*

En las dos figuras siguientes, se muestra el avance del volumen de inyección dividiéndose básicamente en dos períodos; el de inyección y el de empuje.

En la figura 4.6, se observa que el volumen de inyección es dividido en dos partes. Una es un volumen de agua de la formación que lleva una concentración pequeña de éster (trazador primario), mientras que la segunda parte es un volumen de empuje, el cual se encarga de llevar al éster aproximadamente de 15 a 20 pies de distancia del pozo. Para hacer un balance de materia un trazador se añade a todo

el volumen de inyección, normalmente un alcohol, para diferenciar el agua de formación, como se mencionó en el Capítulo 3.

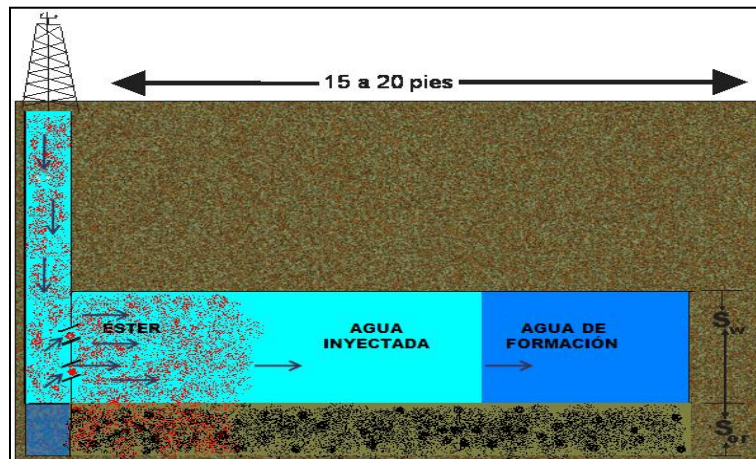


FIGURA 4.6 Período de inyección

Mientras que en la figura 4.7, se ejemplifica el segundo periodo del volumen de inyección, llamado volumen de empuje, puesto que se observa que el éster va siendo empujado por un volumen de agua. Por lo general una parte de la inyección de agua contendrá un volumen aproximadamente del 1% de éster, la cual entra a la formación a una velocidad de inyección lenta y se desplazará fuera del pozo mediante la inyección del volumen de empuje. Aproximadamente el 5% del trazador de balance de materia es añadido tanto al éster como al volumen de empuje.

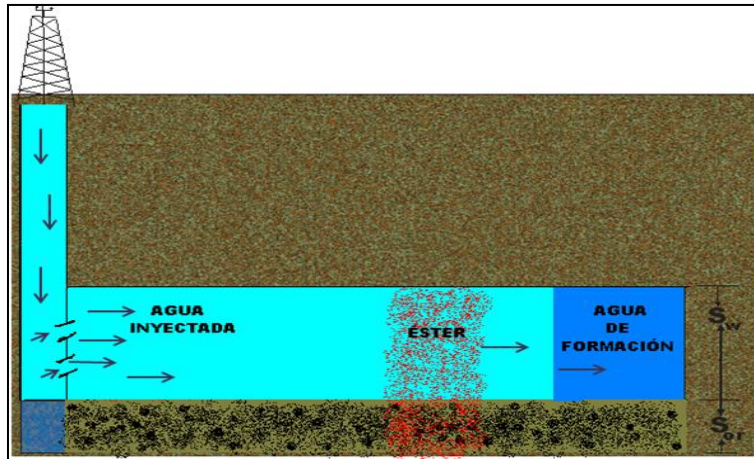


FIGURA 4.7 Período de empuje

El trazador principal es el éster. Los esteres usados en las pruebas de trazadores químicos para un solo pozo, son más solubles en el aceite que en el agua. Esta preferencia de solubilidad se ve reflejada en el coeficiente de partición K_i , donde:

$$K_i = \left(\frac{\text{Concentración de éster en el aceite}}{\text{Concentración de éster en el agua}} \right)_{\text{equilibrio}} \quad (4.26)$$

Por ejemplo, si el coeficiente de partición es 4, entonces el éster prefiere la fase de aceite 4 veces más que la fase acuosa. El valor real de K_i se debe medir en el laboratorio a condiciones de yacimiento por lo cual se recogen muestras de aceite y agua de la formación.

Como el éster entra en el espacio poroso que contiene el aceite residual, la partición se realiza entre las fases aceite y agua. El éster alcanza una

concentración de equilibrio en la fase aceite, la cual es controlada por el coeficiente de partición del mismo.

Puesto que el aceite esta inmóvil y el agua en movimiento, el éster se mueve más lentamente a través del espacio poroso del yacimiento que en el agua que se inyecta, por lo cual la velocidad del éster está en función de la velocidad del agua, de su coeficiente de partición y de la saturación de aceite residual.

El trazador de balance de materia, es casi insoluble en aceite, por lo tanto, viaja aproximadamente a la misma velocidad que el agua llegando tan lejos en la formación como el agua inyectada.

Para simplificar la ilustración, se muestra un caso donde no hay dispersión, aunque en todos los yacimientos reales, los trazadores se dispersan de manera significativa. Sin embargo estos efectos no alteran los mecanismos básicos de retardación.

La información de volumen, gasto y presión son cuidadosamente monitoreados durante toda la inyección para no rebasar el gradiente de fractura. Después que la inyección se ha completado el pozo es cerrado durante un periodo, el cual se explicara a continuación.

2. Periodo de cierre

Después de que el éster y el volumen de empuje se han completado, el pozo es cerrado aproximadamente seis días, dependiendo de la reacción que tenga el éster y la temperatura del yacimiento. Durante el período de cierre una porción del éster reacciona con el agua del yacimiento formando un nuevo trazador a condiciones in-situ, esta etapa debe de ser lo suficientemente larga para que la reacción de hidrólisis se pueda completar de un 10 a un 50 %.

La figura 4.8, ilustra el periodo de cierre del pozo, en el cual el trazador primario inyectado (éster) en combinación con el agua ha empezado a reaccionar formando un nuevo trazador (alcohol).

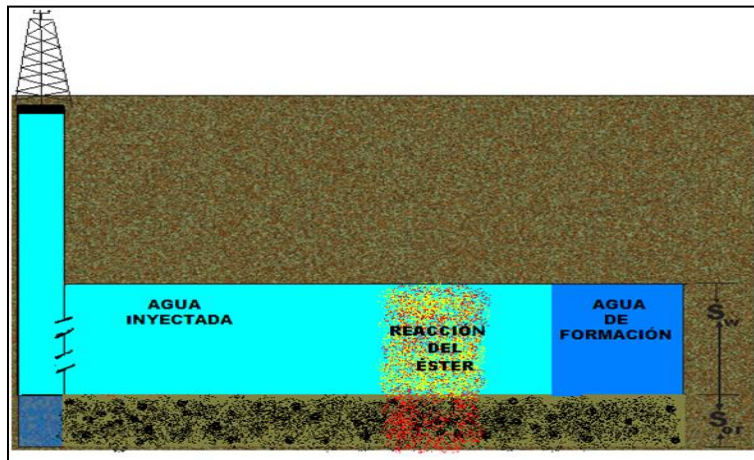


FIGURA 4.8 Período de cierre

Los ésteres se forman mediante la reacción de un alcohol y un ácido orgánico, a temperatura de yacimiento éste se disuelve en el agua poco a poco descomponiéndose en los productos de partida, es decir:



El ácido formado durante la reacción es consumido por el componente base natural del yacimiento el cual no puede ser observado. El alcohol que no está presente en el agua de formación original, es el trazador que se forma haciendo que la medición de saturación de aceite residual sea posible, éste puede ser detectado en niveles de concentración muy bajas en el agua de producción originando un trazador secundario único.

Ya que el coeficiente de partición del producto del alcohol entre el aceite y el agua es aproximadamente cero, el alcohol no se retrasa por la presencia del aceite residual.

Al finalizar el período de reacción, el éster remanente y los productos del trazador de alcohol son localizados juntos a unos 15 - 20 pies de distancia del pozo, entonces se pasa al siguiente paso operacional donde los trazadores están listos para ser producidos en el pozo y monitoreados en el agua producida en superficie.

3. Periodo de producción

El tercer paso operacional del desarrollo de una prueba de trazadores es el periodo de producción, aquí el pozo es abierto nuevamente y puesto a producir. La figura 4.9, ilustra esta etapa, donde se muestra la separación cromatográfica del producto del alcohol y el trazador, en este caso el éster. Esta separación se produce por que la velocidad del producto del alcohol es esencialmente la misma que la velocidad del agua. Sin embargo el éster debe particionar entre la fase de agua y la de aceite durante la producción de la misma manera descrita en el paso

de inyección, por lo tanto la velocidad de producción del éster es más lenta que el trazador del producto del alcohol.

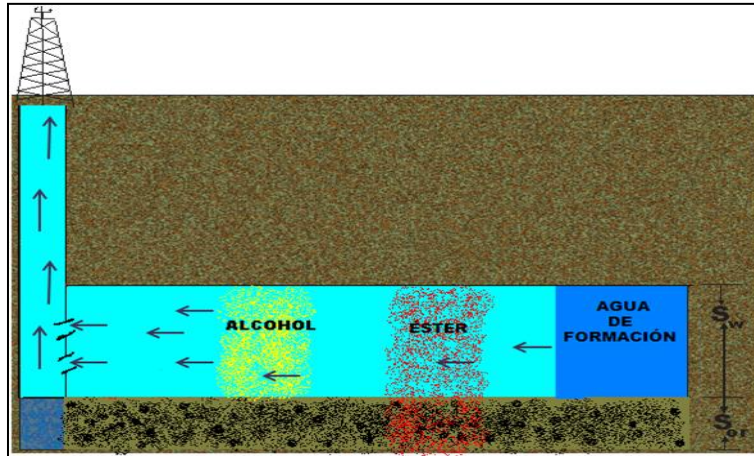


FIGURA 4.9 Período de producción

4.2.3 Interpretación de los datos

Los pozos son puestos a producir y el agua producida si es necesario con ayuda de un separador es conducida a los tanques de almacenamiento para hacer la medición de su volumen. Durante el periodo de producción las muestras son tomadas en la cabeza del pozo y analizadas para localizar concentraciones del trazador. El volumen total de producción se registra en el momento en que es tomada cada muestra.

Por lo cual al instante de ser tomados los datos, los perfiles de concentración del trazador contra el volumen producido o bien contra el tiempo de arribo, ya pueden ser elaborados, con lo cual posteriormente se estima un valor de S_{or} , con alguno de los métodos que se describen en la siguiente sección.

4.3 Prueba entre pozos para estimar la S_{or}

La prueba de trazadores químicos entre pozos (Interwell Chemical Tracer) básicamente consiste en la inyección del marcador químico en un pozo que previamente es seleccionado como inyector y al menos se debe de tener un pozo productor que fungirá como un pozo de observación o de monitoreo, en el cual se recolectaran muestras que serán llevadas y analizadas en el laboratorio, la figura siguiente ilustra éste procedimiento.

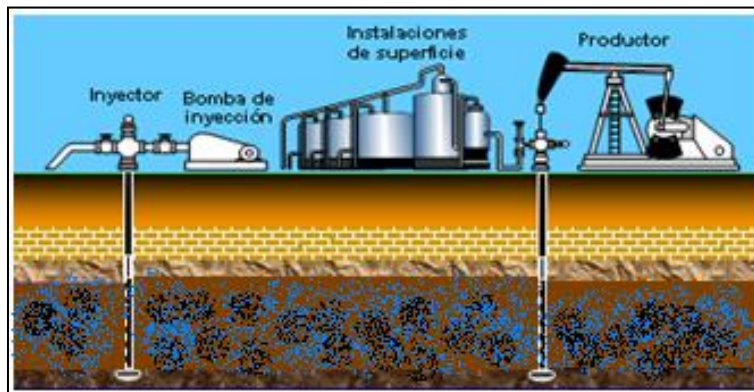


FIGURA 4.10 Prueba de Trazadores entre pozos

Al igual que las pruebas de un solo pozo, las multi pozos, básicamente consisten de tres etapas para su desarrollo, las cuales son:

1. Diseño
2. Ejecución
3. Interpretación

Sin embargo, antes de llevar a cabo e incluso para poder desarrollar las tres etapas anteriores, primero se tienen que determinar tanto los objetivos generales como los específicos de la prueba. Una vez que estos objetivos estén bien definidos se empieza a recabar información del campo, considerando que el tipo y el detalle de ésta estará en función de dichos objetivos, de forma general la información que se requiere es la siguiente:

- Estructura geológica del campo.
- Registros geofísicos de los pozos.
- Estados mecánicos de los pozos.
- Gastos de producción e inyección de los fluidos.
- Propiedades PVT.

Cuando esta información es procesada e integrada, se prosigue a realizar el diseño de la prueba, cabe mencionar que cuando no se cuenta con toda la información requerida se necesita realizar una búsqueda en la literatura a fin de encontrar rangos de parámetros que puedan ser aplicables al problema en cuestión.

4.3.1 Diseño

Esta etapa es determinante, puesto que si se cuenta con un buen diseño la prueba contará con una metodología adecuada que llevará a la obtención de las respuestas del trazador empleado.

En el diseño se tiene que determinar lo siguiente:

a. Selección de los trazadores

Para que un material pueda tener la función de trazador tiene que cumplir con ciertos requisitos, los cuales son los mismos que se determinaron en el Capítulo 3.

b. Cantidad de trazador a inyectar

Uno de los puntos más importantes de las pruebas de trazadores entre pozos consiste en inyectar la cantidad suficiente del marcador para que se pueda medir en los pozos productores y al mismo tiempo debe de estar lo suficientemente controlada para que sea manejable a nivel de campo manteniendo los costos del proyecto dentro de los límites razonables. La cantidad de trazador químico requerida en la prueba de campo está determinada por los dos siguientes límites:

1. Sensibilidad en la detección en el límite más bajo.
2. Nivel máximo permisible de volumen.

Es importante agregar un factor de seguridad a las cantidades inyectadas, para garantizar la irrupción en los pozos productores aún cuando ocurran pérdidas en el yacimiento.

Para determinar la cantidad de trazador mínima requerida, con la cual se determina la cantidad total del trazador a inyectar de acuerdo al factor de seguridad empleado, se utiliza el *método de dilución total*, en el cual se considera que todo el producto inyectado se disuelve en toda el agua contenida en el área

de investigación del pozo inyector, si esta zona es tomada como un cilindro, el volumen poroso de éste está dado por:

$$V_p = \pi r^2 h \phi , \quad (4.28)$$

donde:

V_p : Volumen poroso.

r : Distancia entre el pozo inyector y el pozo productor.

h : Espesor de la formación productora.

ϕ : Porosidad.

Como el trazador, para efectos de este trabajo, solo se mueve y se disuelve en agua, entonces el volumen de disolución está dado por:

$$V_d = V_p (S_w) . \quad (4.29)$$

donde:

S_w : Saturación de agua.

Una vez que se tenga este valor se le da un factor de seguridad, el cual se encuentra en un rango de entre 10 y 20 veces la cantidad calculada.

c. Selección del pozo inyector y productor

Para llevarse a cabo este tipo de pruebas se necesitan fundamentalmente dos componentes, los cuales son:

1. Pozo inyector

Al seleccionar este pozo se debe de contar con información de valores de gasto y presión para no tener problemas posteriores de circulación del fluido que se va a inyectar, ya que por medio de este pozo serán inyectados los trazadores que serán requeridos durante la prueba.

2. Pozo productor

Como se trata de un pozo productor, entonces todos los pozos activos del campo tienen que ser monitoreados, 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 es un solo pozo, puede haber más al igual que productores; el número total de pozos involucrados en la prueba está determinado por el alcance que se quiera obtener, sin embargo la limitante principal es la cuestión económica.

4.3.2 Operación

Esta fase consiste en llevar a cabo los pasos operacionales que fueron descritos en la etapa de diseño, los cuales básicamente consisten en:

1. Preparación del trazador.
2. Inyección del trazador.
3. Cierre del pozo.
4. Producción del pozo.
5. Recolección de muestras.

A continuación se describirá de forma breve cada uno de estos pasos, ya que algunas de las etapas son similares a las de las pruebas de un solo pozo.

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 el o los pozos que van a ser inyectores, por lo tanto ambos (trazador-pozo inyector) deben de ser preparados antes de la inyección.

La preparación del trazador la realiza un área especializada, normalmente de laboratorio, mientras que su transporte requiere de algunos permisos especialmente cuando se trata de radiotrazadores mientras que los químicos el mayor contratiempo es el manejo de grandes volúmenes por lo que a veces se requieren de grandes o varias pipas para su traslado.

De acuerdo al diseño, en lo que se refiere a la preparación del pozo inyector

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 intervalo productor; como lo son líneas, bombas, estranguladores, etc, posteriormente se cierra el pozo para estabilizarlo, por lo cual se tiene que estar registrando tanto su presión como su temperatura y una vez que se logra tener una presión constante, entonces se dice que el pozo está estabilizado y listo para la inyección.

Inyección

La inyección del trazador al pozo se hace de acuerdo a lo establecido en el diseño, y como el presente trabajo solo involucra fase agua entonces la metodología de inyección básicamente constas de lo siguiente:

- a. Inyectar un bache de agua.
- b. Inyectar el trazador.
- c. Inyectar otro bache de agua.

Debe de asegurarse que la inyección se efectuó 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 lo cual se debe hacer uso de bombas adecuadas que ayuden a este proceso.

Cierre del pozo

Después de que el periodo de inyección ha concluido, se cierra el pozo durante algún tiempo, para dar tiempo a que el trazador reaccione con el agua y con la formación generando un nuevo trazador a condiciones in-situ. Una vez que el tiempo de reacción se ha completado se instala equipo por si se necesita inducir al pozo y se pasa al siguiente periodo.

Producción

En este periodo el pozo debe de empezar a fluir, para que los fluidos empiecen a ser producidos. Desde el momento en que el pozo es abierto se debe de estar monitoreando (tomar muestras) para detectar la presencia del trazador. Recolectar las muestras normalmente es una operación simple que no presenta ninguna dificultad.

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

- 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.

El plan de muestreo debe comprender una alta frecuencia de toma de muestras durante los días inmediatos después a la inyección, para luego ir disminuyendo el ritmo a medida que transcurre el tiempo, esto debido a tener la posibilidad de presencia de una canalización a través de la cual el trazador emerja en el pozo productor muy rápidamente, antes de haberse dispersado longitudinalmente originando una respuesta corta pero de gran amplitud que sólo es posible reconstituir si se tiene un número suficiente de muestras, he ahí la importancia de tomar un alto número de muestras al inicio de la producción. Sin embargo, si el trazador tarda más en aparecer, puede obtenerse un valor más representativo para el parámetro que se está midiendo, para este fin la S_{or} .

La tabla siguiente, muestra un ejemplo de la frecuencia con la que se puede hacer un muestreo.

TABLA 4.1 Ejemplo de muestreo

Mes	Muestra por pozo productor
1	Una cada uno de los 3 días posteriores a los de la inyección. Tres semanales el resto del mes.
2	Tres por semana.
3 a 5	Dos por semana.
6 a 8	Una por semana.
9 a 12	Dos por mes.
Mas de 12	Una por mes

4.4 Simulador UTCHEM (University of Texas Chemical Compositional Simulator)

El simulador *UTCHEM*, desarrollado por la Universidad de Texas en Austin, se ha utilizado para el modelado numérico de una variedad de procesos químicos de yacimientos tanto a escala de laboratorio como de campo. Puede describirse

como un simulador de diferencias finitas, tridimensional (3-D), multicomponente y multifásico, que utiliza un modelo composicional para describir los procesos de flujo químico, tomando en cuenta el comportamiento de fases, las transformaciones químicas y físicas así como las propiedades heterogéneas del medio poroso. Originalmente el simulador fue desarrollado por Nelson y Pope en 1978, con el objetivo de simular métodos de recuperación mejorada de aceite, utilizando procesos de inyección de surfactantes y polímeros de una sola dimensión. En 1990, Bhuyan y colaboradores extendieron el modelo en el que incluía otros procesos químicos y una variedad de reacciones geoquímicas entre la fase líquida y sólida.

En este simulador, la ecuación de transporte de masa es resuelta por cualquier número de componentes químicos (agua, contaminantes orgánicos, surfactantes, alcoholes, polímeros, cloro, calcio electrolitos, especies microbiana) especificados por el usuario; estos componentes pueden formar cuatro fases (aire, agua, aceite y microemulsiones) y cualquier número de minerales sólidos dependiendo de la composición total. En lo que respecta a los trazadores, cuenta con características químicas especiales necesarias para el diseño de las pruebas de trazadores de un solo pozo, tales como la cinética química, trazador particionado y dispersión.

4.4.1 Características generales del *UTCHEM*

- Simulador de tres dimensiones, temperatura variable.
- Formulación tipo IMPES.
- Diferencia finita de tercer orden con límite flux.
- Cuatro fases: agua, aceite, microemulsión y gas.
- Pozos verticales y horizontales.
- Fronteras de presión constante.
- Opciones de malla cartesiana, radial y curvilínea.

- Porosidad y permeabilidad heterogéneas.
- Coeficiente de dispersión difusión molecular.
- Adsorción de surfactantes, polímeros y especies orgánicas.
- Solubilidad y movimiento de aceite.
- Intercambio de catión arcilla-surfactante.
- Comportamiento de fase de aceite/cosolvente, agua/surfactante.
- Polímeros con reología no-Newtoniana.
- Trazadores (particionados, reacción, adsorción y decaimiento radioactivo).
- Funciones composicionales de densidad y viscosidad.
- Modelo surfactante/espuma.
- Propiedades múltiples orgánicas.
- Modelo de doble porosidad para trazadores.
- Reacciones geoquímicas.
- Reacciones biológicas.
- Equilibrio y promedio-límite de disolución orgánica.
- Presión capilar y permeabilidad relativa.
- Modelo de presión capilar, histéresis y permeabilidad relativa de Parker y Lenhard para una y dos fases.

4.4.2 Aplicaciones en yacimientos de aceite

- Inyección de agua.
- Pruebas de trazadores de un solo pozo para calcular la mojabilidad y entre pozos con trazadores particionados.
- Inyección de polímeros.
- Control de perfil usando gel.
- Inyección de surfactantes.
- Inyección de alcalinos con pH alto.
- Recuperación mejorada microbiana, surfactante/espuma y ASP/espuma.

4.4.3 Ecuaciones Generales

A continuación se escribirán las ecuaciones generales del modelo con las que el simulador trabaja.

4.4.3.1 Ecuación de conservación de la masa

La continuidad de masa para el componente k aplicando la ley de Darcy, es expresada en términos del volumen total del componente k por unidad de volumen (\tilde{C}_k):

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \tilde{C}_k \rho_k) + \vec{\nabla} \cdot \left[\sum_{l=1}^{n_p} \rho_k (C_{kl} \vec{u}_l - \vec{D}_{kl}) \right] = R_k \quad (4.30)$$

4.4.3.2 Ecuación de conservación de energía

La ecuación de balance de energía se obtiene suponiendo que la energía es una función de la temperatura y el flujo de energía en el acuífero o yacimiento se produce por el ingreso y la conducción de calor solamente.

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi) \rho_s C_{vs} + \phi \sum_{l=1}^{n_p} \rho_l S_l C_{vl}] T + \vec{\nabla} \cdot \left[\sum_{l=1}^{n_p} \rho_l C_{pl} U_l T - \lambda_T \vec{\nabla} T \right] = q_H - Q_L \quad (4.31)$$

donde:

T : Temperatura del yacimiento

C_{vs} , C_{vl} : Fase I solida con capacitancia de calor a volumen constante

C_{pl} : Fase I con capacitancia de calor a presión constante

λ_T : Conductividad térmica

q_H : Entalpía térmica por unidad de volumen

Q_L : Pérdida de calor debido a la sobre carga de sólidos de la formación. Usa el método de pérdida de calor de Vinsome y Westerveld (1980)

4.4.4 La opción de trazadores

En *UTCHEM* pueden ser modelas pruebas de trazadores de un solo pozo (Descant, 1989), pruebas de trazadores particionados entre pozos (Allison y colaboradores., 1991; Jin y colaboradores., 1995) y pruebas de trazadores de un solo pozo para estimar la mojabilidad (Ferreira y colaboradores., 1992), haciendo uso de cualquier número de trazadores (agua, aceite, gas, particionado entre las fases agua/aceite y gas/aceite).

Las suposiciones hechas en el modelado de trazadores son:

1. Los trazadores no ocupan algún volumen
2. Los trazadores no tienen algún efecto en las propiedades físicas

Las concentraciones totales son consideradas en la ecuación de conservación de materia que incluye un término de reacción del trazador, las cuales son calculadas acorde al tipo de trazador: agua, aceite, gas o particionado.

4.4.4.1 Ecuación Trazador no particionado

$$C_{Tl} = C_{Kl} \frac{C_T}{C_K} \quad (4.32)$$

4.4.4.2 Ecuación Trazador particionado

➤ Fase agua-aceite

$$K_T = \frac{C_{T2}}{C_{T1}}, \quad (4.33)$$

donde:

K_T : Coeficiente de partición

C_{T1} , C_{T2} : Concentración de los trazadores en fase agua y aceite

$$K_{Ti} = K_{Ti,Sref} [1 + TKS_i (C_{51} - C_{51,ref})], \quad (4.34)$$

donde:

K_{Ti} : Coeficiente de partición del trazador i como una función de la salinidad del yacimiento

C_{51} : Concentración de aniones en la fase acuosa

$C_{51,ref}$: Concentración de electrolitos en cloro equivalente (eq/l), como una condición de referencia (concentración inicial de electrolitos)

TKS_i : Es una constante como parámetro de entrada en (eq/l)⁻¹

$K_{Ti,Sref}$: Coeficiente de partición tomando como referencia la salinidad de $C_{51,ref}$ en (eq/l)

$$K_{Ti} = K_{Ti,Tref} [1 + TK_i(T - T_{ref})], \quad (4.35)$$

donde:

K_{Ti} : Coeficiente de partición como una función de la temperatura del yacimiento

T : Temperatura en °F

$K_{Ti,Tref}$: Coeficiente de partición del trazador i con temperatura de referencia T_{ref}

TK_i : Constante como parámetro de entrada en °F⁻¹

4.4.4.3 Decaimiento radioactivo

El decaimiento radioactivo puede ser usado para algunos tipos de trazadores (aceite, agua, gas) como:

$$\frac{dC_T}{dt} = -\lambda C_T. \quad (4.36)$$

$$\lambda = -\frac{\ln(0.5)}{t_{1/2}}, \quad (4.37)$$

donde:

λ : Coeficiente de decaimiento radioactivo, constante de entrada en (días)⁻¹

$t_{1/2}$: Vida media del trazador

4.4.4.4 Adsorción

$$D_s = \frac{\bar{c}_T}{c_{Tl}} = \frac{(1-\phi)\rho_r a_T}{\phi \rho_l c_{Tl}} . \quad (4.38)$$

4.4.4.5 Hidrólisis

$$K_{hi} = K_{hi,ref} \exp \left[HK_i \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right] , \quad (4.39)$$

donde:

T : Temperatura en K.

$K_{hi,ref}$: Hidrólisis del trazador a temperatura de referencia.

HK_i : Constante parámetro de entrada en °K.

4.4.4.6 Capacitancia

El modelo de capacitancia está basado en el modelo general de Coats-Smith (Smith y colaboradores., 1988).

$$\frac{\partial}{\partial t} (S_l^d C_{kl}^d) = M_{kl} (C_{kl}^f - C_{kl}^d) , \quad (4.40)$$

donde:

k : Componentes del trazador, agua/aceite, gas.

C_{kl}^f : Concentración de la fase.

4.4.5 Operación del simulador

UTCHEM, se ejecuta en un SV1 CRAY, en el Centro de Cómputo Avanzado de la Universidad de Texas, un sistema DEC Alpha (DEC/Compaq XP 1000) En el Centro de Ingeniería de Geosistemas y Petróleo (OSF/1 del sistema operativo) y en varias estaciones de trabajo haciendo uso de una PC, con sistema operativo Windows de 450 MHz y 256 MB de RAM, dependiendo de la magnitud del problema también se puede ejecutar en ordenadores más lentos con menos memoria RAM.

4.4.5.1 Archivo de entrada y salida

Este simulador necesita dos archivos de entrada, los cuales se muestran en la tabla 4.2.

TABLA 4.2 Archivos de entrada del *UTCHEM*

Nombre del archivo	Contenido
HEAD	Run number and array dimensioning information
INPUT	Input data
INPUT2	Restart run data (binary input file created by an earlier run)

El número de archivos de salida generados por *UTCHEM*, varía en función de varios indicadores de control establecidos por el usuario en el archivo de entrada, estos pueden ser, de acuerdo a la tabla 4.3.

TABLA 4.3 Archivos de salida del *UTCHEM*

Extensión del archivo de entrada	Contenido
ALKP	Alkaline option related profile plotting data, created if IREACT>1 and IPALK=1
BIOD	Biodegradation option plotting data, created
CAPP	Capacitance property profile plotting data, created if IPCAP=1 and ICAP=1
COMP_AQ	Aqueous phase composition plotting data, created if ICKL=1
COMP_ME	Microemulsion phase composition plotting data, created if surfactant is present and ICKL=1
COMP_OIL	Oleic phase composition plotting data, created if ICKL=1
CONCP	Component concentration profile plotting data, created if IPCTOT=1
SALT	Effective salinity plotting data, created if surfactant is present and ICSE=1
DISS	Mass transfer option plotting data, created if INONEQ=1 and IMASS=2 and ICOR>0
ECHO	Echo print of the input file information
FOAM	Foam option plotting data, created if IGAS=2 and IFOAMP=2
FRAC	Dual porosity plotting data, created if IPCAP=1 and ICAP=2
GFILEP	Gel property profile plotting data, created if IREACT=1 or 4 and IPGEL=1
HIST01	Well history plotting data for well #1
HIST02	Well history plotting data for well #2
HYST	Hysteresis option plotting data, created if (IHYST=1 or IPERM=3) and IHYSTP=1
MESH	Number of gridblocks and distances to center of gridblocks in each direction
OVERAL	History of overall properties
PERM	Permeability and porosity data
PRESP	Phase pressure profile plotting data, created if IPPRES=1
PROF	Formatted profile data
RESTAR	Stored restart run data
RPERM	Phase relative permeability plotting data, creating if IPER=1
SATP	Phase saturation profile plotting data, created if IPSAT=1
TEMPP	Temperature profile, created if IENG=1 and IPTEMP=1
TRAC01	Aqueous (or gas) phase tracer concentration for the 1st tracer at observation point, created if IPOBS>0
TRAC02	Aqueous (or gas) phase tracer concentration for the 2nd tracer
TRAP	Interfacial tension and phase trapping plotting data, created if ICNM=1 and ITRAP>0
TTABLE	Table of time steps and Courant numbers
VISC	Phase viscosity plotting data, created if IVIS=1
WARN	Warning messages

4.4.5.2 Diagrama flujo

El siguiente diagrama de flujo muestra el esquema general de solución del simulador, en él se observa que como cualquier programación se necesitan datos de entrada, los cuales son propiedades iniciales del yacimiento así como de los pozos involucrados en la prueba.

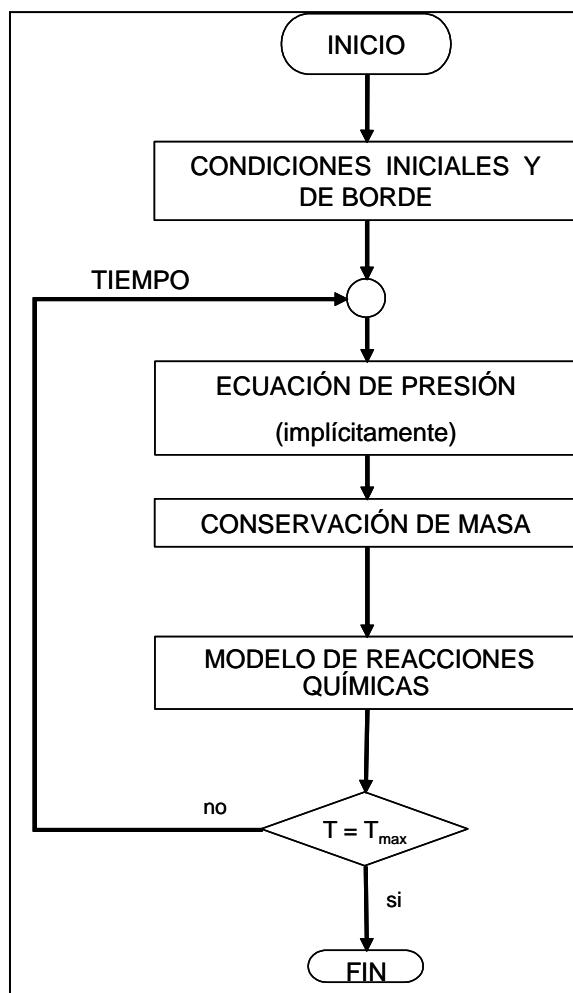


FIGURA 4.11 Diagrama de flujo del *UTCHEM*

4.4.5.3 Unidades

La tabla 4.4 muestra los diferentes sistemas de unidades para las propiedades que se involucran en la simulación.

TABLA 4.4 Sistemas de unidades para las diferentes propiedades

Parámetro	S. Inglés	S. Métrico
Velocidad de flujo	Ft ³ /día	M ³ /día
Permeabilidad	mD	Md
Presión	Psi	KPa
Temperatura	°F	°C
Tiempo (STOP=0)	Día	Día
Tiempo (STOP=1)	Día	Día
Viscosidad	cP	cP
Longitud	Ft	M
Concentración:	Ppm	ppm
Agua, aceite, surfactante	Vol. Fracción	Vol. Fracción
Polímero	wt%	wt%
Trazador	Dependiendo del usuario	Dependiendo del usuario

4.4.6 Pantallas del *UTCHEM*

A continuación se mostraran las pantallas que se presentan en el simulador en el orden que va solicitando los datos para poder realizar la simulación de la respuesta de la inyección de un trazador químico.

Pantalla 1: Pantalla principal del simulador

Esta es la primera pantalla que aparece al abrir el *UTCHEM*, la cual se divide en dos a la derecha se muestra características muy generales del simulador, como son; fenómenos que se pueden modelar y antecedentes históricos, mientras que en la parte izquierda de la pantalla se observan las diferentes opciones que tiene dicho simulador, las cuales son:

- Descripción del yacimiento.
- Opciones de salida.
- Propiedades del yacimiento.
- Propiedades físicas.
- Datos geotérmicos.
- Biodegradación.
- Datos recurrentes.
- Correr.
- Salida.
- Quit.

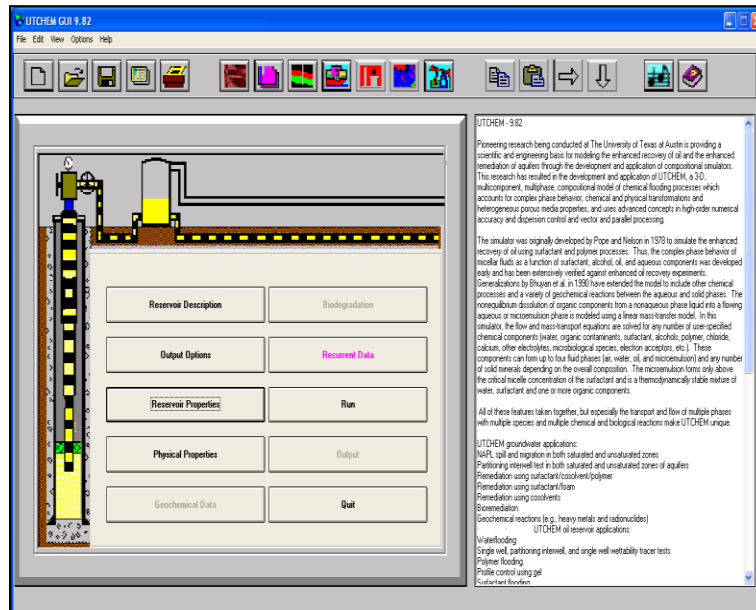


FIGURA 4.12 Pantalla principal del *UTCHEM*

Pantalla 2: Descripción del yacimiento

La pantalla que a continuación se presenta, es la primera opción de las diez que se observan en la pantalla principal, la cual a su vez se expande a cinco más, que

en su conjunto se encargan de describir el yacimiento. Las opciones que aquí se encuentran son las siguientes:

- Opciones de la corrida:
 - Opciones del modelo (pantalla 2.1).
 - Descripción de la malla (pantalla 2.2).
 - Tamaño del bloque de malla (pantalla 2.3).

- Número de componentes:
 - Total del número de componentes.
 - Número de componentes orgánicos.
 - Numero de trazadores agua-aceite.
 - Numero de trazadores aceite-gas.
 - Número de componentes geoquímicos.
 - Número de componentes de gel.
 - Nombre de los componentes (pantalla 2.4).
 - Unidades de los trazadores agua-aceite (pantalla 2.5).

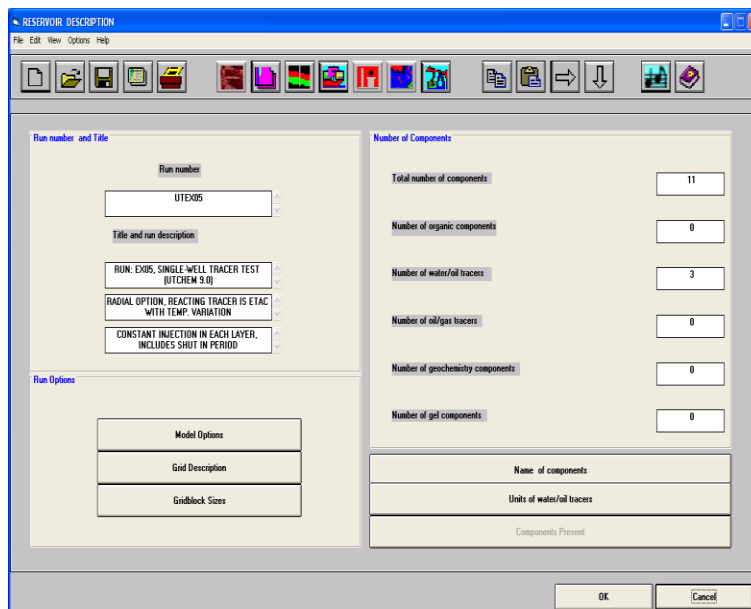


FIGURA 4.13 Pantalla 2, descripción del yacimiento

Las siguientes cinco pantallas son las que se derivan de las diferentes opciones que se presentan en la dos.

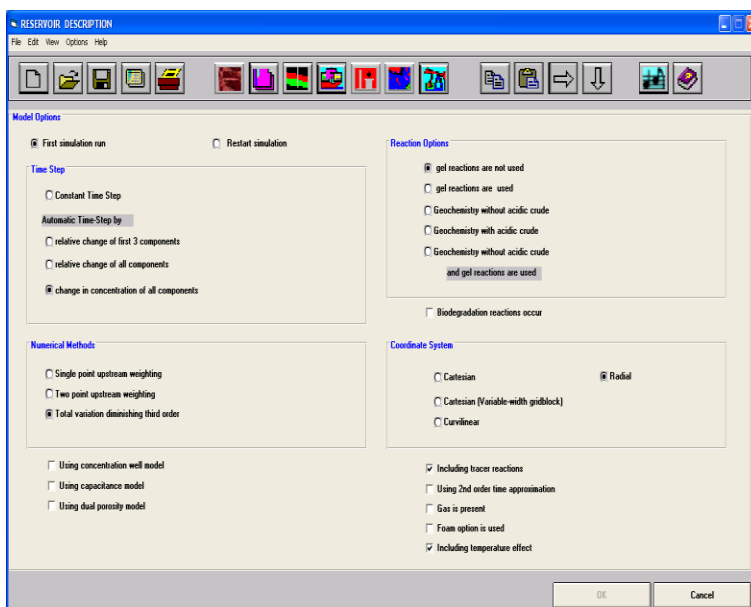


FIGURA 4.14 Pantalla 2.1, Opciones del modelo

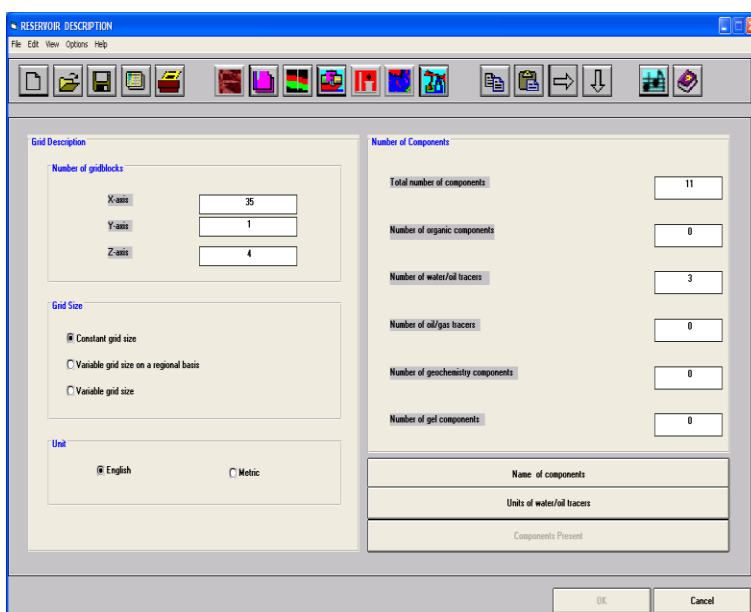


FIGURA 4.15 Pantalla 2.2, descripción de la malla

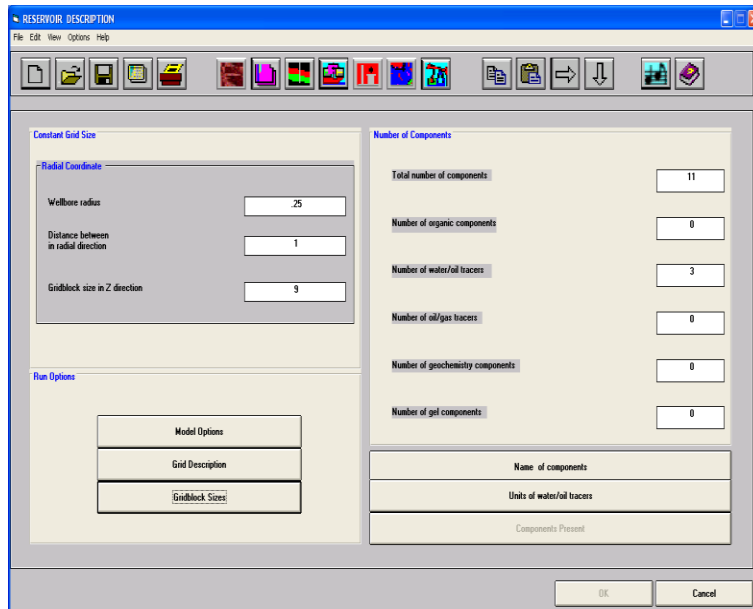


FIGURA 4.16 Pantalla 2.3, tamaño del bloque de malla

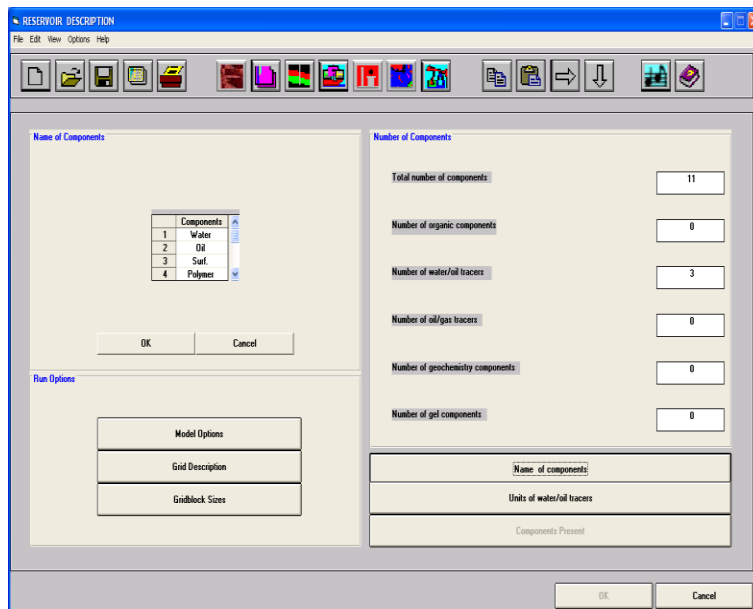


FIGURA 4.17 Pantalla 2.4, nombre de los componentes

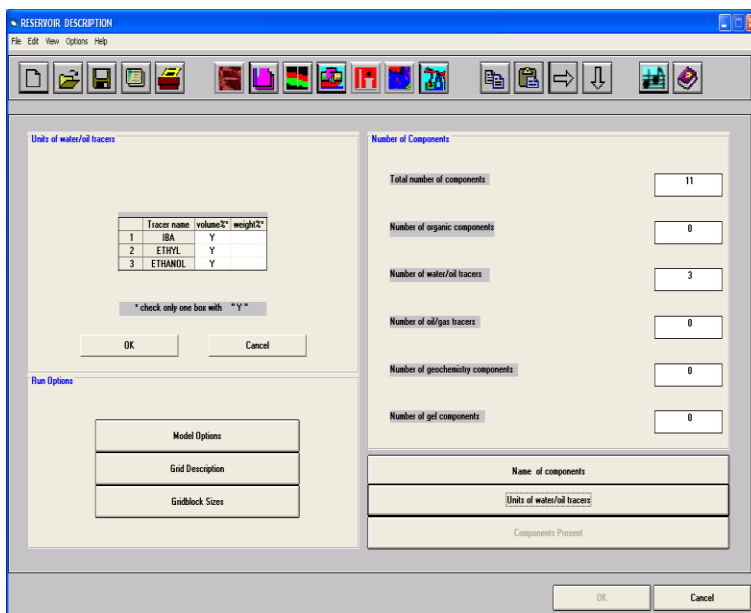


FIGURA 4.18 Pantalla 2.5, unidades de los trazadores agua-aceite

Pantalla 3

Esta pantalla muestra la información que se quiere que se imprima al terminar la corrida del modelo en el simulador.

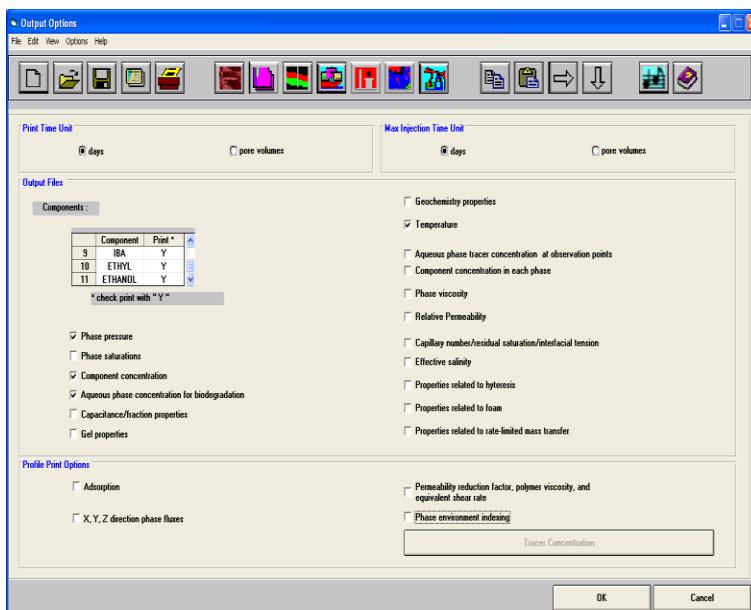


FIGURA 4.19 Pantalla 3, opciones de salida

Pantalla 4

Aquí además de las propiedades del yacimiento tales como la porosidad y la permeabilidad, saturación y presión inicial también se piden datos de tiempo de simulación, compresibilidad de la roca y presión de referencia. Esta pantalla se expande a cuatro más, las cuales se presentaran en el orden en el que aparecen en el simulador, donde además de las propiedades ya mencionadas se solicitaran otras.

The screenshot shows the 'Reservoir Properties' dialog box. It contains several sections for inputting reservoir data:

- Miscellaneous Input:** Maximum simulation time (3.9), Rock compressibility (0), Reference pressure (2000).
- Porosity and Permeability:** Flag For Porosity and Permeability, Porosity, Radial direction permeability, Y Direction Permeability, Z Direction Permeability.
- Initial Reservoir Properties:** Flag For Initial Reservoir Properties, Depth of Top Layer, Initial Pressure, Initial Water Saturation, Initial Aqueous Phase Compositions.
- Initial Gas Saturation / Organic Concentrations:** Initial Gas Saturation, Initial Oil Composition.
- Property Modification:** Flag For Property Modification, Porosity, X Direction Permeability, Y Direction Permeability, Z Direction Permeability, Initial Water Saturation, Initial Gas Saturation.
- Brine Properties:** Initial brine salinity (0), Brine divalent cation concentration (0).

FIGURA 4.20 Pantalla 4 propiedades físicas del yacimiento

Pantalla 5

En el caso de que la simulación de algún modelo ya sea recurrente entonces se tendrá como opción esta pantalla, de la cual se derivan otras tres más, las cuales se mostrarán datos de inyección y producción.

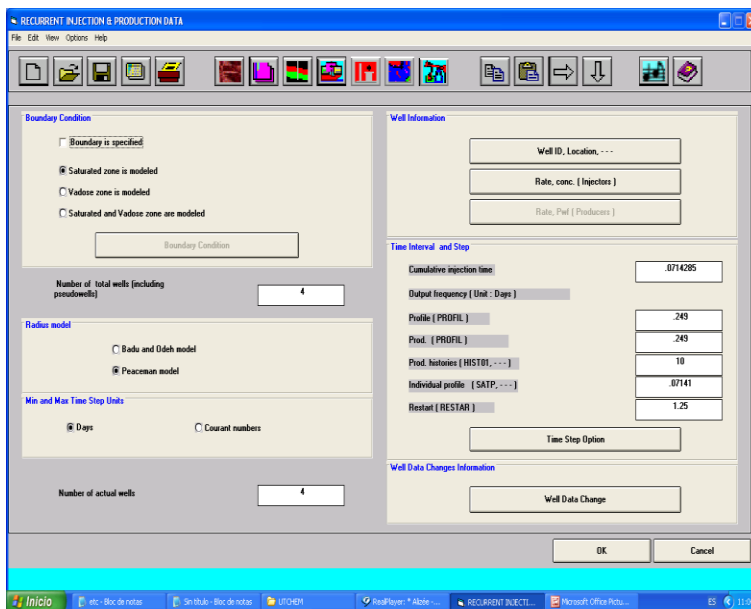


FIGURA 4.21 Pantalla 5.1, datos recurrentes de inyección y producción

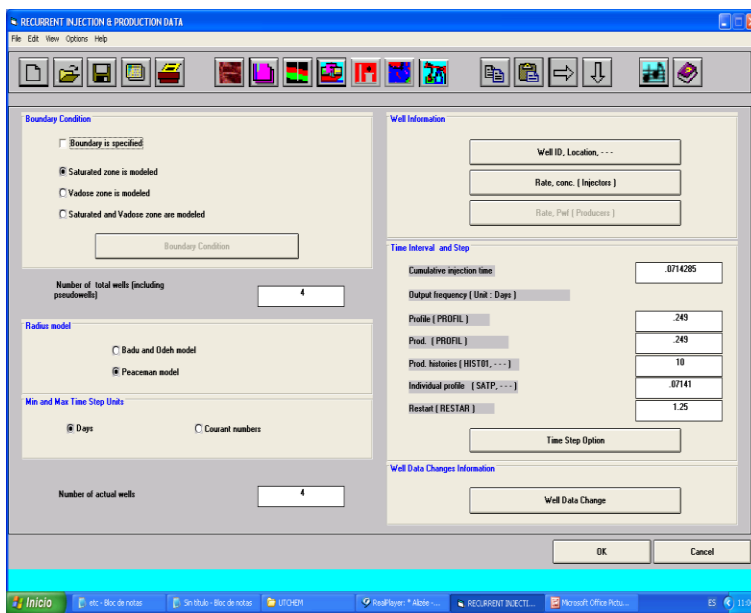


FIGURA 4.22 Pantalla 5.2, datos recurrentes de inyección y producción

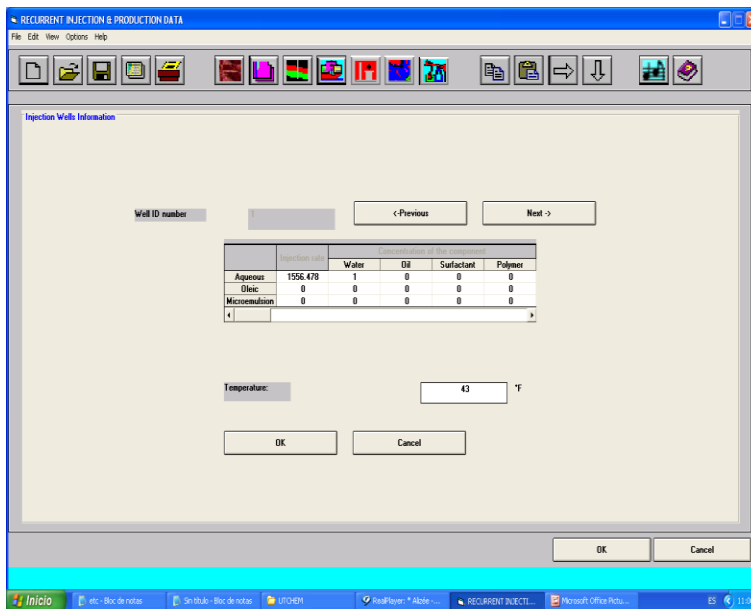


FIGURA 4.23 Pantalla 5.3, datos recurrentes de inyección y producción

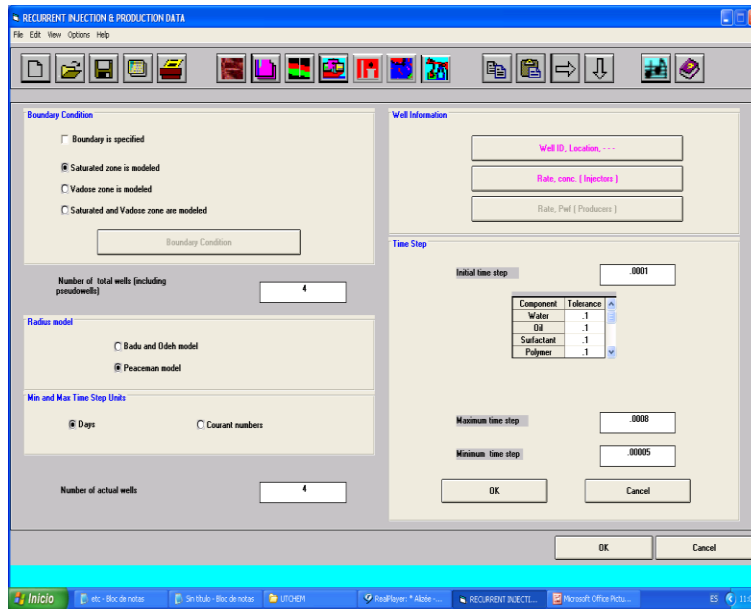


FIGURA 4.24 Pantalla 5.4, datos recurrentes de inyección y producción

Una vez que la información ha sido agregada a cada una de las secciones del simulador se prosigue a ejecutar el programa con la opción Run de la pantalla principal.

CAPITULO 5

EJEMPLOS DE APLICACIÓN

En este capítulo, se presentarán dos ejemplos de aplicación reportados en la literatura; uno para pruebas de un solo pozo y otro entre pozos. En ambos casos se estimará un valor de S_{or} , haciendo uso tanto del método analítico como del numérico; en el primero se usará el método de momentos y en la que respecta en la simulación ésta se hará utilizando el UTCHEM; una vez que se tengan los valores correspondientes se compararán entre ellos así como los publicados en la literatura.

5.1 Prueba de trazadores químicos en un solo pozo: Yacimiento Queen Sulimar

El ejemplo para en solo pozo, en el presente trabajo, fue tomado de la literatura. La prueba fue realizada en el yacimiento Reyna Sulimar y ha sido retomado varias veces por diferentes autores (Hirasaki, 1996; Zhou y colaboradores, 1996; McDougall y Sorbie, 1995; Rao y colaboradores, 1992; Radke y colaboradores, 1992; Ferreira, 1992; Morrow, 1990), principalmente para realizar estudios de mojabilidad, sin embargo, también se han realizado pruebas de trazadores en este yacimiento motivo por el cual fue retomado.

5.1.1 Objetivo de la prueba

Realizar estudios de mojabilidad, sin embargo, para fines del presente trabajo, el objetivo es encontrar un valor estimado de saturación de aceite residual, mediante el uso de pruebas de trazadores.

5.1.2 Descripción del yacimiento

El yacimiento Sulimar Queen (Reyna Sulimar) se encuentra localizado en Chaves, Nuevo México. La prueba fue realizada en el pozo 1-16, él cual fue perforado en agosto de 1990.

5.1.3 Diseño

Número y tipo de trazadores

La siguiente tabla, muestra el número, el tipo y el volumen de trazador requerido en la prueba.

TABLA 5.1 Trazadores que se utilizaron

Tipo de trazador	Nombre	Coefficiente de partición
Ideal	Metanol	0
Particionable	Acetato de étilo (Éster)	5
Ideal	Etanol	0

5.1.4 Inyección

Primero se inyecta un bache de agua, el cual contenía dos trazadores, un particionable (Ester) y uno ideal (Metanol). El ester es el encargado de realizar la reacción de hidrólisis mientras que el metanol servirá como balance de materia (Ferreira, 1992).

Una vez que la inyección ha terminado, se cierra el pozo para dejar que los trazadores reaccionen, típicamente este periodo de cierre es de varios días para dejar que se complete al menos el 50% de la reacción del trazador, sin embargo para el yacimiento Reyna Sulimar, en la literatura se menciona que este periodo no fue largo debido a los pequeños gastos de producción e inyección, originando que el tiempo de residencia sea suficiente más allá del cierre.

5.1.4 Estimación de la saturación de aceite residual mediante simulación usando UTCHEM

5.1.4.1 Modelo de simulación

La tabla 5.2 describe la malla de simulación, mientras en la figura 5.1 se muestra dicha malla, la cual se utilizó para este modelo.

TABLA 5.2 Descripción de la malla

Malla	35 X 1 X 4
Geometría	Radial
No de pozos	1
No de capas	4

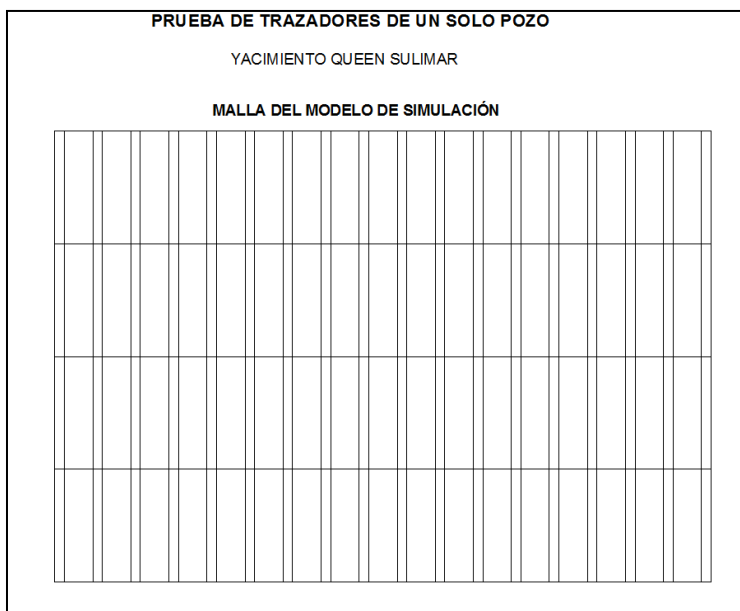


FIGURA 5.1 Malla del modelo de simulación, usando UTCHEM 9.0

En la tabla 5.3, se muestran las propiedades que describen al yacimiento, las cuales se utilizarán en el modelo de simulación.

TABLA 5.3 Propiedades del campo

Parámetro		Valor
Presión		2000 [psi]
Porosidad (cte)		25 [%]
Espesor neto		24 [ft]
Temperatura inicial de la formación		43 [°F]
Permeabilidad (cte)		$K_y = 2000$ [mD]
		$K_z = 0$ [mD]
Saturación inicial de agua por capa		$C_1 = 0.782$
		$C_2 = 0.715$
		$C_3 = 0.805$
		$C_4 = 0.820$
Viscosidad	Aceite	1 [cp]
	Agua	0.7 [cp]
Dispersividad	Longitudinal (cte)	0.1 [ft]
	Transversal (cte)	0.003 [ft]

5.1.5.2 Resultados

Al finalizar la simulación se obtienen los siguientes resultados

- ✓ Concentración total de cada trazador en cada una de las capas

De la figura 5.2 a 5.6, se observa el avance del Acetato de Etil (Ester), en cada una de las capas, para diferentes tiempos de simulación.

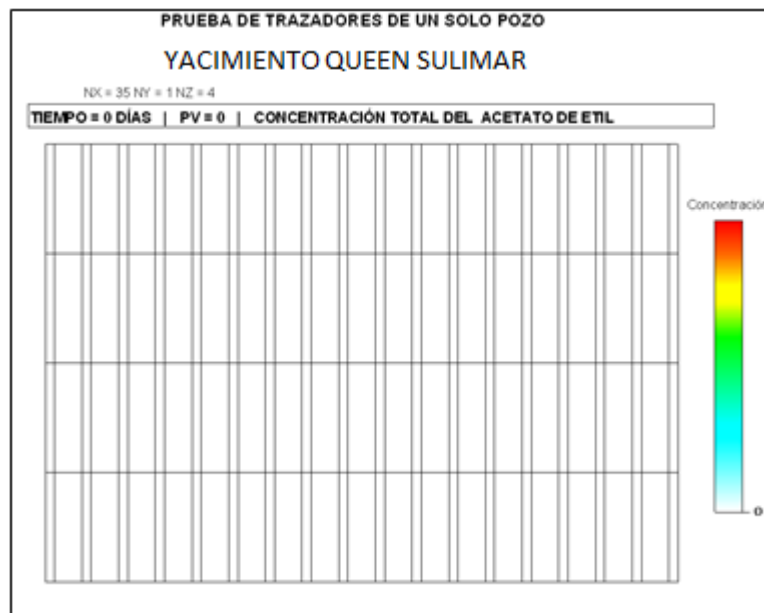


FIGURA 5.2 Concentración total del Ester para T= 0 [Días]

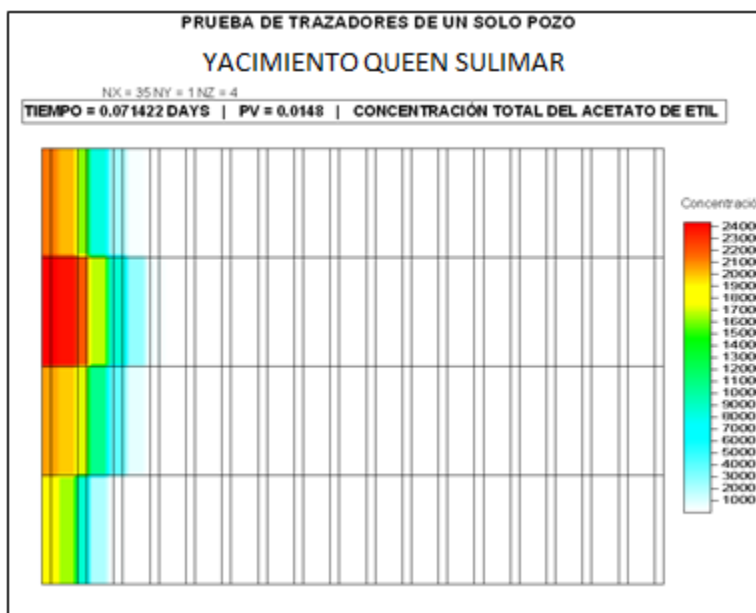


FIGURA 5.3 Concentración total del Éster para T= 0.071422 [Días]

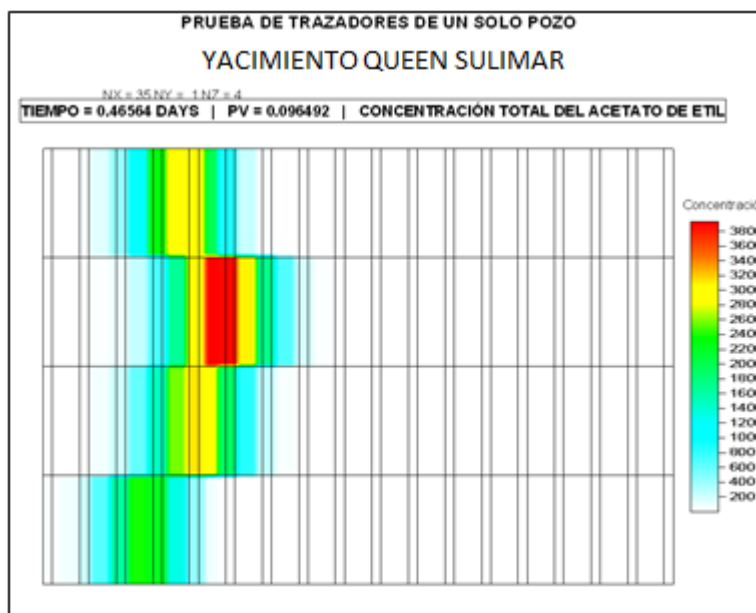


FIGURA 5.4 Concentración total del Éster para T = 0.46564 [Días]

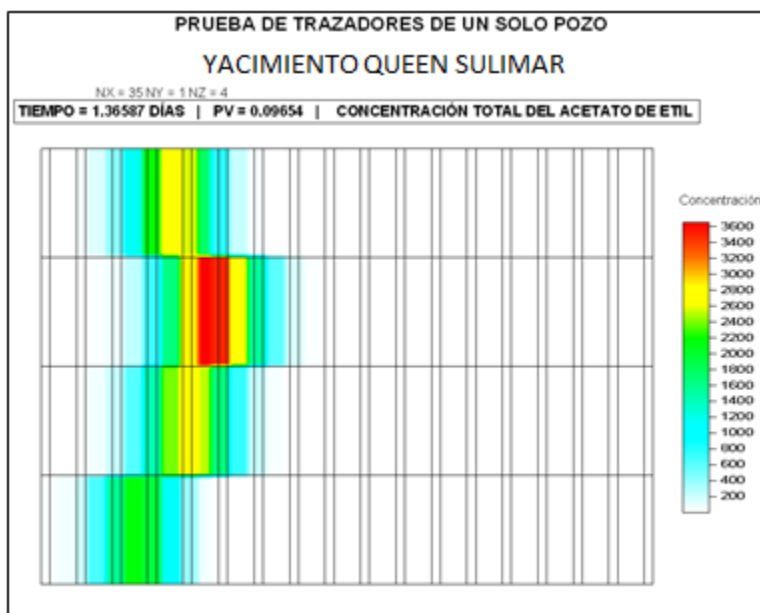


FIGURA 5.5 Concentración total del Éster para T= 1.36587 [Días]

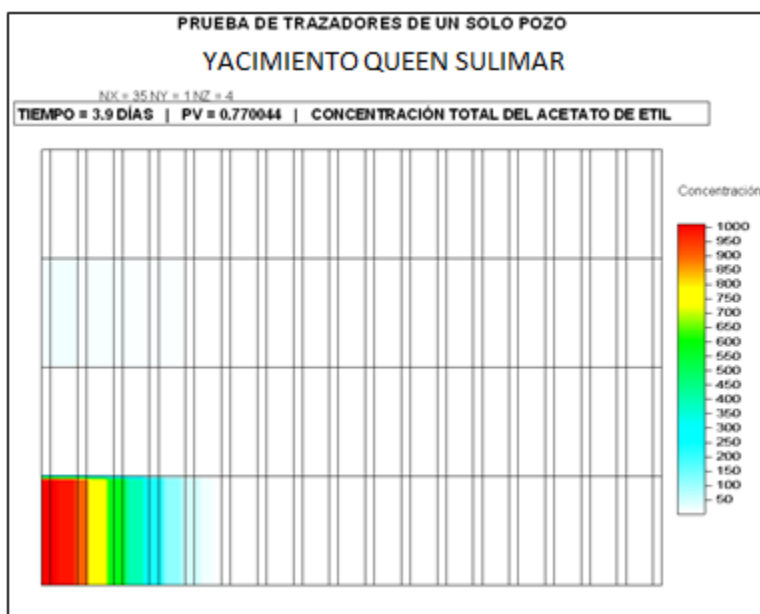


FIGURA 5.6 Concentración total del Éster para T= 3.9 [Días]

Mientras que de la figura 5.7 a 5.11 se observa el avance del Etanol, en cada una de las capas, para diferentes tiempos de simulación.

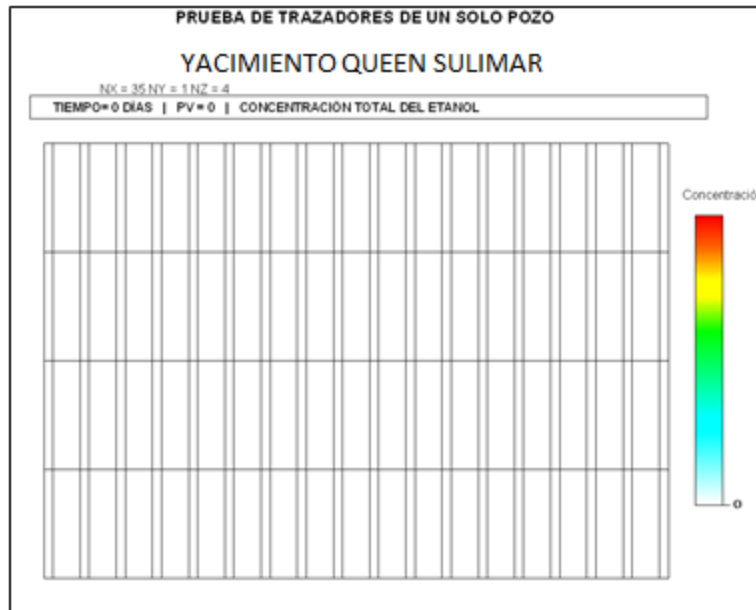


FIGURA 5.7 Concentración total del Etanol para T= 0 [Días]

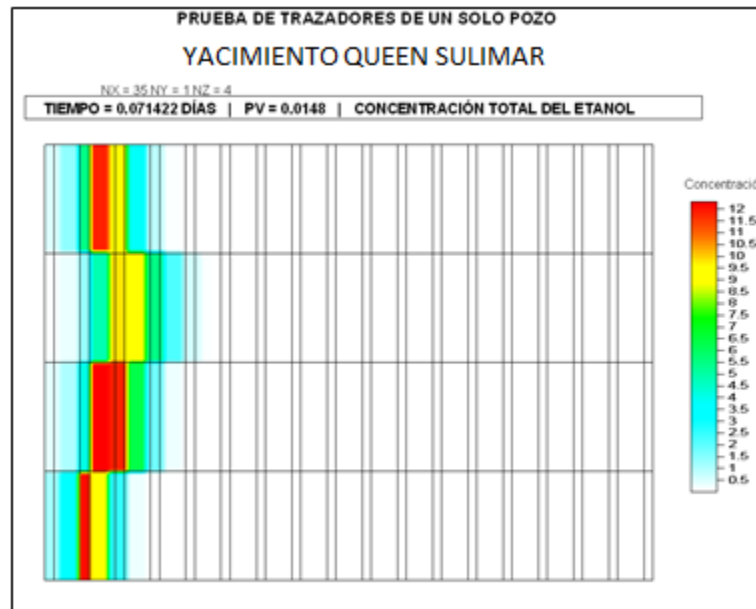


FIGURA 5.8 Concentración total del Etanol para T= 0.071422 [Días]

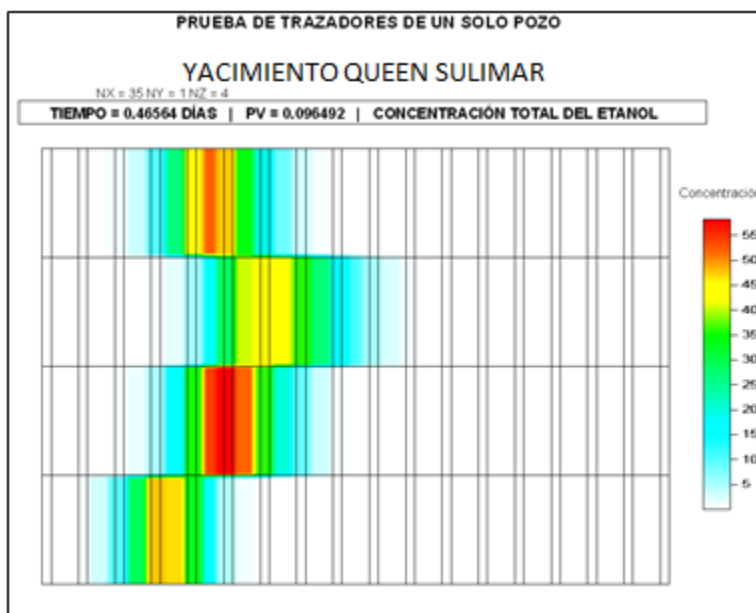


FIGURA 5.9 Concentración total del Etanol para T= 0.46564 [Días]

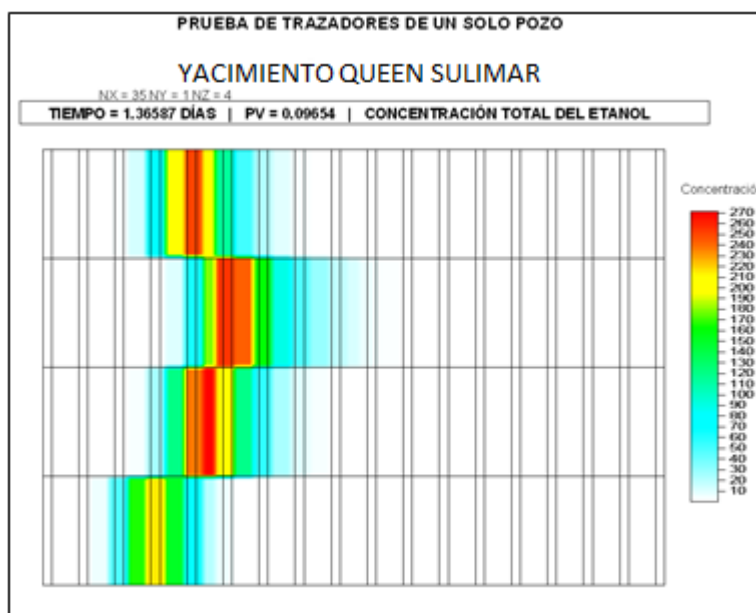


FIGURA 5.10 Concentración total del Etanol para T= 1.36587 [Días]

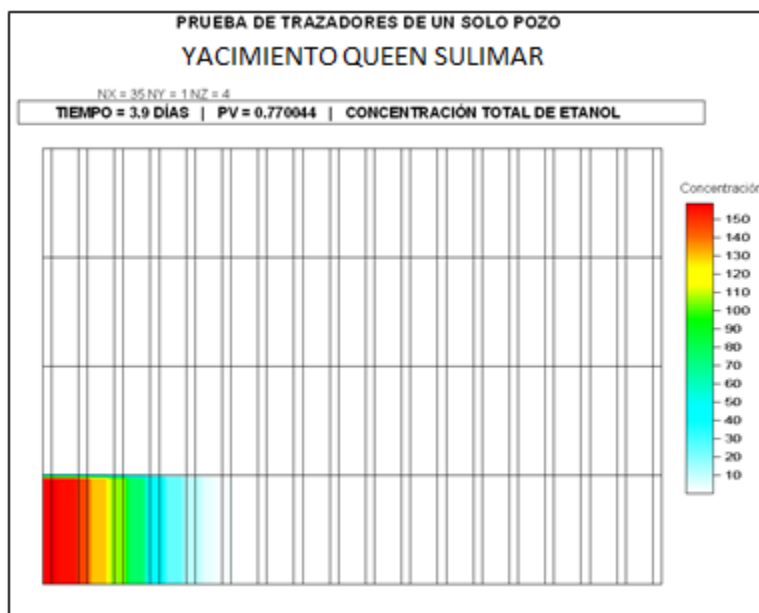


FIGURA 5.11 Concentración total del Etanol para T= 3.9 [Días]

✓ Análisis de trazadores

En la tabla 5.4 se muestra el análisis de balance de materia que hace el simulador respecto a los trazadores inyectados.

TABLA 5.4 Análisis de trazadores

Nombre del trazador	Metanol	Ester	Etanol
Tipo de trazador	Agua	Particionado	Agua
Coefficiente de partición	0	4.05	0
Volumen de inyección	0.4730 E+07	0.6650 E +07	0
Volumen de producción	-0.4656 E+07	-0.5293 E +07	-0.6610 E +06
Volumen remanente	0.7421 E+05	0.1924 E +06	0.3485 E +05
Factor de recuperación	0.9843	0.7958	0
Error en el balance de materia	0.4221 E-13	0.1752 E 00	0

✓ Saturación promedio del campo

La tabla 5.5, muestra la saturación de aceite inicial (S_{oi}), que calcula el simulador, por cada capa del modelo.

TABLA 5.5. Saturación de aceite inicial por capa

Capa	S_{oi}
1	0.2180
2	0.2850
3	0.1950
4	0.1800

La figura 5.12, muestra la S_{oi} de cada una de las capas acorde a la tabla 5.5.

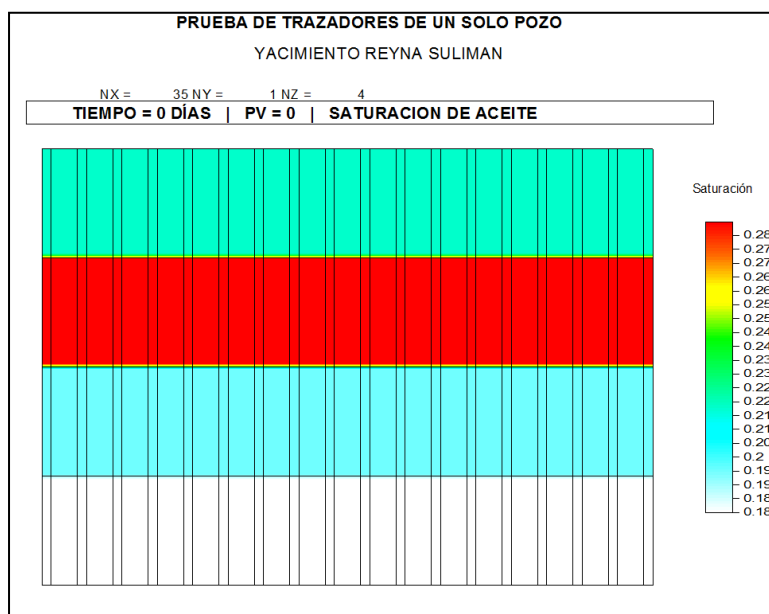


FIGURA 5.12 Saturación de aceite inicial para las 4 capas al iniciar el proceso de inyección de agua

- ✓ Datos de concentración y tiempo de arribo de cada uno de los trazadores

Los datos de concentración y tiempo de arribo de cada uno de los trazadores, Ester y Etanol, se muestran en el Ápendice A; con los cuales se generaron los siguientes cinco perfiles de concentración.

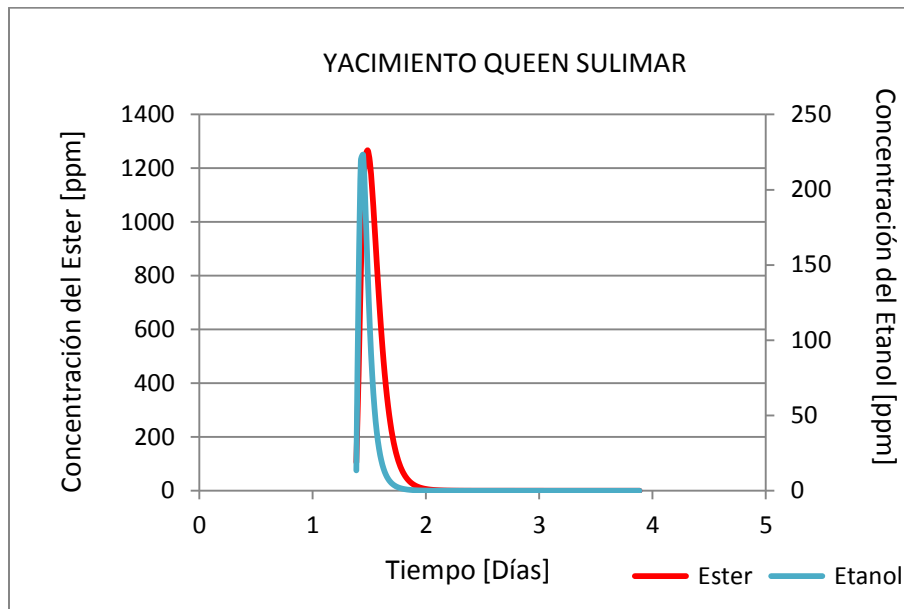


FIGURA 5.13 Perfil de concentración del Ester y Etanol Vs Tiempo para la capa 1

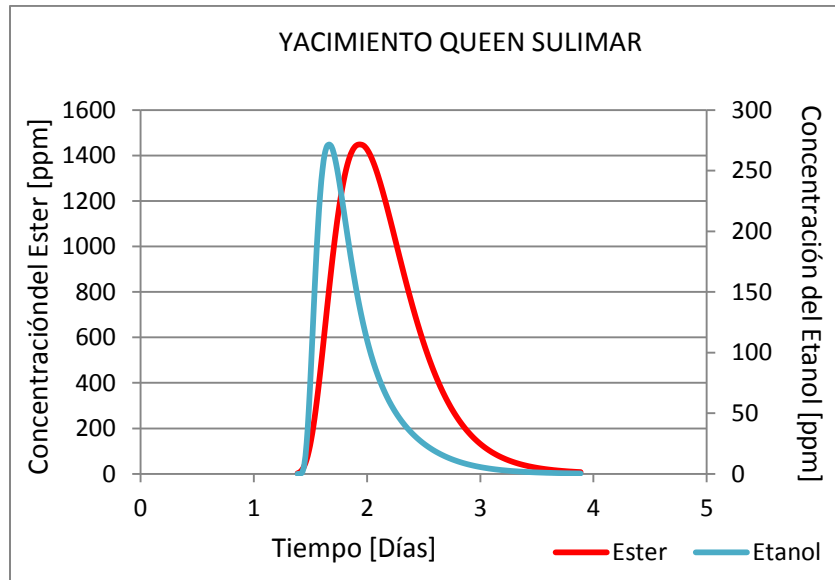


FIGURA 5.14 Perfil de concentración del Ester y Etanol Vs Tiempo para la capa 2

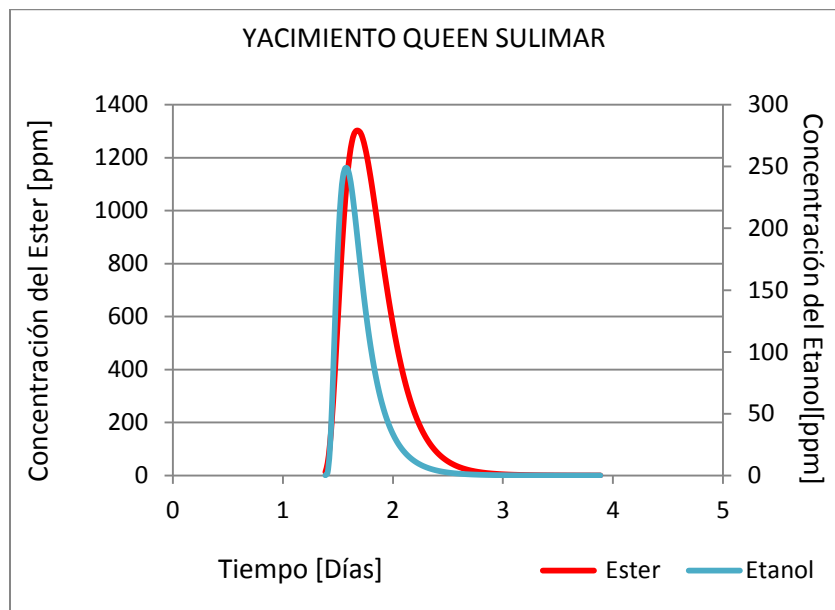


FIGURA 5.15 Perfil de concentración del Ester y Etanol Vs Tiempo para la capa 3

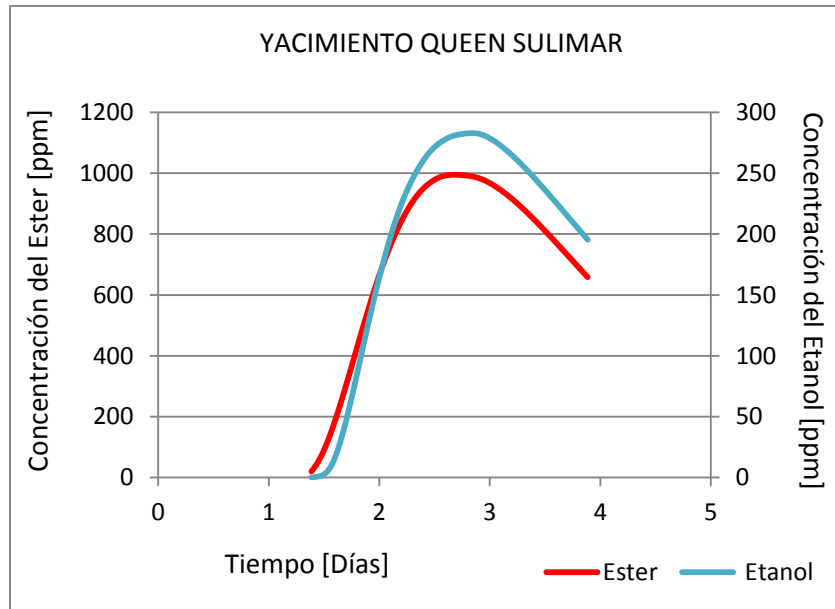


FIGURA 5.16 Perfil de concentración del Ester y Etanol Vs Tiempo para la capa 4

Para estimar la saturación de aceite residual comparando la respuesta de ambos trazadores, Ester y Etanol, (Allison, 1988); se utilizará el método gráfico (descrito en el Capítulo 4). Se grafica la concentración de ambos trazadores (Ester y Etanol) contra volumen producido, como se muestra en la figura 5.17.

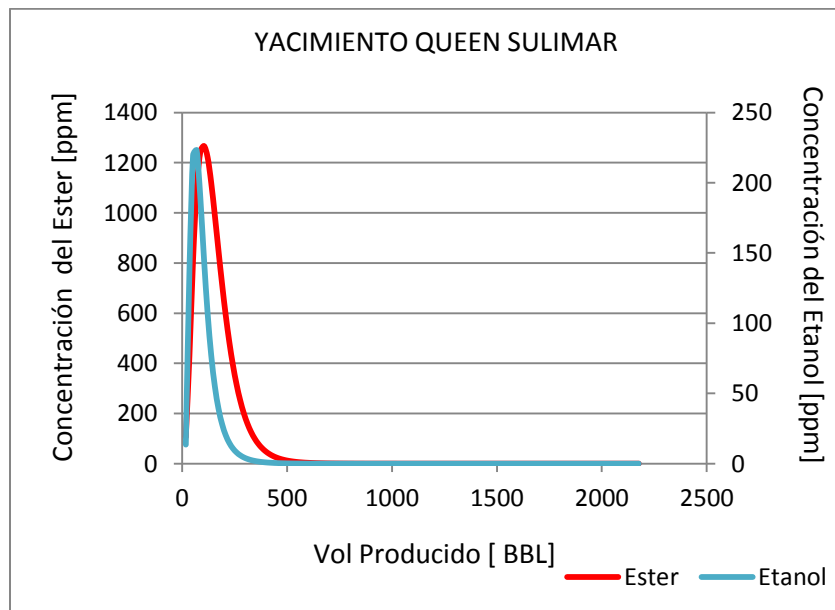


FIGURA 5.17 Perfil de concentración del Ester y Etanol Vs Volumen producido

De acuerdo al perfil de concentración anterior se obtienen los gastos producidos de cada Trazador, los cuales son:

$$Q_p = 1.503362 \text{ [BBL]}$$

$$Q_{np} = 0.503362 \text{ [BBL]}$$

Sustituyendo los a valores en la ecuación 4.16.

$$\frac{Q_a}{Q_b} = 1 + \beta \quad (4.16)$$

$$\beta = \frac{103.863}{69.08714} - 1 = 0.503362$$

Ahora bien, con ese valor de β , se sustituye en la ecuación 4.13, para obtener un valor estimado de S_{or} .

$$S_{or} = \frac{\beta}{\beta + K_i} \quad (4.13)$$

$$S_{or} = \frac{0.503362}{0.503362 + 2} = 0.201074$$

De manera similar se hicieron los cálculos para las capas 2, 3 y 4; la tabla siguiente muestra los valores obtenidos para cada una de estas capas.

TABLA 5.6 Saturaciones de aceite residual por capa

No de capa	S_{or}
1	0.201074
2	0.176109
3	0.128842
4	0.06472

Por lo tanto, el valor estimado promedio de saturación de aceite residual, después de un proceso de inyección de agua, mediante el método grafico y tomando como referencia los datos generados por el simulador (UTCHEM) tanto de concentración como de volumen producido del trazador, es de 0.142689.

Cabe mencionar que esta saturación de aceite residual, es la que resulta después del proceso de inyección de agua, es decir es aceite remanente no barrido al final del muestreo del trazador inyectado (Ester).

5.2 Prueba de trazadores químicos entre pozos: caso Ranger Texas

El siguiente ejemplo de prueba de trazadores entre pozos fue tomado de la literatura; la primera descripción de los datos fue hecha por Lichtenberger y posteriormente por Allison y colaboradores. Esta prueba fue realizada en areniscas McCleskey del campo Ranger, localizado en Texas, USA.

5.2.1 Objetivo de la prueba

La prueba de trazadores se realizó a fin de estudiar la conectividad en el campo, así como estimar la saturación de aceite residual como fase previa a un proyecto de recuperación mejorada por inyección de tensoactivos y polímeros.

5.2.2 Descripción del Campo

Como preparación previa a la inyección de polímeros y surfactantes, en el Campo, se realizaron trabajos de caracterización, donde se utilizaron pruebas de trazadores entre pozos. La prueba en su totalidad se llevó a cabo en una superficie de 320 acres, en la que se encuentran 13 pozos productores y 7 inyectoros.

Parámetros esenciales del Campo

- Tipo de roca: areniscas McClesky
- Profundidad: 1000 m
- Numero de capas productoras: 3
- Espesor neto total: entre 2 y 8 m
- Porosidad promedio: 14.7 %
- Permeabilidad: entre 200 y 1500 mD (con respecto al aire y basada en análisis de núcleos)
- Saturación de aceite residual promedio: 40 %

5.2.3 Diseño

Durante esta etapa se determina que la superficie total (320 acres), se dividirá en 2 áreas, como se muestra en la siguiente figura, por lo cual, para fines del presente trabajo, sólo se considerará el área 2, entonces de los 17 pozos totales, sólo se tomarán en cuenta 4; un inyector (pozo 38) y tres productores (pozos: 37, 39 y 40).

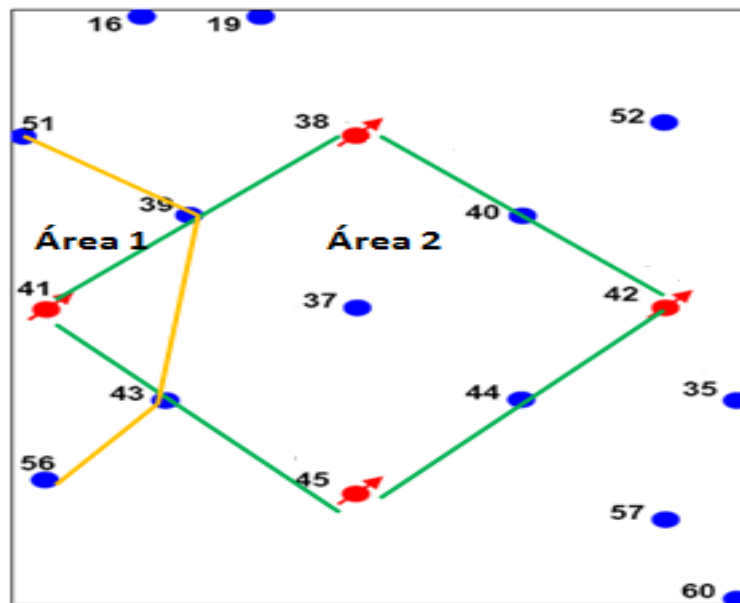


FIGURA 5.18 División del Campo en áreas

Número y tipo de trazadores

En la siguiente tabla se muestra el número, el tipo y el volumen de trazador requerido en esta prueba.

TABLA 5.7 Trazadores requeridos en la prueba

Tipo de trazador	Nombre	Volumen
Conservativo	Tritio	10 Ci
	Cobalto 57	30 mCi
	Cobalto 58	100 mCi
	Cobalto 60	30 mCi
Químico	Tiocianato de sodio (NaSCN)	5655 lbs
Particionable	Alcohol butil terciario (TBA)	5920 lbs
	Alcohol isopropil (IPA)	880 gals

Entonces por área se determina que los trazadores serán inyectados de acuerdo a las siguientes tablas.

TABLA 5.8 Trazadores inyectados en el área 1

Área 1
Cobalto-57
Cobalto-58
Cobalto-60

TABLA 5.9 Trazadores inyectados en el área 2

Área 2
HTO:Tritio
NaSCN:Tiocianato de sodio
TBA: Alcohol butil terciario
IPA: Alcohol isopropil

El coeficiente de partición (K) para el alcohol butil terciario y el alcohol isopropil es de 0.2 y 0.04 respectivamente.

Duración de la prueba

La prueba duró 25 meses, y durante ese período se modificó el gasto en varios pozos, incluyendo el cierre del Pozo 40 a los 500 días de la inyección.

Gastos promedio de inyección y producción de los pozos

En la tabla 5.10 y 5.11 se muestran los gastos promedio de producción e inyección respectivamente para cada uno de los pozos,

TABLA 5.10 Gastos promedio de los pozos productores

Pozos productores	Producción promedio [bbl/día]
16	17
19	16
35	17
37	403
39	424
40	25
43	454
44	142
51	36
52	10
56	77
57	42
60	20

TABLA 5.11 Gastos promedio de inyección de los pozos inyectoros

Pozos inyectoros	Inyección promedio [Bbl/día]
38	839
41	587
42	168
45	84

5.2.4 Inyección

La inyección se realizó según lo establecido en el diseño, la siguiente figura muestra que en el pozo inyector 45, solo fue inyectado el cobalto⁵⁸; en el 42, el cobalto⁶⁰; y en el 38, tritio, tiocianato de sodio, alcohol butil terciario y alcohol isopropil.

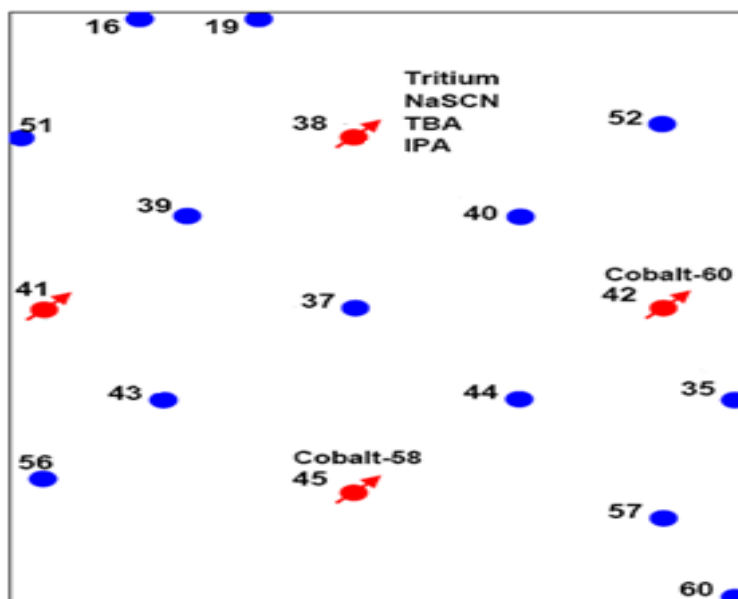


FIGURA 5.19 Ubicación de los pozos de interés

Todos los trazadores fueron inyectados en pequeños baches el mismo día, excepto el TBA el cual también fue inyectado en un bache pequeño pero 20 días después que los otros.

Después de que la inyección ha terminado, se cierra el pozo para dejar que los trazadores reaccionen, cabe mencionar que para el ejemplo que se esta presentando, en la literatura no se menciona este tiempo de cierre.

5.2.5 Producción

Posteriormente los pozos fueron abiertos a producción en donde se empezó el muestreo, el cual se hizo de forma continua durante 826 días, después de la inyección del primer grupo de trazadores.

La siguiente figura muestra los pozos donde los trazadores irrumpieron. Entonces el área donde se van a realizar los cálculos necesarios para obtener un valor estimado de la saturación de aceite residual, corresponde a la formada por los pozos productores: 19, 37, 39 y 40.

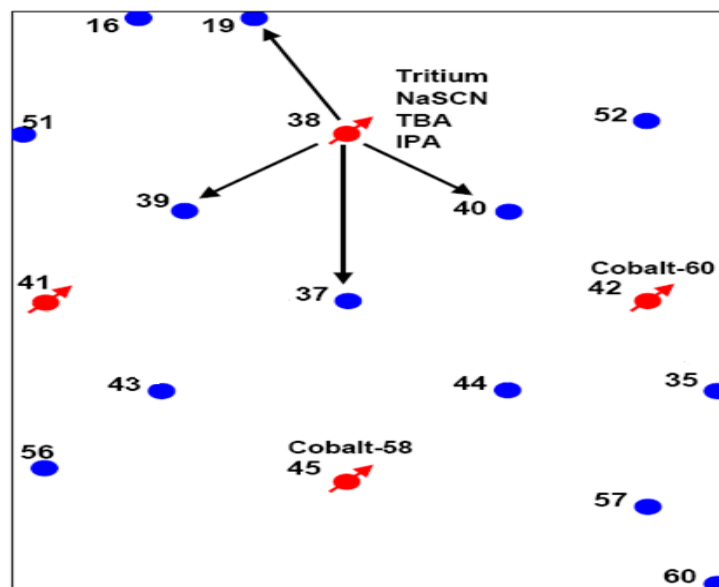


FIGURA 5.20 Irrupción de las Trazadores

Durante el muestreo se obtuvieron datos de concentración contra tiempo de cada uno de los pozos productores, estos datos se mostraran en el Apéndice B, mientras que en la tabla 5.12, se da el porcentaje recuperado de cada uno de los marcadores, publicado en la literatura (G.J.Lichtenberger, OryxEnergy Co. SPE 21652).

TABLA 5.12 Volumen recuperado de cada trazador en porciento

Trazador	Vol. Recuperado [%]
NaSCN	90
HTO	75
IPA	50
TBA	75
Co ⁵⁷	35
Co ⁶⁰	55
Co ⁵⁸	--

5.2.6 Estimación de la saturación de aceite residual usando los datos observados

A continuación se estimará la saturación de aceite residual de forma cuantitativa, esto se hará de manera analítica, usando los datos observados durante el muestreo de la prueba de dos trazadores (Apéndice B), el tritio (HTO) como conservativo y alcohol butil terciario (TBA) como particionable.

Como primer paso se grafican en una escala semi-logarítmica los datos de concentración producida contra tiempo de arribo del tritio (HTO) del pozo 37.

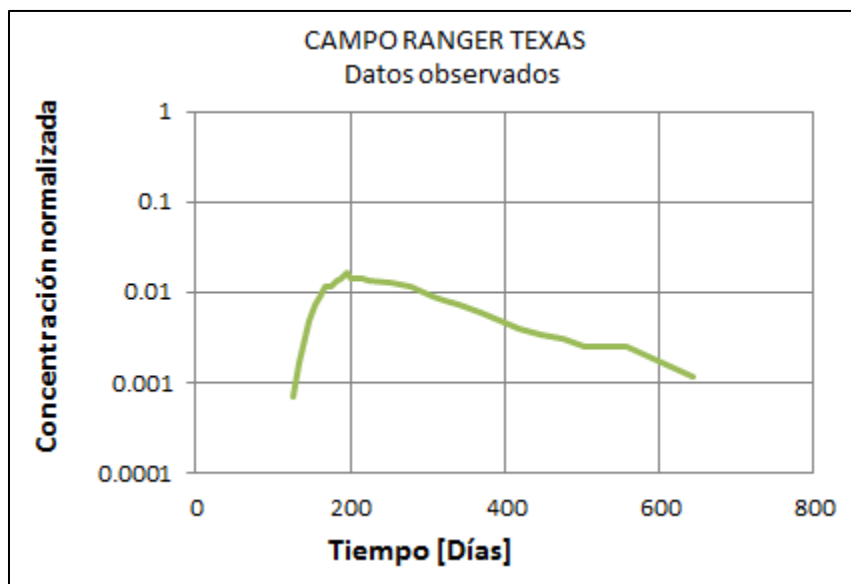


FIGURA 5.21 Gráfica de Concentración Vs Tiempo de arribo del tritio del pozo 37

De la gráfica anterior se localizan los siguientes puntos de inflexión: (t, C) y (t_b, C_b) , de la forma como se indicó en el Capítulo 4.

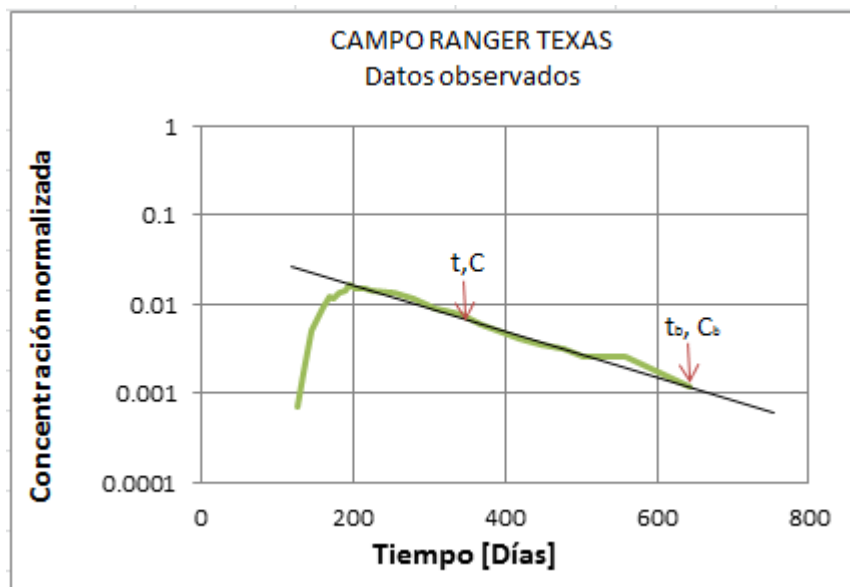


FIGURA 5.22 Grafica Concentración Vs Tiempo de arribo del tritio al pozo 37

De la figura 5.22 se observa que los puntos de inflexión localizados son:

$$(t, C) \sim (342, 0.007483)$$

$$(t_b, C_b) \sim (644, 0.001189)$$

Ahora se calcula el valor de "a", con la Ec. 4.6.

$$\frac{1}{a} = \frac{\ln\left(\frac{C_b}{C}\right)}{t - t_b}$$

$$a = \frac{\ln(0.001189) - \ln(0.007483)}{(342 - 644)}$$

$$a = 0.006091129$$

Con todos los valores requeridos en la Ec. 4.8, se obtiene el primer momento temporal del tritio.

$$t_{np} = \frac{(\sum_0^{tb} C(t)t\Delta t) + a(a + t_b)C_b}{(\sum_0^{tb} C(t)\Delta t) + aC_b}$$

$$t_{np} = \frac{961.031 + [(0.006091129)(0.006091129 + 644)(0.001189)]}{3.1448 + [(0.006091129)(0.001189)]}$$

$$t_{np} = 305.59419$$

Ahora, con este mismo procedimiento se calcula el primer momento temporal (t_p) del alcohol butil terciario (TBA).

Se grafica en una hoja semi-logarítmica los datos observados de concentración producida contra tiempo de arribo del alcohol butil terciario al pozo 37.

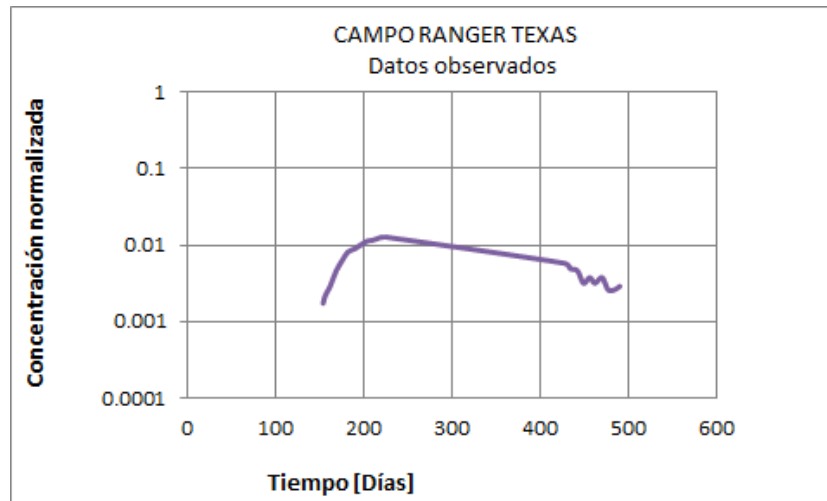


FIGURA 5.23 Grafica Concentración Vs Tiempo de arribo del alcohol butil terciario al pozo 37

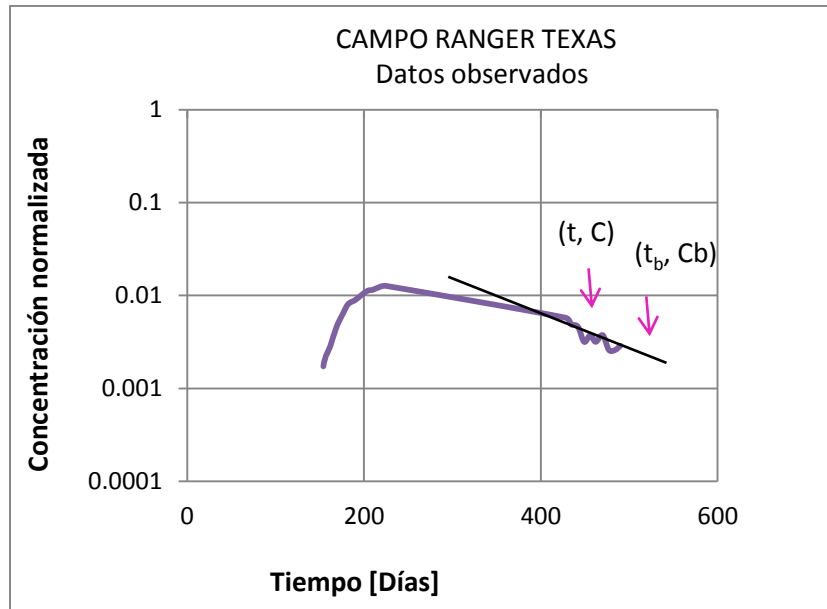


FIGURA 5.24 Grafica Concentración Vs Tiempo de arribo del alcohol butil terciario al pozo
37

De la gráfica anterior se localizan los siguientes puntos de inflexión: (t,C) y (tb, Cb), de la forma como se indicó en el Capítulo 4.

$$(t,C) \sim (428, 0.005760234)$$

$$(t_b, C_b) \sim (484, 0.002594805)$$

Ahora se calculara el valor de “a”, con la Ec. 4.6.

$$\frac{1}{a} = \frac{\ln\left(\frac{C_b}{C}\right)}{t - t_b}$$

$$a = \frac{\ln(0.002594805) - \ln(0.005760234)}{(428 - 484)}$$

$$a = 0.006091129$$

Posteriormente se calcula el primer momento temporal para el TBA mediante la ecuación 4.7.

$$t_p = \frac{(\sum_0^{tb} C(t)t\Delta t) + a(a + t_b)C_b}{(\sum_0^{tb} C(t)\Delta t) + aC_b}$$

$$t_p = \frac{728.224882 + 0.014240(0.014240 + 484)0.002595}{2.02654288 + (0.014240 * 0.002595)}$$

$$t_p = 359.34571$$

Una vez que se tiene el primer momento temporal para cada trazador se calculara un valor de saturación de aceite residual (S_{or}), con la ecuación 4.9.

$$S_o = \frac{1}{1 + K/\Delta t_r}$$

Donde

$$\Delta t_r = \frac{t_p - t_{np}}{t_{np}}$$

Sustituyendo valores, se tiene:

$$\Delta t_r = \frac{359.34571 - 305.59419}{305.59419} = 0.17589$$

$$S_{or} = \frac{1}{1 + \left(\frac{0.2}{0.17589}\right)}$$

$$S_{or} = 0.46793$$

Por lo tanto, el valor estimado de saturación de aceite residual entre los pozos 38 y 37, mediante el método del primer momento y tomando como referencia los datos observados durante el muestreo del trazador, de 0.46793.

5.2.7 Estimación de la saturación de aceite residual mediante simulación usando UTCHEM

5.2.7.1 Modelo de simulación

La tabla 5.13 y la figura 5.24, describen la malla de simulación que se utilizara en el modelo

TABLA 5.13 Descripción de la malla

Malla	31 X 45 X 3	
Geometría	Cartesiana	
Pozos totales	17	13 productores
		4 inyectores
No de capas	3	

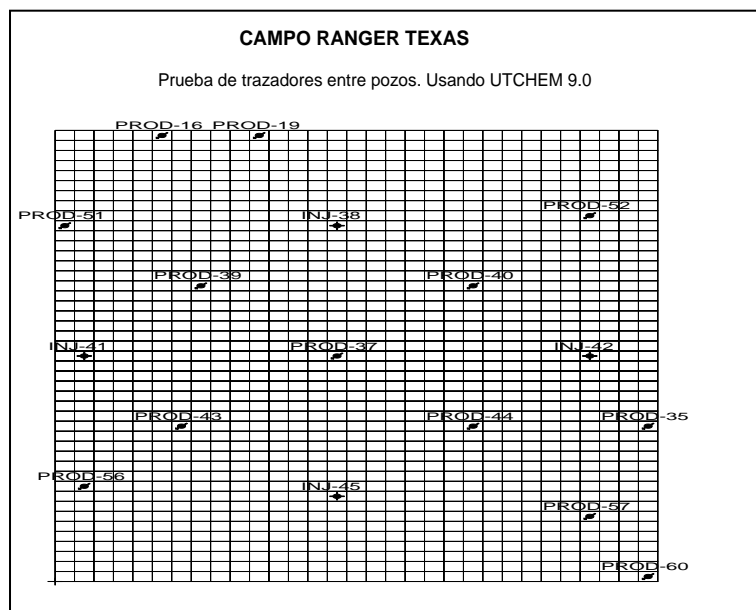


FIGURA 5.25 Malla de simulación en UTCHEM 9.0

En la tabla 5.14, se muestran las propiedades del campo

TABLA 5.14 Propiedades del campo

Parámetro		Valor
Profundidad		3400 [ft]
Presión		150 [psia]
Porosidad (cte)		0.1347 [%]
Espesor de cada capa		24 [ft]
Espesor neto		
Permeabilidad		5 [mD]
Saturación inicial de agua por capa		C ₁ = 0.100
		C ₂ = 0.450
		C ₃ = 0.450
Viscosidad	Aceite	2.7 [cp]
	Agua	0.5 [cp]
Dispersividad	Longitudinal (cte)	15
	Transversal (cte)	0.2500 E -01

La tabla 5.15, muestra los materiales que serán utilizados como trazadores, así como su tipo y coeficiente de partición.

TABLA 5.15 Trazadores utilizados

Trazador	Tipo	K
Tritio HTO	Ideal	0
Alcohol butil terciario TBA	particionado	0.2

El tiempo de simulación será de 2526 días.

5.2.7.2 Resultados

Al finalizar la simulación, se obtienen los siguientes resultados:

- ✓ Permeabilidad

A continuación se presenta un mapa áreal del campo, con la variación de la permeabilidad (en dirección X) en cada una de las capas, mostradas en las figuras 5.25, 5.26 y 5.27. La variación mas significativa de permeabilidad se observa en la capa 3, de 9000 [mD] del pozo 38 al 40.

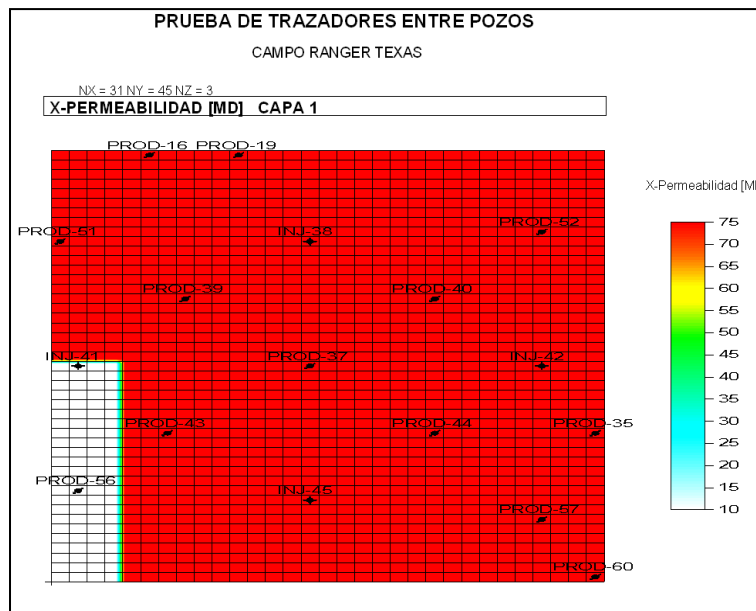


FIGURA 5.26 Variación de permeabilidad en la capa 1

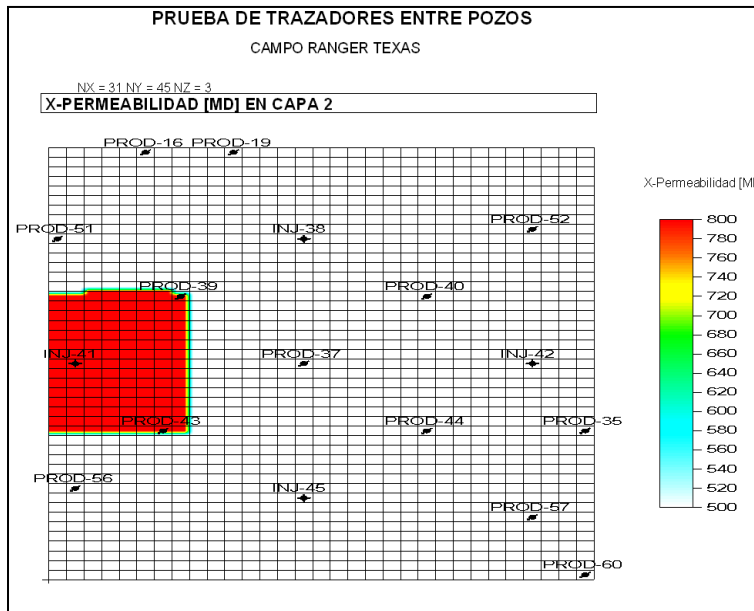


FIGURA 5.27 Variación de permeabilidad en la capa 2

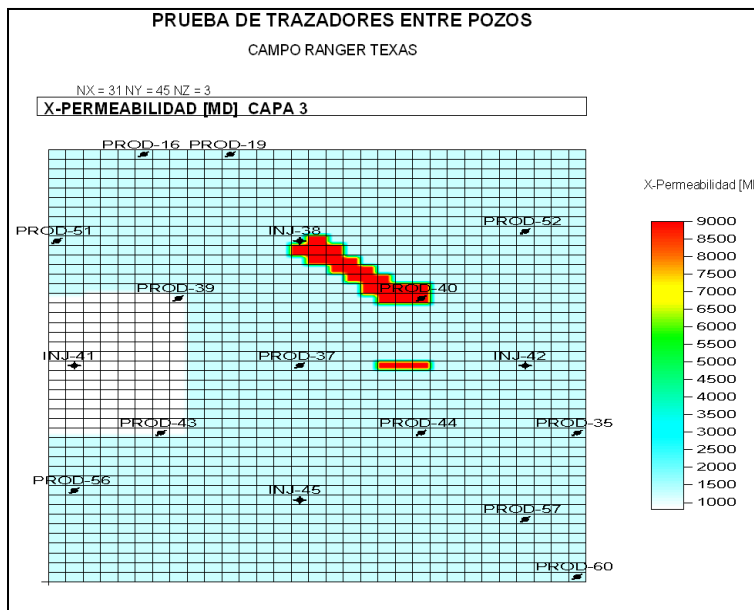


FIGURA 5.28 Variación de permeabilidad en la capa 3

✓ Análisis de trazadores

En la siguiente tabla se muestra el análisis de balance de materia que hace el simulador respecto a los trazadores inyectados.

TABLA 516. Análisis de balance de materia de los trazadores

Nombre del trazador	Tritio HTO	Alcohol butil terciario TBA
Tipo de trazador	Agua	Particionado
Coefficiente de partición	0	0.2
Volumen de inyección	0.2463 E +04	0.2463 E +04
Volumen de producción	-0.1666 E +04	-0.1534 E +04
Volumen remanente	0.7978 E +03	0.9280 E +03
Factor de recuperación	0.6761	0.6233
Error en el balance de materia	0.4615 E -14	0.5723 E-14

✓ Saturación de aceite inicial

La tabla 5.17, muestra la saturación de aceite inicial, que calcula el simulador, de cada capa del modelo.

TABLA 517. Saturación de aceite inicial por capa

Capa	S _{oi}
1	0.8511
2	0.6887
3	0.6139

Cabe mencionar que esta saturación de aceite inicial, es la que resulta antes del proceso de inyección de agua, lo cual se puede ver en los siguientes tres figuras para cada una de las tres capas del modelo.

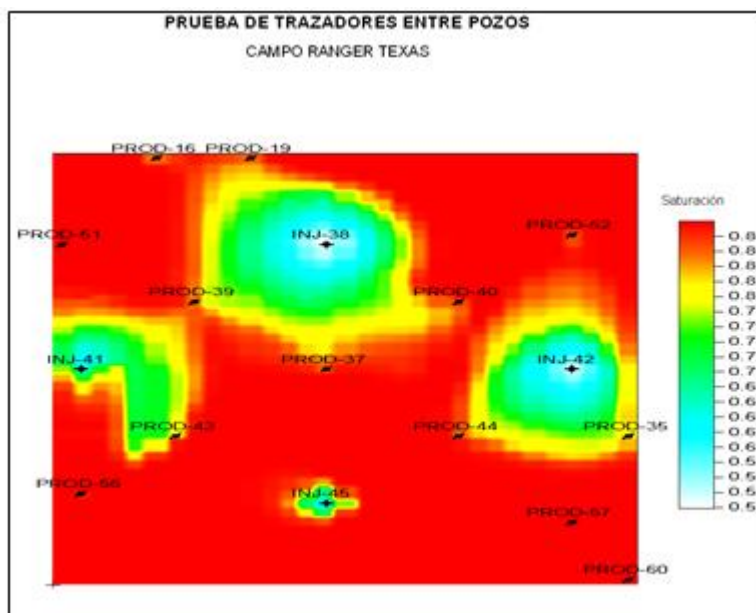


FIGURA 5.29 Saturación de aceite inicial para la capa 1 al iniciar el proceso de inyección de agua

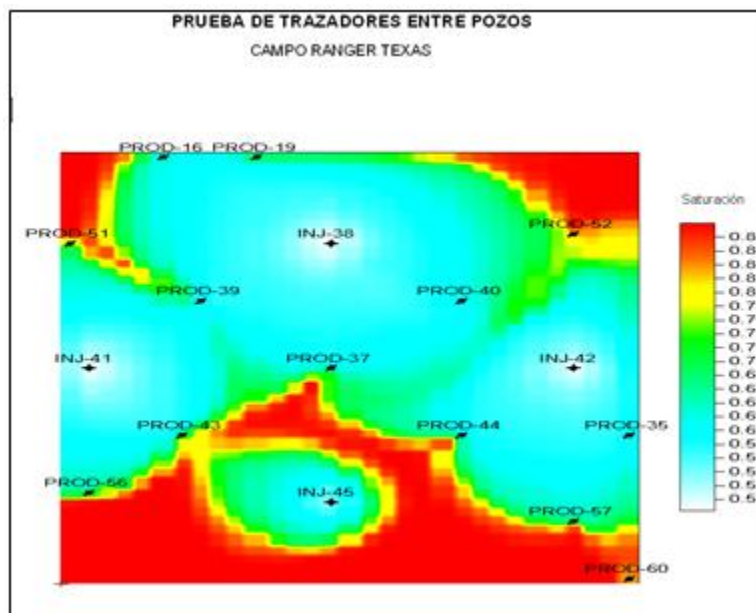


FIGURA 5.30 Saturación de aceite inicial para la capa 2 al iniciar el proceso de inyección de agua

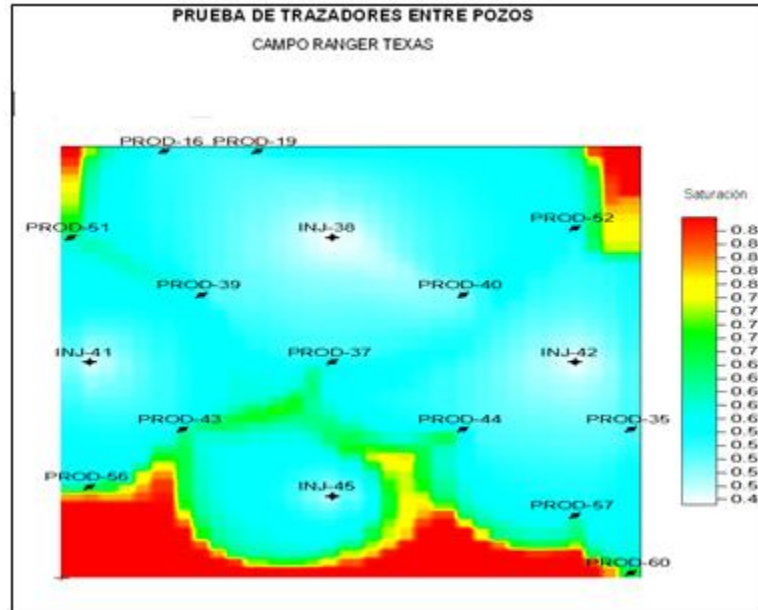
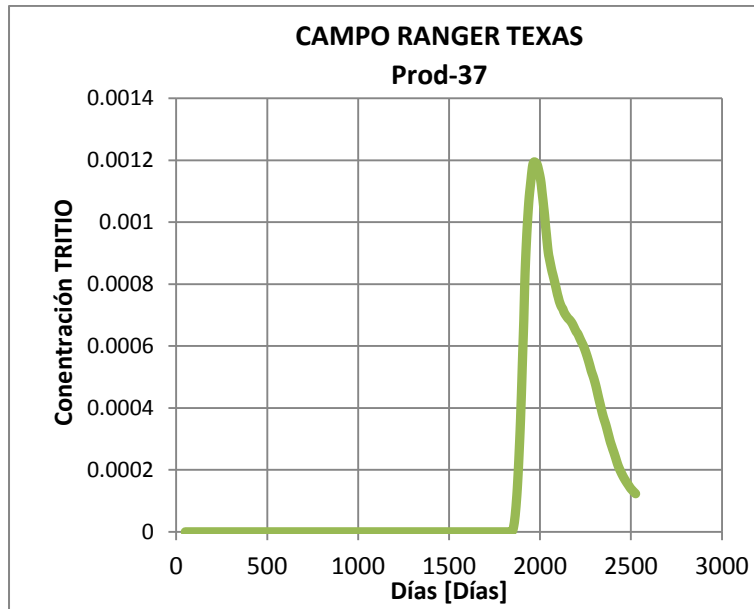


FIGURA 5.31 Saturación de aceite inicial para la capa 3 al iniciar el proceso de inyección de agua

- ✓ Datos de concentración y tiempo de arribo de cada uno de los trazadores

Estos datos de concentración y tiempo de arribo de cada uno de los trazadores HTO y TBA, se muestran en el Apéndice C; con los cuales se generaron los perfiles de concentración, con los cuales se puede estimar la saturación de aceite residual comparando la respuesta de ambos dos trazadores (Allison, 1988). A continuación se harán los cálculos necesarios para estimar esta saturación de aceite entre los pozos 38 y 37, tomando como referencia las graficas 5.33 y 5.34. Cabe mencionar que todos los perfiles de concentración mostrados han sido normalizados.



Grafica 5.33 Grafica Concentración Vs Tiempo del arribo del Tritio al pozo 37

Con la E.c 4.17, sustituyendo los valores calculados en la tabla C.1, se obtiene:

$$t_{np} = \frac{\int_{t_i}^{t_n} tC(t)dt}{\int_{t_0}^{t_i} C(t)dt} = \frac{(\sum_{i=1}^n C(t)t\Delta t)}{(\sum_{i=1}^n C(t)\Delta t)} \tag{4.17}$$

$$t_{np} = \frac{163.509}{0.391255} = 417.90904$$

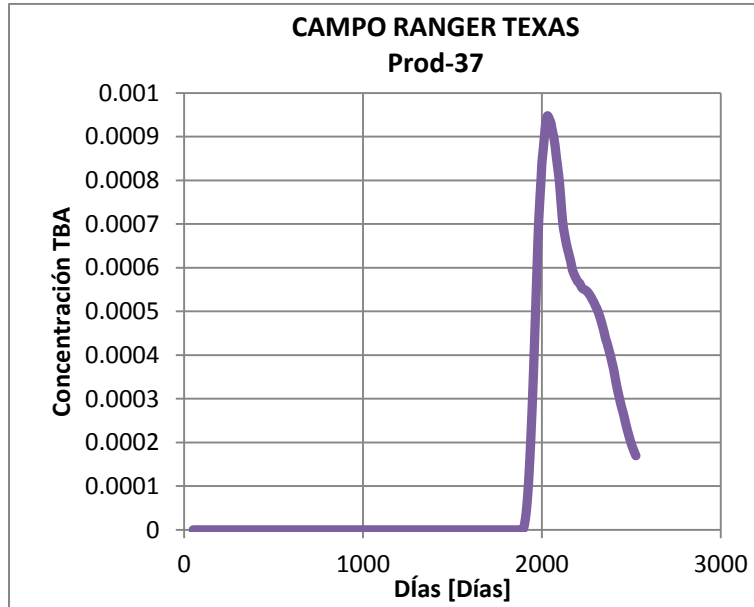


FIGURA 5.34 Grafica Concentración Vs Tiempo de arribo del Alcohol butil terciario al pozo 37

Con la E.c 4.18, sustituyendo los valores calculados en la tabla C.2, se obtiene:

$$t_p = \frac{\int_{t_i}^{t_n} tC(t)dt}{\int_{t_0}^{t_i} C(t)dt} = \frac{(\sum_{i=1}^n C(t)t\Delta t)}{(\sum_{i=1}^n C(t)\Delta t)} \tag{4.18}$$

$$t_p = \frac{146.7521}{0.322324} = 455.71789$$

Ahora bien con el primer momento temporal de ambos trazadores, y K=0.2 se estima un valor S_{or} , de acuerdo a la E.c.

$$S_o = \frac{1}{1+K/\Delta t_r}, \tag{4.22}$$

donde:

$$\Delta t_r = \frac{t_p - t_{np}}{t_{np}} \quad (4.23)$$

$$\Delta t_r = \frac{455.71789 - 417.90904}{417.90904} = 0.09047$$

$$S_{or} = \frac{1}{1 + \frac{0.2}{0.09047}} = 0.31146$$

Por lo tanto, el valor estimado de saturación de aceite residual entre los pozos 38 y 37, después de un proceso de inyección de agua, mediante el método del primer momento y tomando como referencia los datos generados por el simulador (UTCHEM) tanto de concentración como de tiempo de arribo del trazador, es de 0.31146.

Comparación del valor obtenido de sor entre los datos observados y los generados por el simulador

Graficando conjuntamente los datos observados durante el muestreo y los generados por el simulador, de concentración y tiempo de arribo para ambos trazadores, HTO y TBA, se obtienen los siguientes perfiles de concentración, en donde la línea continua representa a los datos simulados y los puntos los observados.

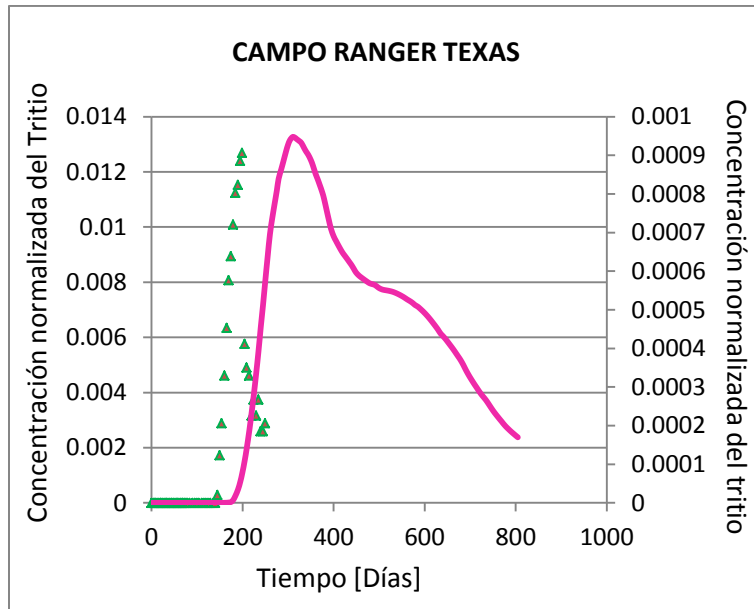


FIGURA 5.35. Comparación entre los datos observados y los simulados del tritio, para el pozo 37

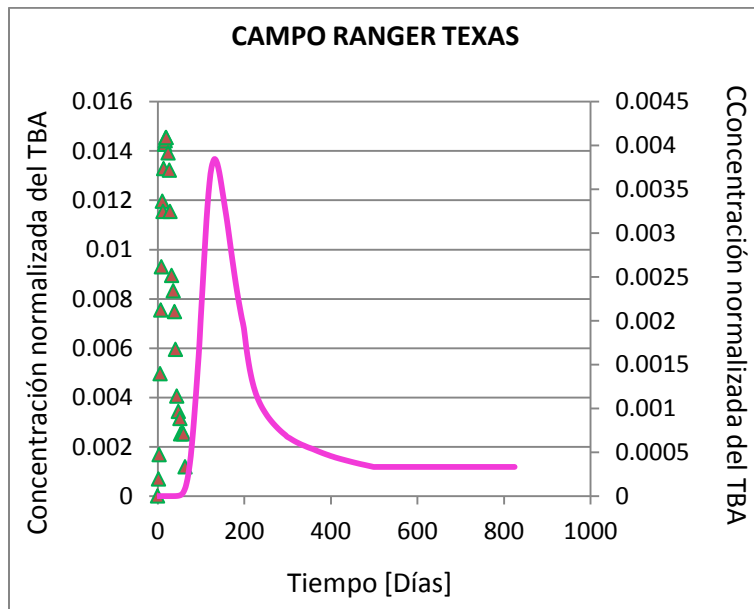


FIGURA 5.36. Comparación entre los datos observados y los simulados del TBA, para el pozo 37

Lo que respecta a la saturación de aceite residual el valor estimado para los datos observados y los simulados es de 0.46793 y 0.31146 respectivamente, en ambos casos se utilizó el método el primer momento para estimar este valor.

En la tabla siguiente se muestra el valor estimado de S_{or} usando el método del primer momento temporal con los trazadores tritio y alcohol butil terciario en el pozo 37.

TABLA 5.16 Valor estimado de S_{or}

S_{or}	S_{or}	S_{or}
Datos observados	Datos Simulados	SPE21652
0.46793	0.31146	0.44

CONCLUSIONES

En esta sección se presentan las conclusiones generales relacionadas con la aplicación de las pruebas de trazadores químicos, ya sea de un solo pozo o entre pozos, para estimar un valor de saturación de aceite residual, S_{or} . Con base en lo presentado en esta tesis se puede mencionar los siguientes puntos:

Las pruebas reportadas en la literatura son pocas en comparación con los años que se tienen realizando, a partir de los 50^s, y hasta 2005 solo se publicaron en la literatura 43, pruebas de trazadores entre pozos con fines de caracterización, muy probablemente debido a la alta competencia entre las compañías que las desarrollan, dejando con esto que poca gente conozca sobre la metodología para su aplicación e interpretación de los resultados obtenidos.

Las pruebas de trazadores no solo son una importante herramienta para estimar la saturación de aceite residual (S_{or}) a condiciones in-situ, en formaciones con alto rango de temperatura (140-200 F) y salinidad (400-120,000 ppm), sino también para caracterizar al yacimiento de forma dinámica e inclusive para evaluar algún proceso de recuperación.

En las pruebas de un solo pozo (SWTT), el flujo reversible permite que la prueba pueda ser aplicada en yacimientos considerablemente estratificados, motivo por el cual, las pruebas de trazadores son una buena alternativa para evaluar parámetros en este tipo de yacimientos.

La aplicación de las pruebas de trazadores entre pozos, comúnmente no producen una respuesta inmediata, por lo cual se requiere a veces de años para obtener una respuesta favorable. Esto depende un mucho de la distancia que exista entre los pozos involucrados en dicha prueba. Sin embargo la mayor limitante para que una prueba con trazadores se realice es la cuestión económica, ya que los costos de los materiales que sirven como trazadores son muy altos.

La gran desventaja de los trazadores químicos en comparación con los radioactivos, son los grandes volúmenes que se manejan los cuales tienen que ser transportados en pipas e inyectados con ayuda de bombas, por lo cual el personal que realice esta operación debe de tener conocimiento de que si no se hace correctamente se puede fracturar o dejar algún daño a la formación, resultado contraproducente.

Los ejercicios que se presentaron aquí, los cuales se encuentran reportados en la literatura, se simularon a través del simulador, UTCHEM, de lo cual se puede concluir que:

- Este tipo de pruebas es recomendable para estimar la saturación de aceite residual.
- El simulador UTCHEM, permite predecir el comportamiento de los trazadores utilizados en la prueba, motivo por el cual se puede utilizar para el diseño de una prueba de este tipo. Sin embargo hay que tomar en cuenta la limitaciones al hacer uso de la herramienta, tales como:

- Los valores que calcula de saturación de aceite residual son promedios, para este caso por capa.

- Sólo genera datos para graficar los perfiles de concentración y posteriormente se tendrá que hacer uso de alguno de los métodos analíticos para calcular el valor de saturación de aceite residual.

Finalmente se puede decir que ya sea que se utilice la simulación o métodos analíticos para predecir el comportamiento del yacimiento, en concreto para estimar un valor de saturación de aceite residual, se debe contar con el mayor número de propiedades del sistema roca-fluido involucradas con una buena aproximación dado que en la medida con la que se cuente con los valores más certeros, se obtendrá más cercano a la realidad el comportamiento buscado.

Al momento existen muy pocos trabajos en los se trate el tema de pruebas de trazadores, este trabajo en sí representa una aportación, se considera importante, dado la escasa información con la que se cuenta actualmente sobre este tema, por lo que se recomienda sea base de futuros trabajos, así como el incorporar este tema en los planes de estudio de la carrera de ingeniería petrolera, dada la relevancia del mismo, ya sea para fines de caracterización dinámica así como para la determinación del parámetro de saturación de aceite residual, objeto de la recuperación mejorada de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Allison, S.B., Pope, G.A. y Sepehrnoori, K. 1991. Analysis of Field Tracers for Reservoir Description. *Journal of Pet Sci and Eng* **5** (2): 173-186. 1991. [http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105\(91\)90066-V](http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105(91)90066-V)
2. Anderson, G.A. 2006. Simulation of Chemical Flood Enhanced Oil Recovery Processes Including the Effects of Reservoir Wettability. MS thesis, University of Texas at Austin, Austin Texas (mayo 2006).
3. Anisimov, L.A., Kilyakov, V.N. y Vorontsova, I.V. 2009. The Use of Tracers for Reservoir Characterization. Artículo SPE 118862, presentado en SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Barein, Reino de Barein, marzo 15-18.
4. Asadi, M. y Shook, M. 2010. Application of Chemical Tracers in IOR: A Case History. Artículo SPE 126029, presentado en SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, El Cairo, Egipto, febrero 14-17. <http://dx.doi.org/10.2118/126029>
5. Asadi, M. y Woodroof, R.A. 2008. Post-Frac Analysis Based on Flowback Results Using Chemical Frac-Tracers. Artículo IPTC 11891, presentado en International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, diciembre 3-5. <http://dx.doi.org/10.2523/11891-MS>

6. Chatzichristos, C., Dugstad, Ø., Haugan, A., Sagen, J. y Muller, J. 2000. Application of Partitioning Tracers for Remaining Oil Saturation Estimation: An Experimental and Numerical Study, Artículo SPE 59369, presentado en 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 3-5. <http://dx.doi.org/10.2118/59369-MS>
7. Cvetkovic, J.S., Brendsdal, B., Halvorsen, G., You, Y.L. y Björnstad, T. 1996. Reservoir Chemical-Thermal Simulation with Tracers. Artículo SPE 36921, presentado en European Petroleum Conference, Milan Italia, octubre 22-24 <http://dx.doi.org/10.2118/36921-MS>
8. Deans, H.A. y Carlisle, C. 2000. *Single-Well Chemical Tracer Test Handbook*, second edition. Laramie, Wyoming: Chemical Tracers, Inc. <http://www.chemtracers.com/pubs/handbook.pdf>
9. Green, D.W. y Willhite, G.P. 1998. *Enhanced Oil Recovery*, Vol. 6. Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.
10. Guan, L., Du, Y., Johnson, S.G. y Choudhary, M.K. 2005. Advances of Interwell Tracer Analysis in the Petroleum Industry. *J. Cdn. Pet. Tech.* **44** (5). PETSOC 05-05-TN2 <http://dx.doi.org/10.2118/05-05-TN2>
11. Huseby, O., Sagen, J., Wangen, M. y Viig, S.O. 2010. Planning and Interpretation of Offshore-Field Tracer Test Using Accurate and Refined Tracer Simulations. Artículo SPE 139170, presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru, diciembre 1-3. <http://dx.doi.org/10.2118/139170-MS>
12. Jerauld, G.R., Mohammadi, H. y Webb, K.J. 2010. Interpreting Single Well Chemical Tracer Tests. Artículo SPE 129724, presentado en SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, Oklahoma, abril 24-28. <http://dx.doi.org/10.2118/129724-MS>

13. Iliassov, P. A. y Datta-Gupta, A. 2002. Field-Scale Characterization of Permeability and Saturation Distribution Using Partitioning Tracer Test: The Ranger Field, Texas. *SPE J.* **7** (4): 409-422. SPE 81198-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/81198-MS>
14. Lichtenberger, G.J. 1991. Field Applications of Interwell Tracers for Reservoir Characterization of Enhanced Oil Recovery Pilot Areas. Artículo SPE 21652, presentado en SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, abril 7-9. <http://dx.doi.org/10.2118/21652-MS>.
15. McConnell, I.M. y Chopra, S. 2002. Attempts to Understand Reservoir Communication Using Interwell Chemical Tracers and the Coherence Cube. Artículo PETSOC 2002-126, presentado en Canadian International Petroleum
16. Morales Gil, C.C. 2000. *Los Esquemas de Explotación de Yacimientos de Hidrocarburos: Sus Alcances, Limitaciones y Complementariedad en la Generación de Valor Económico*. México, D.F.: Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
17. Oyemade, S.N., Al Harthy, S.A., Jaspers, H.F., Van Wunnik, J. De Kruijf, A. y Stoll, M. 2010. Alkaline-Surfactant-Polymer Flood (ASP): Single Well Chemical Tracer Tests-Design, Implementation and Performance. Artículo SPE 130042, presentado en SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia, Muscat, Oman, abril 11-13. <http://dx.doi.org/10.2118/130042-MS>
18. Oyerinde, A.S. 2004. A Composite Tracer Analysis Approach to Reservoir Characterization. MS thesis, University of Texas at Austin , Austin, Texas
19. Ramírez Sabag, J. 2008. *Pruebas de Trazadores en la Recuperación de Hidrocarburos*. México, D.F.: Academia de Ingenieros.

20. Ramírez Sabag, J. y Coronado Gallardo, M. 2003. Manual para el Diseño de Pruebas de Trazadores entre Pozos en Yacimientos Petroleros. Instituto Mexicano del Petróleo, México, D.F.
21. Shook, G.M., Ansley, S.L. y Wylie, A. 2004. Tracers and Tracer Testing: Design, Implementation, and Interpretation Methods. Idaho National Engineering Laboratory, <http://www.inl.gov/technicalpublications/Documents/2603379.pdf> (Fecha de acceso 5 de septiembre de 2011)
22. Shook, G.M., Pope, G.A. y Asakawa, K. 2009. Determining Reservoir Properties and Flood Performance From Tracer Test Analysis. Artículo SPE 124614, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, octubre 4-7. <http://dx.doi.org/10.2118/124614-MS>
23. Sverrisson, H. 1996. Design of a Single-Well Wettability Tracer Test in the Sulimar Queen Reservoir. MS thesis, University of Texas at Austin, Austin Texas (diciembre 1996).
24. Salcedo León, V.X. 2008. Estudio del uso de un radiotrazador en el análisis del comportamiento dinámico del agua de inyección en un campo del oriente ecuatoriano. Tesis Ingeniero en Petróleos, Escuela Politécnica Nacional de Quito, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Quito, Ecuador.
25. Tomich, J.F., Dalton Jr., R.L, Deans, H.A., Rice, U. y Shallenberger. L.K. 1973. Single-Well Tracer Method To Measure Residual Oil Saturation. *J. Pet Tech* **25** (2): 211-218. SPE 3792-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/3792-MS>

26. User's guide for UTCHEM-9.0: A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator , Vol. I. 2000. Austin, Texas: University of Texas at Austin, Center for Petroleum and Geosystems Engineering, http://www.cpge.utexas.edu/utchem/UTCHEM_Users_Guide.pdf
Technical Documentation for UTCHEM-9.0. : A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator, Vol. II. 2000. Austin, Texas: University of Texas at Austin, Center for Petroleum and Geosystems Engineering, http://www.cpge.utexas.edu/utchem/UTCHEM_Tech_Doc.pdf
27. Zemel, B. 1995. *Tracer in the Oil Field*. Amsterdam: Elsevier Science, 1995.

Datos de concentración y tiempo de arribo del Ester y Etanol, generados por la simulación de la prueba de trazadores de un solo pozo del Yacimiento Queen Sulimar

En las tablas de A.1-A.4, se muestran los datos de concentración y tiempo de arribo, así como la producción total de cada trazador, Ester y Etanol, en cada una de las capas del yacimiento Queen Sulimar.

CAPA 1

TABLA A.1 Datos de concentración, tiempo de arribo y producción de los trazadores para la capa 1

T [Días]	Producción [BBL]	C_{Ester} [ppm]	C_{Etanol} [ppm]
1.3859	17.30231	106.28	13.529
1.4059	34.56404	430.29	137.16
1.4259	51.8247	813.14	219.44
1.4459	69.08714	1099.6	223.22
1.4662	86.60234	1243.7	189.05
1.4861	103.863	1266.7	145.76
1.5061	121.1254	1221.9	107.21
1.5261	138.3861	1119.9	77.13
1.5461	155.6468	989.23	55.031
1.5661	172.9092	850.06	39.251
1.5861	190.1752	715.32	28.113
1.6061	207.4234	592.33	20.27
1.6261	224.6894	484.43	14.729
1.6461	241.9554	392.41	10.79
1.6661	259.2214	315.54	7.9677
1.686	276.4696	252.31	5.929
1.706	293.7356	200.9	4.4437
1.726	311.0016	159.48	3.3527
1.746	328.2676	126.33	2.5452
1.766	345.5158	99.922	1.9432
1.786	362.7818	78.971	1.4914
1.806	380.0478	62.393	1.1502
1.826	397.3138	49.3	0.89112
1.846	414.562	38.97	0.69332
1.8659	431.828	30.825	0.54156
1.8859	449.094	24.405	0.4246

Continuación TABLA A.1

1.9059	466.36	19.344	0.33407
1.9259	483.6082	15.351	0.26371
1.9459	500.8742	12.198	0.20883
1.9659	518.1402	9.7075	0.16586
1.9859	535.4062	7.737	0.13211
2.0062	552.9214	6.1558	0.10517
2.0261	570.1696	4.9221	0.084223
2.0461	587.4356	3.9421	0.067615
2.0661	604.7016	3.1625	0.054413
2.0861	621.9676	2.5414	0.043889
2.1061	639.2158	2.0457	0.03548
2.1261	656.4818	1.6495	0.028744
2.1461	673.7478	1.3323	0.023335
2.1661	690.996	1.0779	0.018982
2.1861	708.262	0.87349	0.015471
2.206	725.528	0.70903	0.012633
2.226	742.794	0.57648	0.010335
2.246	760.0422	0.46947	0.00847
2.266	777.3082	0.38294	0.006954
2.286	794.5742	0.31284	0.005718
2.306	811.8402	0.25598	0.00471
2.326	829.0884	0.20977	0.003886
2.346	846.3544	0.17216	0.003211
2.366	863.6204	0.14151	0.002657
2.386	880.8864	0.11648	0.002202
2.4059	898.1346	0.096021	0.001828
2.4259	915.4006	0.079266	0.001519
2.4459	932.6666	0.065525	0.001264
2.4659	949.9326	0.054241	0.001054
2.4859	967.1808	0.04496	0.000879
2.5059	984.4468	0.037317	0.000735
2.5259	1001.713	0.031013	0.000615
2.5462	1019.228	0.025738	0.000514
2.5661	1036.494	0.021445	0.000431
2.5861	1053.742	0.01789	0.000362
2.6061	1071.008	0.014942	0.000304
2.6261	1088.274	0.012495	0.000256
2.6461	1105.54	0.010461	0.000216
2.6661	1122.788	0.008769	0.000182
2.6861	1140.054	0.007358	0.000154
2.7061	1157.32	0.006181	0.00013
2.7261	1174.586	0.005199	0.00011
2.746	1191.835	0.004377	9.31E-05

Continuación TABLA A.1

2.766	1209.101	0.003689	7.9E-05
2.786	1226.367	0.003112	6.7E-05
2.806	1243.615	0.002628	5.7E-05
2.826	1260.881	0.002222	4.84E-05
2.846	1278.147	0.00188	4.12E-05
2.866	1295.413	0.001593	3.51E-05
2.886	1312.661	0.00135	3E-05
2.906	1329.927	0.001146	2.56E-05
2.9259	1347.193	0.000973	2.19E-05
2.9459	1364.459	0.000828	1.87E-05
2.9659	1381.707	0.000704	1.6E-05
2.9859	1398.973	0.0006	1.37E-05
3.0059	1416.239	0.000511	1.17E-05
3.0259	1433.505	0.000436	1.01E-05
3.0459	1450.753	0.000373	8.65E-06
3.0659	1468.019	0.000319	7.43E-06
3.0862	1485.535	0.000272	6.37E-06
3.1061	1502.801	0.000233	5.49E-06
3.1261	1520.067	0.000199	4.72E-06
3.1461	1537.315	0.000171	4.07E-06
3.1661	1554.581	0.000147	3.51E-06
3.1861	1571.847	0.000126	3.03E-06
3.2061	1589.113	0.000108	2.62E-06
3.2261	1606.361	9.31E-05	2.26E-06
3.2461	1623.627	8.01E-05	1.96E-06
3.2661	1640.893	6.9E-05	1.69E-06
3.286	1658.159	5.95E-05	1.47E-06
3.306	1675.407	5.13E-05	1.27E-06
3.326	1692.673	4.43E-05	1.1E-06
3.346	1709.939	3.82E-05	9.57E-07
3.366	1727.205	3.31E-05	8.31E-07
3.386	1744.453	2.86E-05	7.22E-07
3.406	1761.719	2.47E-05	6.28E-07
3.426	1778.985	2.14E-05	5.46E-07
3.446	1796.198	1.86E-05	4.75E-07
3.4659	1813.464	1.61E-05	4.14E-07
3.4859	1830.73	1.4E-05	3.61E-07
3.5059	1847.996	1.21E-05	3.15E-07
3.5259	1865.262	1.05E-05	2.74E-07
3.5459	1882.528	9.16E-06	2.4E-07
3.5659	1899.794	7.96E-06	2.09E-07
3.5859	1917.06	6.93E-06	1.83E-07
3.6062	1934.504	6.02E-06	1.6E-07

Continuación TABLA A.1

3.6262	1951.77	5.25E-06	1.4E-07
3.6461	1969.036	4.57E-06	1.22E-07
3.6661	1986.302	3.99E-06	1.07E-07
3.6861	2003.568	3.48E-06	9.38E-08
3.7061	2020.834	3.04E-06	8.22E-08
3.7261	2038.1	2.66E-06	7.21E-08
3.7461	2055.366	2.32E-06	6.33E-08
3.7661	2072.632	2.03E-06	5.56E-08
3.7861	2089.898	1.78E-06	4.88E-08
3.8061	2107.164	1.56E-06	4.29E-08
3.826	2124.43	1.36E-06	3.77E-08
3.846	2141.696	1.19E-06	3.32E-08
3.866	2158.962	1.05E-06	2.92E-08
3.886	2176.228	9.18E-07	2.57E-08

CAPA 2

TABLA A.2 Datos de concentración, tiempo de arribo y producción de los trazadores para la capa 2

T [Días]	Producción [BBL]	C_{Ester} [ppm]	C_{Etanol} [ppm]
1.3859	6.728756	Ester	Etanol
1.4059	13.44149	2.4708	0.010653
1.4259	20.15494	7.5454	0.090005
1.4459	26.86732	17.623	1.0072
1.4662	33.6776	35.15	7.6663
1.4861	40.39176	62.591	25.339
1.5061	47.10414	100.54	54.033
1.5261	53.81652	149.85	90.755
1.5461	60.5289	210.29	130.73
1.5661	67.24306	280.94	169.42
1.5861	73.95544	360.31	203.41
1.6061	80.66782	446.56	230.77
1.6261	87.3802	537.64	250.79
1.6461	94.09258	631.44	263.67
1.6661	100.8067	725.86	270.18
1.686	107.5191	818.91	271.56
1.706	114.2315	908.89	269.77
1.726	120.9439	994.33	264.27

Continuación TABLA A.2

1.746	127.658	1074	256
1.766	134.3704	1146.8	245.77
1.786	141.0828	1212.2	234.25
1.806	147.7952	1269.6	222.02
1.826	154.5076	1318.8	209.52
1.846	161.2217	1359.7	197.05
1.8659	167.9341	1392.5	184.88
1.8859	174.6465	1417.2	173.15
1.9059	181.3642	1434.4	161.99
1.9259	188.0748	1444.5	151.44
1.9459	194.7854	1448.4	141.53
1.9659	201.496	1448.1	132.28
1.9859	208.2066	1444.9	123.67
2.0062	215.024	1436.1	115.67
2.0261	221.7346	1422.1	108.14
2.0461	228.4452	1403.9	101.27
2.0661	235.1558	1381.8	94.912
2.0861	241.8664	1356.3	89.018
2.1061	248.577	1327.6	83.555
2.1261	255.3054	1296.4	78.488
2.1461	262.016	1263	73.784
2.1661	268.7266	1227.7	69.41
2.1861	275.4372	1191	65.339
2.206	282.1478	1153.1	61.544
2.226	288.8584	1114.3	58.002
2.246	295.569	1075	54.692
2.266	302.2796	1035.4	51.593
2.286	309.008	995.65	48.687
2.306	315.7186	956.06	45.961
2.326	322.4292	916.77	43.398
2.346	329.1398	877.93	40.987
2.366	335.8504	839.7	38.717
2.386	342.561	802.2	36.576
2.4059	349.2716	765.51	34.555
2.4259	355.9822	729.73	32.648
2.4459	362.7106	694.93	30.845
2.4659	369.4212	661.16	29.14
2.4859	376.1318	628.47	27.527
2.5059	382.8424	596.89	26.001
2.5259	389.553	566.44	24.557
2.5462	396.3704	537.14	23.189
2.5661	403.081	508.58	21.875
2.5861	409.7916	481.59	20.649

Continuación TABLA A.2

2.6061	416.5022	455.74	19.488
2.6261	423.2128	431.01	18.388
2.6461	429.9234	407.39	17.347
2.6661	436.634	384.85	16.361
2.6861	443.3624	363.37	15.428
2.7061	450.073	342.92	14.545
2.7261	456.7836	323.47	13.709
2.746	463.4942	305	12.918
2.766	470.2048	287.46	12.17
2.786	476.9154	270.82	11.463
2.806	483.626	255.05	10.795
2.826	490.3366	240.12	10.163
2.846	497.065	225.99	9.5667
2.866	503.7756	212.62	9.0033
2.886	510.4862	199.99	8.4714
2.906	517.1968	188.06	7.9695
2.9259	523.9074	176.79	7.496
2.9459	530.618	166.16	7.0494
2.9659	537.3286	156.13	6.6283
2.9859	544.0392	146.68	6.2314
3.0059	550.7676	137.77	5.8574
3.0259	557.4782	129.38	5.505
3.0459	564.1888	121.48	5.1732
3.0659	570.8994	114.05	4.8608
3.0862	577.7168	107.05	4.5667
3.1061	584.4274	100.38	4.286
3.1261	591.138	94.193	4.0258
3.1461	597.8486	88.381	3.7811
3.1661	604.5592	82.919	3.551
3.1861	611.2698	77.786	3.3346
3.2061	617.9804	72.965	3.1312
3.2261	624.691	68.437	2.94
3.2461	631.4194	64.185	2.7603
3.2661	638.13	60.193	2.5915
3.286	644.8406	56.447	2.4329
3.306	651.5512	52.93	2.2839
3.326	658.2618	49.631	2.144
3.346	664.9724	46.535	2.0126
3.366	671.683	43.631	1.8892
3.386	678.3936	40.907	1.7733
3.406	685.122	38.353	1.6646
3.426	691.8326	35.957	1.5625
3.446	698.5432	33.71	1.4667

Continuación TABLA A.2

3.4659	705.2538	31.604	1.3767
3.4859	711.9644	29.629	1.2923
3.5059	718.675	27.778	1.2131
3.5259	725.3856	26.042	1.1388
3.5459	732.0962	24.416	1.069
3.5659	738.8068	22.891	1.0035
3.5859	745.5352	21.462	0.94212
3.6062	752.3348	20.122	0.88449
3.6262	759.0454	18.849	0.82964
3.6461	765.7738	17.673	0.77895
3.6661	772.4844	16.572	0.73139
3.6861	779.195	15.539	0.68676
3.7061	785.9056	14.572	0.64489
3.7261	792.6162	13.665	0.60561
3.7461	799.3268	12.815	0.56875
3.7661	806.0374	12.019	0.53416
3.7861	812.748	11.272	0.5017
3.8061	819.4586	10.573	0.47125
3.826	826.187	9.9173	0.44267
3.846	832.8976	9.3029	0.41586
3.866	839.6082	8.7271	0.39069
3.886	846.3188	8.1873	0.36707

CAPA 3

TABLA A.3 Datos de concentración, tiempo de arribo y producción de los trazadores para la capa 3

T [Días]	Producción [BBL]	C_{Ester} [ppm]	C_{Etanol} [ppm]
1.3859	7.689956	12.756	0.11984
1.4059	15.36158	46.377	2.304
1.4259	23.0332	113.45	19.672
1.4459	30.705	214.69	57.092
1.4662	38.48894	345.41	106.65
1.4861	46.16074	491	155.49
1.5061	53.83254	641.93	196.23
1.5261	61.50434	788.16	225.21
1.5461	69.17614	921.97	242.14
1.5661	76.84794	1038.1	248.63

Continuación TABLA A.3

1.5861	84.51974	1133.3	248.34
1.6061	92.19154	1206.6	242.2
1.6261	99.86334	1257.9	231.22
1.6461	107.5351	1288.9	217.14
1.6661	115.2069	1301.6	201.34
1.686	122.8787	1301.8	184.86
1.706	130.5505	1293.3	168.44
1.726	138.2223	1271.7	152.59
1.746	145.8941	1239.9	137.62
1.766	153.5659	1199.8	123.7
1.786	161.2377	1153.1	110.93
1.806	168.9095	1101.6	99.308
1.826	176.5813	1046.6	88.807
1.846	184.2478	989.59	79.364
1.8659	191.9196	931.54	70.904
1.8859	199.5914	873.41	63.343
1.9059	207.2632	815.97	56.598
1.9259	214.935	759.83	50.587
1.9459	222.6068	705.47	45.232
1.9659	230.2786	653.24	40.464
1.9859	237.9504	603.41	36.216
2.0062	245.7468	555.48	32.379
2.0261	253.4186	510.94	29.011
2.0461	261.0904	469.12	26.006
2.0661	268.7622	430.02	23.324
2.0861	276.434	393.59	20.929
2.1061	284.1058	359.76	18.788
2.1261	291.7776	328.43	16.873
2.1461	299.4494	299.51	15.159
2.1661	307.1212	272.86	13.624
2.1861	314.793	248.36	12.249
2.206	322.4648	225.87	11.017
2.226	330.1366	205.28	9.911
2.246	337.8084	186.44	8.9192
2.266	345.4802	169.23	8.0288
2.286	353.152	153.54	7.2294
2.306	360.8238	139.23	6.5114
2.326	368.4956	126.21	5.8662
2.346	376.1674	114.37	5.2864
2.366	383.8392	103.61	4.7651
2.386	391.511	93.838	4.2964
2.4059	399.1828	84.969	3.8747
2.4259	406.8546	76.926	3.4954

Continuación TABLA A.3

2.4459	414.5264	69.634	3.1541
2.4659	422.1804	63.027	2.8468
2.4859	429.8522	57.043	2.5702
2.5059	437.524	51.624	2.3211
2.5259	445.1958	46.719	2.0967
2.5462	452.9922	42.218	1.8918
2.5661	460.664	38.207	1.7099
2.5861	468.3358	34.579	1.5459
2.6061	476.0076	31.298	1.3981
2.6261	483.6794	28.33	1.2648
2.6461	491.3512	25.646	1.1445
2.6661	499.023	23.218	1.036
2.6861	506.6948	21.023	0.93804
2.7061	514.3666	19.039	0.84962
2.7261	522.0384	17.244	0.76977
2.746	529.7102	15.621	0.69763
2.766	537.382	14.153	0.63246
2.786	545.0538	12.825	0.57355
2.806	552.7256	11.624	0.52029
2.826	560.3974	10.537	0.47213
2.846	568.0692	9.5544	0.42856
2.866	575.741	8.6649	0.38913
2.886	583.4128	7.8599	0.35344
2.906	591.0846	7.1313	0.32113
2.9259	598.7564	6.4716	0.29186
2.9459	606.4282	5.8744	0.26534
2.9659	614.1	5.3335	0.24131
2.9859	621.7718	4.8436	0.21953
3.0059	629.4436	4.3997	0.19977
3.0259	637.1154	3.9975	0.18185
3.0459	644.7872	3.6329	0.16559
3.0659	652.459	3.3025	0.15083
3.0862	660.2376	2.9986	0.13724
3.1061	667.9094	2.7273	0.12508
3.1261	675.5812	2.4811	0.11404
3.1461	683.253	2.2577	0.104
3.1661	690.9248	2.055	0.094878
3.1861	698.5966	1.8709	0.08658
3.2061	706.2684	1.7038	0.079032
3.2261	713.9402	1.5521	0.072163
3.2461	721.612	1.4142	0.065911
3.2661	729.2838	1.2889	0.060219
3.286	736.9556	1.175	0.055034

Continuación TABLA A.3

3.306	744.6274	1.0714	0.050311
3.326	752.2992	0.97729	0.046006
3.346	759.971	0.89164	0.042082
3.366	767.6428	0.81372	0.038504
3.386	775.3146	0.7428	0.03524
3.406	782.9864	0.67824	0.032262
3.426	790.6582	0.61945	0.029543
3.446	798.33	0.56591	0.027062
3.4659	806.0018	0.51713	0.024796
3.4859	813.6736	0.47268	0.022725
3.5059	821.3454	0.43216	0.020834
3.5259	829.0172	0.39522	0.019105
3.5459	836.689	0.36153	0.017524
3.5659	844.3608	0.3308	0.016078
3.5859	852.0326	0.30275	0.014756
3.6062	859.8112	0.2768	0.013529
3.6262	867.483	0.25346	0.012423
3.6461	875.1548	0.23216	0.01141
3.6661	882.8266	0.21269	0.010482
3.6861	890.4984	0.19491	0.009633
3.7061	898.1702	0.17866	0.008854
3.7261	905.842	0.1638	0.008141
3.7461	913.5138	0.15022	0.007487
3.7661	921.1856	0.1378	0.006887
3.7861	928.8574	0.12643	0.006337
3.8061	936.5292	0.11604	0.005832
3.826	944.201	0.10652	0.005368
3.846	951.8728	0.097806	0.004943
3.866	959.5446	0.089827	0.004553
3.886	967.2164	0.082519	0.004194

CAPA 4

TABLA A.4 Datos de concentración, tiempo de arribo y producción de los trazadores para la capa 4

T [Días]	Producción [BBL]	C_{Ester} [ppm]	C_{Etanol} [ppm]
1.3859	3.6001	19.823	0.17423
1.4059	7.1918	29.39	0.31131
1.4259	10.783	39.881	0.50724
1.4459	14.375	51.477	0.80218
1.4662	18.02	64.54	1.2622
1.4861	21.611	79.1	1.9501
1.5061	25.203	95.195	3.0001
1.5261	28.794	112.65	4.5907
1.5461	32.386	131.32	6.8308
1.5661	35.978	151.09	9.7703
1.5861	39.569	171.84	13.439
1.6061	43.161	193.46	17.949
1.6261	46.753	215.84	23.122
1.6461	50.344	238.88	28.863
1.6661	53.936	262.49	35.112
1.686	57.528	286.56	41.812
1.706	61.119	311.01	48.904
1.726	64.711	335.75	56.325
1.746	68.302	360.69	64.013
1.766	71.894	385.75	71.908
1.786	75.486	410.85	79.95
1.806	79.077	435.91	88.084
1.826	82.669	460.85	96.26
1.846	86.261	485.62	104.43
1.8659	89.852	510.14	112.56
1.8859	93.444	534.36	120.62
1.9059	97.036	558.22	128.58
1.9259	100.63	581.68	136.43
1.9459	104.22	604.67	144.14
1.9659	107.81	627.16	151.7
1.9859	111.4	649.1	159.08
2.0062	115.05	670.74	166.39
2.0261	118.64	691.43	173.39
2.0461	122.23	711.44	180.18
2.0661	125.82	730.76	186.76
2.0861	129.41	749.39	193.11
2.1061	133	767.33	199.22

Continuación TABLA A.4

2.1261	136.6	784.59	205.09
2.1461	140.19	801.15	210.7
2.1661	143.78	817.02	216.05
2.1861	147.37	832.19	221.13
2.206	150.96	846.66	225.94
2.226	154.55	860.43	230.48
2.246	158.15	873.5	234.77
2.266	161.74	885.88	238.81
2.286	165.33	897.57	242.61
2.306	168.92	908.54	246.2
2.326	172.51	918.78	249.59
2.346	176.1	928.26	252.8
2.366	179.7	936.99	255.84
2.386	183.29	944.97	258.7
2.4059	186.88	952.23	261.39
2.4259	190.47	958.79	263.9
2.4459	194.06	964.7	266.2
2.4659	197.65	970.06	268.29
2.4859	201.25	974.95	270.18
2.5059	204.84	979.38	271.88
2.5259	208.43	983.33	273.41
2.5462	212.07	986.68	274.8
2.5661	215.67	989.31	276.03
2.5861	219.26	991.32	277.14
2.6061	222.85	992.8	278.19
2.6261	226.44	993.82	279.14
2.6461	230.03	994.46	279.93
2.6661	233.62	994.79	280.57
2.6861	237.21	994.74	281.09
2.7061	240.81	994.52	281.52
2.7261	244.4	994.21	281.87
2.746	247.99	993.78	282.16
2.766	251.58	993.23	282.39
2.786	255.17	992.53	282.6
2.806	258.76	991.64	282.77
2.826	262.36	990.52	282.89
2.846	265.95	989.12	282.92
2.866	269.54	987.42	282.85
2.886	273.13	985.41	282.63
2.906	276.72	983.08	282.26
2.9259	280.31	980.42	281.75
2.9459	283.91	977.46	281.09
2.9659	287.5	974.13	280.29

Continuación TABLA A.4

2.9859	291.09	970.43	279.37
3.0059	294.68	966.43	278.35
3.0259	298.27	962.17	277.26
3.0459	301.86	957.66	276.08
3.0659	305.46	952.93	274.83
3.0862	309.1	947.9	273.49
3.1061	312.69	942.73	272.1
3.1261	316.28	937.36	270.66
3.1461	319.88	931.81	269.15
3.1661	323.47	926.07	267.6
3.1861	327.06	920.15	265.99
3.2061	330.65	914.08	264.34
3.2261	334.24	907.84	262.64
3.2461	337.83	901.46	260.9
3.2661	341.43	894.94	259.12
3.286	345.02	888.28	257.31
3.306	348.61	881.5	255.46
3.326	352.2	874.6	253.58
3.346	355.79	867.59	251.68
3.366	359.38	860.48	249.75
3.386	362.98	853.27	247.79
3.406	366.57	845.97	245.81
3.426	370.16	838.59	243.81
3.446	373.75	831.13	241.79
3.4659	377.34	823.6	239.76
3.4859	380.93	816.01	237.71
3.5059	384.52	808.36	235.64
3.5259	388.12	800.65	233.56
3.5459	391.71	792.9	231.48
3.5659	395.3	785.11	229.38
3.5859	398.89	777.28	227.27
3.6062	402.54	769.3	225.13
3.6262	406.13	761.41	223.01
3.6461	409.72	753.49	220.89
3.6661	413.31	745.56	218.76
3.6861	416.9	737.62	216.64
3.7061	420.49	729.66	214.51
3.7261	424.09	721.71	212.38
3.7461	427.68	713.74	210.25
3.7661	431.27	705.79	208.12
3.7861	434.86	697.83	205.99
3.8061	438.45	689.89	203.87
3.826	442.04	681.96	201.75

Continuación TABLA A.4

3.846	445.64	674.05	199.64
3.866	449.23	666.15	197.53
3.886	452.82	658.28	195.42

Datos de concentración y tiempo de arribo de cada trazador generados durante el muestreo en el pozo 37 del Campo Ranger Texas

En la tabla B.1, en las columnas 1 y 2 se muestran los datos de concentración y tiempo de arribo del trazador no particionado (HTO) respectivamente, del pozo 37; además de los cálculos necesarios para encontrar el primer momento del tiempo de residencia (t_{np}) de dicho trazador, columnas 3-6.

Pozo 37

TABLA B.1 Datos de concentración y tiempo de arribo del THO, así como los cálculos necesarios para encontrar t_{np} .

Tiempo [Días]	Concentración [ppm]	C*t	Δt	(C*t) Δt	C * Δt
120	0	0	120	0	0
126	0.000699	0.088074	6	0.528444	0.004194
133	0.001678	0.223174	7	1.562218	0.011746
146	0.004965	0.72489	13	9.42357	0.064545
154	0.007552	1.163008	8	9.304064	0.060416
161	0.009301	1.497461	7	10.482227	0.065107
168	0.01196	2.00928	7	14.06496	0.08372
174	0.01154	2.00796	6	12.04776	0.06924
182	0.01329	2.41878	8	19.35024	0.10632
189	0.01427	2.69703	7	18.87921	0.09989
202	0.01441	2.91082	13	37.84066	0.18733
210	0.01455	3.0555	8	24.444	0.1164
217	0.01455	3.15735	7	22.10145	0.10185
224	0.01392	3.11808	7	21.82656	0.09744
252	0.01322	3.33144	28	93.28032	0.37016
280	0.01154	3.2312	28	90.4736	0.32312
308	0.008951	2.756908	28	77.193424	0.250628
322	0.008322	2.679684	14	37.515576	0.116508
342	0.007483	2.559186	20	51.18372	0.14966

Continuación TABLA B.1

370	0.005944	2.19928	28	61.57984	0.166432
420	0.004056	1.70352	50	85.176	0.2028
448	0.003427	1.535296	28	42.988288	0.095956
476	0.003147	1.497972	28	41.943216	0.088116
504	0.002517	1.268568	28	35.519904	0.070476
532	0.002587	1.376284	28	38.535952	0.072436
560	0.002517	1.40952	28	39.46656	0.070476
644	0.001189	0.765716	84	64.320144	0.099876
				961.031907	3.144842

En la tabla B.2, en las columnas 1 y 2 se muestran los datos de concentración y tiempo de arribo del trazador no particionado (HTO) respectivamente, del pozo 37; además de los cálculos necesarios para encontrar el primer momento del tiempo de residencia (t_{np}) de dicho trazador, columnas 3-6.

TABLA B.2 Datos de concentración y tiempo de arribo del TBA, así como los cálculos necesarios para encontrar t_p .

Tiempo [Días]	Concentración [ppm]	C*t	Delta	(C*t)(Delta)	C(Delta)
126	0	0	126	0	0
134	0	0	8	0	0
141	0	0	7	0	0
148	0.000288311	0.04267003	7	0.2986902	0.00201818
154	0.001729871	0.26640013	6	1.5984008	0.01037923
162	0.002883117	0.46706495	8	3.73651963	0.02306494
169	0.004612987	0.7795948	7	5.45716362	0.03229091
176	0.006342858	1.11634301	7	7.81440106	0.04440001
182	0.008072727	1.46923631	6	8.81541788	0.04843636
190	0.008937662	1.69815578	8	13.5852462	0.0715013
197	0.010090909	1.98790907	7	13.9153635	0.07063636
204	0.011244156	2.29380782	7	16.0566548	0.07870909

Continuación TABLA B.2

210	0.011532467	2.42181807	6	14.5309084	0.0691948
218	0.012397402	2.70263364	8	21.6210691	0.09917922
225	0.012685714	2.85428565	7	19.9799996	0.0888
428	0.005766234	2.46794815	203	500.993475	1.1705455
434	0.004901298	2.12716333	6	12.76298	0.02940779
442	0.004612987	2.03894025	8	16.311522	0.0369039
449	0.003171429	1.42397162	7	9.96780135	0.0222
456	0.003748051	1.70911126	7	11.9637788	0.02623636
462	0.003171429	1.4652002	6	8.79120119	0.01902857
470	0.003748051	1.76158397	8	14.0926718	0.02998441
477	0.002594805	1.23772199	7	8.6640539	0.01816364
484	0.002594805	1.25588562	7	8.79119934	0.01816364
490	0.002883117	1.41272733	6	8.47636398	0.0172987
				728.224882	2.02654288

Datos de concentración y tiempo de arribo de cada trazador generados por la simulación de la prueba de trazadores entre pozos del Campo Ranger Texas

En la tabla C.1, en las columnas 1 y 2 se muestran los datos de concentración y tiempo de arribo del trazador no particionable (HTO) respectivamente, del pozo 37; además de los cálculos necesarios para encontrar el primer momento del tiempo de residencia (t_{np}) de dicho trazador, columnas 3-6.

Pozo 37

TABLA C.1 Datos de concentración t tiempo de arribo del THO, así como los cálculos necesarios para encontrar t_{np} .

t [Días]	C [Normalizada]	t*C	Δt	(t*C) Δt	C* Δt
0	0	0	0	0	0
2.2	0	0	2.2	0	0
3.9	0	0	1.7	0	0
5.7	0	0	1.8	0	0
7.4	0	0	1.7	0	0
9.1	0	0	1.7	0	0
10.8	0	0	1.7	0	0
12.5	0	0	1.7	0	0
14.2	0	0	1.7	0	0
16	0	0	1.8	0	0
17.7	0	0	1.7	0	0
19	0	0	1.3	0	0
20	5.74E-16	1.15E-14	1	1.15E-14	5.74E-16
24	4.46E-15	1.07E-13	4	4.28E-13	1.78E-14
27.4	1.52E-14	4.15E-13	3.4	1.41E-12	5.16E-14
29.1	2.39E-14	6.96E-13	1.7	1.18E-12	4.07E-14
32.6	4.96E-14	1.62E-12	3.5	5.66E-12	1.74E-13
36	8.86E-14	3.19E-12	3.4	1.08E-11	3.01E-13
39.4	1.46E-13	5.77E-12	3.4	1.96E-11	4.98E-13
41.2	1.87E-13	7.69E-12	1.8	1.38E-11	3.36E-13
44.6	3.05E-13	1.36E-11	3.4	4.63E-11	1.04E-12

Continuación TABLA C.1

48	4.77E-13	2.29E-11	3.4	7.78E-11	1.62E-12
51.4	7.31E-13	3.76E-11	3.4	1.28E-10	2.49E-12
53.2	9.21E-13	4.9E-11	1.8	8.82E-11	1.66E-12
56.6	1.49E-12	8.41E-11	3.4	2.86E-10	5.05E-12
60	2.15E-12	1.29E-10	3.4	4.38E-10	7.31E-12
63.5	3.13E-12	1.99E-10	3.5	6.96E-10	1.1E-11
65.2	3.91E-12	2.55E-10	1.7	4.33E-10	6.64E-12
68.6	6.66E-12	4.57E-10	3.4	1.55E-09	2.26E-11
72	8.2E-12	5.9E-10	3.4	2.01E-09	2.79E-11
75.5	1.06E-11	7.98E-10	3.5	2.79E-09	3.7E-11
77.2	1.27E-11	9.81E-10	1.7	1.67E-09	2.16E-11
80.6	2.04E-11	1.65E-09	3.4	5.6E-09	6.95E-11
84	2.23E-11	1.87E-09	3.4	6.36E-09	7.57E-11
87.5	2.2E-11	1.93E-09	3.5	6.75E-09	7.72E-11
89.2	2.62E-11	2.34E-09	1.7	3.97E-09	4.45E-11
92.6	4.48E-11	4.15E-09	3.4	1.41E-08	1.52E-10
96.1	8.32E-11	8E-09	3.5	2.8E-08	2.91E-10
99	1.57E-10	1.55E-08	2.9	4.51E-08	4.55E-10
104	4.32E-10	4.49E-08	5	2.24E-07	2.16E-09
110.2	1.7E-09	1.88E-07	6.2	1.16E-06	1.06E-08
114.9	4.47E-09	5.14E-07	4.7	2.42E-06	2.1E-08
119.6	1.12E-08	1.34E-06	4.7	6.29E-06	5.26E-08
124.3	2.75E-08	3.42E-06	4.7	1.61E-05	1.29E-07
130.5	8.71E-08	1.14E-05	6.2	7.05E-05	5.4E-07
135.2	2.12E-07	2.86E-05	4.7	0.000135	9.95E-07
139.9	5.04E-07	7.06E-05	4.7	0.000332	2.37E-06
144.5	1.39E-06	0.0002	4.6	0.000922	6.38E-06
149.2	4.47E-06	0.000667	4.7	0.003134	2.1E-05
155.4	2.1E-05	0.003264	6.2	0.020238	0.00013
160.1	4.05E-05	0.006482	4.7	0.030464	0.00019
164.8	6.67E-05	0.010985	4.7	0.051629	0.000313
169.5	0.0001	0.016965	4.7	0.079737	0.00047
174.2	0.000141	0.024499	4.7	0.115148	0.000661
180.4	0.000207	0.037318	6.2	0.231369	0.001283
185.1	0.000267	0.049438	4.7	0.23236	0.001255
189.8	0.00033	0.062649	4.7	0.294451	0.001551
194.4	0.000404	0.078621	4.6	0.361657	0.00186
199	0.000486	0.096764	4.6	0.445113	0.002237
204	0.000581	0.118477	5	0.592385	0.002904
209.9	0.000683	0.143292	5.9	0.845425	0.004028
214.9	0.000796	0.171142	5	0.85571	0.003982
219.3	0.000871	0.190901	4.4	0.839963	0.00383
224.3	0.000936	0.209884	5	1.049421	0.004679

Continuación TABLA C.1

229	0.000989	0.226437	4.7	1.064256	0.004647
234.8	0.001044	0.245155	5.8	1.421897	0.006056
239.9	0.001084	0.259956	5.1	1.325774	0.005526
244.6	0.001111	0.271628	4.7	1.276653	0.005219
249.7	0.001139	0.284308	5.1	1.449973	0.005807
254.7	0.001167	0.297158	5	1.485792	0.005834
259.8	0.001187	0.308279	5.1	1.572221	0.006052
264.8	0.001194	0.316145	5	1.580724	0.00597
269.9	0.001195	0.322477	5.1	1.64463	0.006093
275	0.001192	0.32791	5.1	1.672341	0.006081
280	0.00119	0.333144	5	1.66572	0.005949
285.1	0.001183	0.337387	5.1	1.720675	0.006035
290.1	0.001172	0.339881	5	1.699406	0.005858
295.2	0.001158	0.341901	5.1	1.743693	0.005907
299	0.001148	0.343103	3.8	1.303789	0.00436
304.8	0.001127	0.343479	5.8	1.992179	0.006536
309.4	0.001101	0.340773	4.6	1.567557	0.005066
315.1	0.001072	0.33785	5.7	1.925746	0.006112
319.6	0.001048	0.334909	4.5	1.50709	0.004716
324.2	0.001022	0.33143	4.6	1.524576	0.004703
329.9	0.000985	0.324869	5.7	1.851753	0.005613
334.5	0.000959	0.320628	4.6	1.47489	0.004409
339	0.000931	0.31545	4.5	1.419524	0.004187
344.7	0.000901	0.310485	5.7	1.769765	0.005134
349.3	0.000886	0.309543	4.6	1.423896	0.004076
355	0.000869	0.308566	5.7	1.758826	0.004954
359.6	0.000856	0.307846	4.6	1.416093	0.003938
364.1	0.000844	0.307155	4.5	1.382196	0.003796
369.8	0.000831	0.30716	5.7	1.75081	0.004734
374.4	0.00082	0.307015	4.6	1.412271	0.003772
380.1	0.000806	0.306269	5.7	1.745735	0.004593
384.7	0.000794	0.305506	4.6	1.405326	0.003653
389.2	0.000782	0.304483	4.5	1.370173	0.00352
394.9	0.000767	0.302955	5.7	1.726846	0.004373
399	0.000759	0.302673	4.1	1.240961	0.00311
404.5	0.000746	0.301793	5.5	1.659864	0.004103
409.3	0.000738	0.301982	4.8	1.449511	0.003541
414.1	0.00073	0.302463	4.8	1.451821	0.003506
419.9	0.000724	0.303974	5.8	1.763049	0.004199
424.7	0.000719	0.305533	4.8	1.46656	0.003453
429.5	0.000712	0.305671	4.8	1.46722	0.003416
434.4	0.000706	0.3066	4.9	1.502338	0.003458
439.2	0.000701	0.307932	4.8	1.478073	0.003365

Continuación TABLA C.1

444	0.000697	0.309446	4.8	1.48534	0.003345
449.8	0.000692	0.31132	5.8	1.805656	0.004014
454.6	0.000689	0.313065	4.8	1.502711	0.003306
459.5	0.000686	0.315235	4.9	1.544653	0.003362
464.3	0.000683	0.317098	4.8	1.522072	0.003278
469.1	0.000679	0.318636	4.8	1.529454	0.00326
474.9	0.000674	0.320125	5.8	1.856727	0.00391
479.8	0.000669	0.320881	4.9	1.572315	0.003277
484.6	0.000663	0.321261	4.8	1.542051	0.003182
489.4	0.000657	0.321477	4.8	1.54309	0.003153
494.2	0.000651	0.321798	4.8	1.544632	0.003126
499	0.000646	0.322279	4.8	1.54694	0.0031
504.5	0.000642	0.323687	5.5	1.78028	0.003529
509.6	0.000636	0.324213	5.1	1.653484	0.003245
514.7	0.000629	0.323932	5.1	1.652051	0.00321
519.8	0.000623	0.323643	5.1	1.65058	0.003175
524.8	0.000616	0.323445	5	1.617224	0.003082
529.1	0.000611	0.323338	4.3	1.390355	0.002628
534.1	0.000605	0.3232	5	1.616	0.003026
539.1	0.000599	0.322678	5	1.613392	0.002993
544.2	0.000591	0.321464	5.1	1.639468	0.003013
549.3	0.000583	0.319978	5.1	1.631889	0.002971
554.4	0.000573	0.317937	5.1	1.62148	0.002925
559.5	0.000564	0.315642	5.1	1.609774	0.002877
564.6	0.000554	0.312851	5.1	1.595538	0.002826
569.7	0.000544	0.309877	5.1	1.580372	0.002774
574.8	0.000533	0.306368	5.1	1.562479	0.002718
579.8	0.000522	0.302702	5	1.51351	0.00261
584.1	0.000514	0.300239	4.3	1.291028	0.00221
589.2	0.000506	0.297988	5.1	1.519738	0.002579
594.3	0.000497	0.295153	5.1	1.505281	0.002533
599	0.000487	0.291743	4.7	1.371192	0.002289
604.4	0.000476	0.28741	5.4	1.552016	0.002568
609.2	0.000464	0.282681	4.8	1.356869	0.002227
614.3	0.000451	0.27681	5.1	1.41173	0.002298
619.2	0.000438	0.271234	4.9	1.329048	0.002146
624.3	0.000425	0.265602	5.1	1.354571	0.00217
629.4	0.000413	0.259923	5.1	1.325609	0.002106
634.4	0.0004	0.254007	5	1.270037	0.002002
639.4	0.000388	0.24817	5	1.240852	0.001941
644.4	0.000377	0.242919	5	1.214597	0.001885
649.5	0.000367	0.238081	5.1	1.214212	0.001869
654.5	0.000358	0.234023	5	1.170115	0.001788

Continuación TABLA C.1

659.5	0.000349	0.229902	5	1.149509	0.001743
664.6	0.000338	0.224582	5.1	1.145366	0.001723
669.6	0.000327	0.218758	5	1.093792	0.001634
674.6	0.000315	0.212701	5	1.063507	0.001577
679	0.000305	0.207401	4.4	0.912562	0.001344
684.1	0.000294	0.201091	5.1	1.025565	0.001499
689.1	0.000284	0.196014	5	0.980072	0.001422
694.1	0.000276	0.19137	5	0.956852	0.001379
699	0.000267	0.186451	4.9	0.913611	0.001307
704.6	0.000258	0.181442	5.6	1.016073	0.001442
709	0.000249	0.176867	4.4	0.778215	0.001098
714.1	0.00024	0.171648	5.1	0.875406	0.001226
719.1	0.000231	0.165868	5	0.829338	0.001153
724.2	0.000221	0.16007	5.1	0.816357	0.001127
729.2	0.000213	0.15513	5	0.77565	0.001064
734.3	0.000205	0.150847	5.1	0.769321	0.001048
739.3	0.000199	0.14698	5	0.734901	0.000994
744.4	0.000192	0.143215	5.1	0.730397	0.000981
749.4	0.000186	0.139598	5	0.697991	0.000931
754.5	0.000181	0.136187	5.1	0.694555	0.000921
759.5	0.000175	0.132943	5	0.664714	0.000875
764.6	0.00017	0.129883	5.1	0.662401	0.000866
769.6	0.000165	0.126946	5	0.634728	0.000825
774	0.000161	0.124475	4.4	0.547689	0.000708
779.1	0.000156	0.121766	5.1	0.621004	0.000797
784.2	0.000152	0.119136	5.1	0.607592	0.000775
789.2	0.000147	0.116297	5	0.581483	0.000737
794.3	0.000143	0.113458	5.1	0.578635	0.000728
799.3	0.000139	0.111055	5	0.555274	0.000695
804.4	0.000136	0.109109	5.1	0.556455	0.000692
809.4	0.000132	0.107116	5	0.53558	0.000662
814.5	0.000129	0.105242	5.1	0.536732	0.000659
819.5	0.000126	0.103503	5	0.517514	0.000632
824.6	0.000123	0.101533	5.1	0.517818	0.000628
				163.509	0.391255

En la tabla C.2, en las columnas 1 y 2 se muestran los datos de concentración y tiempo de arribo del trazador particionable (TBA) respectivamente, del pozo 37; además de los cálculos necesarios para encontrar el primer momento del tiempo de residencia (t_p) de dicho trazador, columnas 3-6.

TABLA C.2 Datos de concentración t tiempo de arribo del THO, así como los cálculos necesarios para encontrar t_{np} .

t [Días]	C [Normalizada]	t*C	Δt	(C*t) Δt	C* Δt
0	0	0	0	0	0
4	0	0	4	0	0
7.4	0	0	3.4	0	0
9.1	0	0	1.7	0	0
12.6	0	0	3.5	0	0
16	0	0	3.4	0	0
19.4	0	0	3.4	0	0
21.2	2.91E-17	6.16E-16	1.8	1.11E-15	5.23E-17
24.6	4.81E-16	1.18E-14	3.4	4.02E-14	1.63E-15
28	2.31E-15	6.48E-14	3.4	2.2E-13	7.87E-15
31.4	6.94E-15	2.18E-13	3.4	7.41E-13	2.36E-14
33.2	1.08E-14	3.6E-13	1.8	6.48E-13	1.95E-14
36.6	2.31E-14	8.46E-13	3.4	2.88E-12	7.86E-14
40	4.36E-14	1.74E-12	3.4	5.93E-12	1.48E-13
43.5	7.51E-14	3.27E-12	3.5	1.14E-11	2.63E-13
45.2	9.58E-14	4.33E-12	1.7	7.36E-12	1.63E-13
48.6	1.5E-13	7.28E-12	3.4	2.48E-11	5.1E-13
52	2.31E-13	1.2E-11	3.4	4.09E-11	7.86E-13
55.5	3.53E-13	1.96E-11	3.5	6.87E-11	1.24E-12
57.2	4.31E-13	2.47E-11	1.7	4.19E-11	7.33E-13
60.6	6.29E-13	3.81E-11	3.4	1.3E-10	2.14E-12
64	9.22E-13	5.9E-11	3.4	2.01E-10	3.13E-12
67.5	1.37E-12	9.23E-11	3.5	3.23E-10	4.79E-12
69.2	1.61E-12	1.12E-10	1.7	1.9E-10	2.75E-12
72.6	2.17E-12	1.57E-10	3.4	5.35E-10	7.37E-12
76.1	2.9E-12	2.21E-10	3.5	7.73E-10	1.02E-11
79	4.07E-12	3.22E-10	2.9	9.33E-10	1.18E-11
84	6.82E-12	5.73E-10	5	2.87E-09	3.41E-11
90.2	1.08E-11	9.75E-10	6.2	6.04E-09	6.7E-11
94.9	2.06E-11	1.95E-09	4.7	9.18E-09	9.68E-11

Continuación TABLA C.2

99.6	2.02E-11	2.01E-09	4.7	9.44E-09	9.48E-11
104.3	2.87E-11	3E-09	4.7	1.41E-08	1.35E-10
110.5	8.4E-11	9.28E-09	6.2	5.75E-08	5.21E-10
115.2	1.93E-10	2.22E-08	4.7	1.05E-07	9.08E-10
119.9	4.33E-10	5.19E-08	4.7	2.44E-07	2.04E-09
124.5	9.53E-10	1.19E-07	4.6	5.46E-07	4.38E-09
129.2	2.03E-09	2.63E-07	4.7	1.24E-06	9.56E-09
135.4	5.36E-09	7.26E-07	6.2	4.5E-06	3.33E-08
140.1	1.09E-08	1.52E-06	4.7	7.17E-06	5.12E-08
144.8	2.19E-08	3.18E-06	4.7	1.49E-05	1.03E-07
149.5	4.35E-08	6.5E-06	4.7	3.05E-05	2.04E-07
154.2	8.61E-08	1.33E-05	4.7	6.24E-05	4.05E-07
160.4	2.19E-07	3.51E-05	6.2	0.000218	1.36E-06
165.1	4.37E-07	7.22E-05	4.7	0.000339	2.06E-06
169.8	9.77E-07	0.000166	4.7	0.00078	4.59E-06
174.4	2.14E-06	0.000373	4.6	0.001716	9.84E-06
179	7.1E-06	0.001271	4.6	0.005845	3.27E-05
184	1.81E-05	0.003327	5	0.016634	9.04E-05
189.9	3.5E-05	0.006641	5.9	0.039181	0.000206
194.9	5.51E-05	0.010738	5	0.053692	0.000275
199.3	7.76E-05	0.015472	4.4	0.068076	0.000342
204.3	0.000108	0.02206	5	0.110302	0.00054
209	0.000142	0.029609	4.7	0.139162	0.000666
214.8	0.000189	0.040522	5.8	0.235028	0.001094
219.9	0.000236	0.051811	5.1	0.264234	0.001202
224.6	0.000281	0.063065	4.7	0.296408	0.00132
229.7	0.000335	0.076956	5.1	0.392478	0.001709
234.7	0.000391	0.091843	5	0.459214	0.001957
239.8	0.000455	0.109078	5.1	0.556297	0.00232
244.8	0.000513	0.12559	5	0.627949	0.002565
249.9	0.000577	0.144175	5.1	0.735292	0.002942
255	0.000639	0.162897	5.1	0.830772	0.003258
260	0.000696	0.18095	5	0.904748	0.00348
265.1	0.000738	0.195525	5.1	0.997175	0.003762
270.1	0.000773	0.208901	5	1.044504	0.003867
275.2	0.000809	0.222744	5.1	1.135995	0.004128
279	0.000839	0.234103	3.8	0.889593	0.003189
284.8	0.000864	0.246013	5.8	1.426876	0.00501
289.4	0.000884	0.255798	4.6	1.17667	0.004066
295.1	0.000909	0.26827	5.7	1.529136	0.005182
299.6	0.000927	0.277744	4.5	1.249849	0.004172
304.2	0.00094	0.285905	4.6	1.315165	0.004323
309.9	0.000948	0.293658	5.7	1.673851	0.005401

Continuación TABLA C.2

314.5	0.000946	0.297561	4.6	1.368781	0.004352
319	0.000942	0.300466	4.5	1.352097	0.004239
324.7	0.000937	0.304182	5.7	1.733839	0.00534
329.3	0.000932	0.306753	4.6	1.411063	0.004285
335	0.000919	0.307872	5.7	1.754869	0.005238
339.6	0.000909	0.308859	4.6	1.420753	0.004184
344.1	0.000902	0.310213	4.5	1.395959	0.004057
349.8	0.000888	0.31057	5.7	1.770249	0.005061
354.4	0.000874	0.30959	4.6	1.424112	0.004018
360.1	0.000853	0.30701	5.7	1.74996	0.00486
364.7	0.000839	0.305845	4.6	1.406886	0.003858
369.2	0.000824	0.304162	4.5	1.368728	0.003707
374.9	0.000804	0.301555	5.7	1.718861	0.004585
379	0.000787	0.298197	4.1	1.222609	0.003226
384.5	0.000758	0.291447	5.5	1.602959	0.004169
389.3	0.000733	0.285349	4.8	1.369676	0.003518
394.1	0.00071	0.279681	4.8	1.342469	0.003406
399.9	0.00069	0.276123	5.8	1.601513	0.004005
404.7	0.000679	0.274913	4.8	1.319581	0.003261
409.5	0.000669	0.273792	4.8	1.3142	0.003209
414.4	0.000658	0.272742	4.9	1.336433	0.003225
419.2	0.000649	0.27186	4.8	1.304926	0.003113
424	0.000641	0.271636	4.8	1.303851	0.003075
429.8	0.000632	0.271427	5.8	1.574278	0.003663
434.6	0.000623	0.270964	4.8	1.300629	0.002993
439.5	0.000615	0.270442	4.9	1.325165	0.003015
444.3	0.000606	0.269224	4.8	1.292273	0.002909
449.1	0.000597	0.267978	4.8	1.286294	0.002864
454.9	0.000589	0.268059	5.8	1.554742	0.003418
459.8	0.000585	0.268762	4.9	1.316935	0.002864
464.6	0.00058	0.269607	4.8	1.294115	0.002785
469.4	0.000576	0.270459	4.8	1.298203	0.002766
474.2	0.000572	0.27137	4.8	1.302578	0.002747
479	0.000569	0.272407	4.8	1.307555	0.00273
484.5	0.000567	0.274474	5.5	1.509608	0.003116
489.6	0.000565	0.276492	5.1	1.410108	0.00288
494.7	0.000561	0.277349	5.1	1.414478	0.002859
499.8	0.000556	0.277989	5.1	1.417743	0.002837
504.8	0.000553	0.279351	5	1.396756	0.002767
509.1	0.000552	0.280916	4.3	1.20794	0.002373
514.1	0.000551	0.28311	5	1.415549	0.002753
519.1	0.00055	0.285318	5	1.426591	0.002748
524.2	0.000548	0.28744	5.1	1.465943	0.002797

Continuación TABLA C.2

529.3	0.000547	0.289389	5.1	1.475886	0.002788
534.4	0.000545	0.291013	5.1	1.484166	0.002777
539.5	0.000542	0.292371	5.1	1.491093	0.002764
544.6	0.000539	0.293507	5.1	1.496884	0.002749
549.7	0.000536	0.294491	5.1	1.501903	0.002732
554.8	0.000532	0.295215	5.1	1.505595	0.002714
559.8	0.000528	0.295658	5	1.478292	0.002641
564.1	0.000525	0.296141	4.3	1.273407	0.002257
569.2	0.000521	0.296741	5.1	1.513379	0.002659
574.3	0.000517	0.29685	5.1	1.513935	0.002636
579	0.000512	0.296558	4.7	1.393823	0.002407
584.4	0.000508	0.297132	5.4	1.604515	0.002746
589.2	0.000504	0.296762	4.8	1.424459	0.002418
594.3	0.000498	0.296039	5.1	1.509797	0.00254
599.2	0.000493	0.295112	4.9	1.446049	0.002413
604.3	0.000486	0.29372	5.1	1.497972	0.002479
609.4	0.000479	0.291994	5.1	1.489169	0.002444
614.4	0.000472	0.289886	5	1.449431	0.002359
619.4	0.000464	0.28755	5	1.437751	0.002321
624.4	0.000456	0.285026	5	1.425131	0.002282
629.5	0.000448	0.282085	5.1	1.438635	0.002285
634.5	0.000439	0.27859	5	1.39295	0.002195
639.5	0.000433	0.276673	5	1.383366	0.002163
644.6	0.000426	0.274593	5.1	1.400425	0.002173
649.6	0.000419	0.271858	5	1.359288	0.002093
654.6	0.000411	0.268798	5	1.343992	0.002053
659	0.000404	0.266091	4.4	1.1708	0.001777
664.1	0.000396	0.262665	5.1	1.339591	0.002017
669.1	0.000387	0.258868	5	1.29434	0.001934
674.1	0.000378	0.254958	5	1.274791	0.001891
679	0.00037	0.250945	4.9	1.22963	0.001811
684.6	0.000358	0.244936	5.6	1.371643	0.002004
689	0.000347	0.239393	4.4	1.053329	0.001529
694.1	0.000336	0.233343	5.1	1.190047	0.001715
699.1	0.000326	0.227935	5	1.139673	0.00163
704.2	0.000316	0.222816	5.1	1.136361	0.001614
709.2	0.000307	0.217838	5	1.089189	0.001536
714.3	0.000298	0.213061	5.1	1.086613	0.001521
719.3	0.000289	0.208173	5	1.040863	0.001447
724.4	0.000281	0.203535	5.1	1.038027	0.001433
729.4	0.000274	0.199666	5	0.99833	0.001369
734.5	0.000266	0.195539	5.1	0.997247	0.001358
739.5	0.000258	0.190584	5	0.95292	0.001289

Continuación TABLA C.2

744.6	0.000249	0.185078	5.1	0.943897	0.001268
749.6	0.00024	0.179814	5	0.89907	0.001199
754	0.000233	0.175509	4.4	0.772238	0.001024
759.1	0.000225	0.170873	5.1	0.871454	0.001148
764.2	0.000218	0.166336	5.1	0.848312	0.00111
769.2	0.00021	0.16187	5	0.809352	0.001052
774.3	0.000203	0.157152	5.1	0.801475	0.001035
779.3	0.000197	0.15314	5	0.765701	0.000983
784.4	0.000191	0.149522	5.1	0.762564	0.000972
789.4	0.000185	0.146086	5	0.730432	0.000925
794.5	0.00018	0.142859	5.1	0.728581	0.000917
799.5	0.000175	0.139729	5	0.698643	0.000874
804.6	0.00017	0.136581	5.1	0.696562	0.000866
				146.7521	0.322324