



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA PETROLERA Y DE GAS NATURAL – YACIMIENTOS

MODELADO DE PRUEBAS DE TRAZADORES EN YACIMIENTOS PETROLEROS.
APLICACIONES DE CAMPO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
EDGAR ANTONIO MEZA PÉREZ

TUTOR PRINCIPAL
DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG,
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. NOVIEMBRE 2014

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. HÉBER CINCO LEY
Secretario: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO
Vocal: DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG
1^{er} Suplente: DR. JORGE ALBERTO ARÉVALO VILLAGRÁN
2^{do} Suplente: M. I. ALFREDO LEÓN GARCÍA

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: MÉXICO, DISTRITO FEDERAL.

TUTOR DE TESIS:

DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG



FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A **Dios**, por continuar dándome tanto, por hacer que siga conservando la fe y la esperanza en todo lo que me he propuesto y por darme serenidad en los momentos más difíciles que he vivido.

A ti **Sandra Patricia Delgado Vallejo**, por llegar inesperadamente a mi vida, por darme la oportunidad de formar una familia y sobre todo por darme la alegría de ser padre de una personita tan maravillosa como lo es nuestra hija **Fernanda**.

A ti **Mamá** (Patricia Pérez de Meza†), por enseñarme a superarme todos los días, por heredarme responsabilidad y compromiso y que nunca debo dejar algo inconcluso. Sé que donde estas continúas impulsándome y motivándome para seguir adelante.

A ti **Papá** (Antonio Meza Peniche†), porque me enseñaste a ponerle empeño y dedicación a lo que hago, por estar al pendiente de mi cuando se fue mamá, porque con tus acciones me enseñabas mucho más que con palabras y porque he corroborado que cualquier persona puede superarse a pesar de lo difícil que sea la vida.

A mis hermanos **Erika** y **Ricardo**, porque cuando nos hemos necesitado, nos unimos más, sin importar nuestras distintas maneras de pensar.

A mi **Tía Cristina**(†), por suplir a mi mamá tanto tiempo con tus consejos y oraciones y a ti **Tío Carlos**, por continuar siempre al pendiente de todo lo que me pasa.

A la **Sra. Mary Vallejo Ochoa** y a **Christian Delgado Vallejo**, por aceptarme en su familia, hacerme parte de ella y por compartir tantos y tan bellos momentos, que siempre me hacen sentir querido.

A mis compadres **José Manuel Meza** y **Norma Susana Rivera**, por recordarme siempre que tenía que concluir este trabajo y por ser partícipes de mis logros y mis derrotas, por darme la confianza de guiar a sus dos hijos **Oscar** y **Mariano**.

A la **Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag**, por su gran apoyo, exigencia y dedicación en la dirección de este trabajo, ayudándome a dar un paso más en mi desarrollo profesional. Y por la amistad y consejos que me ha brindado.

Al **Dr. Pedro Silva López**, por enseñarme tantas cosas en el trabajo, por darme la oportunidad de ir concluyendo este proyecto y por su paciencia, orientación y consejos que me han ido formando como profesionista.

Por último y no menos importante, a la **Facultad de Ingeniería de la UNAM**, por formar tantos y tantos profesionistas que le aportan mucho a este hermoso país.

Gracias.

“¿Por qué esta magnífica tecnología científica, que ahorra trabajo y nos hace la vida más fácil nos aporta tan poca felicidad? La respuesta es esta, simplemente: porque aún no hemos aprendido a usarla con tino.”

Albert Einstein

RESUMEN

Dentro de la industria petrolera existen diversas herramientas para la caracterización de los yacimientos, para el diseño del esquema de producción de los campos, para el monitoreo de su comportamiento a lo largo de las distintas etapas de explotación y para el diseño de estrategias de recuperación adicional.

Una de estas herramientas es la tecnología de trazadores, la cual ha sido aplicada de manera recurrente en la industria petrolera mundial, obteniendo resultados prácticos que ayudan en el desarrollo de los yacimientos, sin importar su tipo, el tipo de hidrocarburo que contiene o la etapa de explotación en la que se encuentre.

En México, esta tecnología ha sido utilizada en algunas áreas del proceso de explotación de hidrocarburos, pero sin obtener todo su potencial, debido a diferentes circunstancias, las cuales es importante conjuntar y difundir para evitar el prejuizar el uso de esta tecnología importante.

Motivado por lo anterior, el trabajo presente realiza un análisis que pone en contexto el tema de los trazadores (capítulo 1), las áreas de aplicación, los tipos de pruebas que se pueden realizar con los trazadores, un resumen de los resultados que se han publicado en la literatura técnica, tanto en México como en el entorno internacional, desde pruebas piloto hasta proyectos completos.

En el capítulo 2 se describe la metodología a seguir para el uso de la tecnología de trazadores, conjuntamente con la descripción detallada de cada una de sus etapas.

En el capítulo 3 se detallan todos los conceptos relacionados a las pruebas de trazadores, su fenomenología y clasificación.

En los capítulos 4 y 5 se analizan y describen los distintos modelos que existen para la representación tanto analítica como numérica del comportamiento de los trazadores, en los distintos tipos de yacimientos. Adicionalmente, se describen de manera práctica los simuladores comerciales que pueden representar el uso de los trazadores, cuáles son las ecuaciones generales que utilizan, sus aplicaciones y sus archivos de entrada y salida.

El capítulo final (capítulo 6), describe dos casos prácticos de campo. El primero ejemplifica como se debe desarrollar todo el proceso para diseñar la estrategia de uso de esta tecnología en un yacimiento sometido a un proceso de inyección de agua y con el objetivo de resolver un problema de emanación prematura de agua en algunos pozos, así como apoyo en el diseño de una prueba piloto para la implementación de un proceso de recuperación mejorada (inyección de CO₂ miscible). El segundo caso, presenta el camino a seguir para un yacimiento naturalmente fracturado que está sometido a un proceso de inyección de gas (CO₂) y agua; se analizan los resultados de tres pruebas anteriores de trazadores, se propone el esquema de monitoreo utilizando como trazador el gas inyectado, que apoye en la caracterización del yacimiento así como en la optimización del proceso de recuperación adicional a que está sometido el yacimiento, y se presenta como desarrollar el diseño y seguimiento de una prueba adicional de trazadores, que complemente el ejercicio realizado con el CO₂ inyectado analizado como trazador.

Las conclusiones abordan los temas de modelado de los trazadores y de los casos de campo, dando oportunidad de optimizar los procesos que se llevan a cabo en los yacimientos presentados, que permitirá contar con una guía práctica sobre el uso de la tecnología de trazadores para la caracterización de yacimientos, y como soporte para el diseño y monitoreo de procesos de recuperación adicional.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS.....	V
RESUMEN	IX
ÍNDICE	XI
IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	1
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	3
I.1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS	3
I.2. PROBLEMÁTICA	5
I.3. PRUEBAS DE TRAZADORES ENTRE POZOS REPORTADAS EN LA LITERATURA.....	7
I.4. LECCIONES APRENDIDAS.....	9
I.5. PRUEBAS PILOTO	13
I.5.1. <i>Objetivos de una prueba piloto para procesos de recuperación adicional</i>	14
I.5.2. <i>Tipos de Pruebas Piloto</i>	14
I.5.3. <i>Evaluación de las principales problemáticas en los procesos de recuperación</i>	20
I.5.3. <i>Mejores prácticas en las pruebas piloto</i>	23
I.6. PROCESOS DE RECUPERACIÓN ADICIONAL Y PRUEBAS PILOTO EN EL MARCO INTERNACIONAL	24
I.7. PRUEBAS PILOTO EN MÉXICO.....	26
I.8. PRUEBAS DE TRAZADORES A NIVEL MUNDIAL	31
I.9. ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE TRAZADORES EN MÉXICO.....	33
CAPÍTULO II. PRUEBAS DE TRAZADORES.....	37
II.1. DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES	41
II.2. FASE DE EJECUCIÓN DE LA PRUEBA.....	47
II.3. FASE DE MONITOREO Y ANÁLISIS RADIOQUÍMICO / QUÍMICO	47
II.4. INTERPRETACIÓN E INTEGRACIÓN DE RESULTADOS	49
CAPÍTULO III. CONCEPTOS RELACIONADOS.....	51
III.1. FENOMENOLOGÍA DEL TRAZADOR	51
III.1.1. <i>Difusión</i>	52
III.1.2. <i>Mecanismos de Dispersión</i>	52
III.1.3. <i>Adsorción</i>	53
III.1.4. <i>Coefficiente de partición (K_p, K_c)</i>	54
III.1.5. <i>Radioactividad</i>	58
III.2. CLASIFICACIÓN DE LOS TRAZADORES	67
III.2.1. <i>Trazadores radioactivos</i>	67
III.2.2. <i>Trazadores químicos</i>	72
CAPÍTULO IV. MODELADO ANALÍTICO DE TRAZADORES.....	77
IV.1. MODELADO ANALÍTICO DE MEDIOS HOMOGÉNEOS.....	80
IV.1.1. <i>Modelos de Difusión</i>	81

IV.1.2. Modelos de Capacitancia.....	82
IV.2. MODELADO ANALÍTICO DE MEDIOS FRACTURADOS.....	83
IV.2.1. Solución analítica para la fractura.....	84
IV.2.2. Modelo de Walkup y Horne.....	86
IV.2.3. Modelo de Ramírez y cols.....	87
IV.2.4. Modelo Radial (estratos) de Ramírez y cols.....	92
IV.3. SOLUCIÓN AL PROBLEMA INVERSO DE TRAZADORES.....	94
CAPÍTULO V. MODELADO NUMÉRICO DE TRAZADORES.....	101
V.1. MODELADO BASADO EN EL FORMALISMO DE LÍNEAS DE CORRIENTE.....	104
V.1.1. Antecedentes y reseña histórica.....	105
V.2.2. Procedimiento de simulación con líneas de corriente.....	108
V.2.3. Aplicaciones de la simulación numérica basada en líneas de corriente.....	111
V.2.4. Debilidades y fortalezas.....	114
V.2.5. Simulación con líneas de corriente, tubos de corriente y funciones de corriente.....	117
V.2.6. Construcción de líneas de corriente.....	123
V.2.7. Formulación de un simulador de líneas de corriente considerando anisotropía.....	128
V.2. MODELADO DE TRAZADORES CON EL SIMULADOR UTCHEM (UNIVERSITY OF TEXAS CHEMICAL COMPOSITIONAL SIMULATOR).....	142
V.2.1. Características generales del simulador UTCHEM.....	143
V.2.2. Operación del simulador.....	145
V.2.3. archivos de entrada y salida.....	146
V.2.4. Ecuaciones generales.....	147
V.2.5. La opción de trazadores en UTCHEM.....	151
V.3. MODELADO DE TRAZADORES CON EL SIMULADOR ECLIPSE.....	155
V.3.1. Características generales del simulador ECLIPSE.....	155
V.3.2. Operación del simulador.....	163
V.3.3. Palabras clave utilizadas por el simulador.....	165
V.3.4. Ecuaciones generales de un simulador sencillo.....	170
V.3.5. La opción de trazadores en Eclipse.....	172
V.3.6. Ejemplo de aplicación.....	174
V.4. MODELADO DE TRAZADORES CON EL SIMULADOR STARS (VAPOR, TÉRMICO Y PROCESOS AVANZADOS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS).....	188
V.4.1. Características generales de STARS.....	190
V.4.2. Principales aplicaciones.....	193
CAPÍTULO VI. CASOS DE CAMPO.....	197
VI.1 DISEÑO DE LA PRUEBA DE TRAZADORES QUÍMICOS EN EL CAMPO TAMAULIPAS – CONSTITUCIONES.....	197
VI.1.1. Introducción.....	197
VI.1.2. Selección del esquema de inyección.....	200
VI.1.3. Selección y escalamiento de los trazadores.....	204
VI.1.4. Esquema de monitoreo.....	207
VI.1.5. Control de calidad.....	211
VI.1.6. Resultados del diseño de la prueba.....	213
VI.2 DISEÑO DE UNA PRUEBA DE TRAZADORES EN EL CAMPO SITIO GRANDE.....	214
VI.2.1. Introducción.....	214

VI.2.2. Antecedentes.....	216
VI.2.3. Análisis de resultados de las pruebas realizadas	223
VI.2.4. Línea base	224
VI.2.5. Perfiles de producción de ^{14}C y Tritio.....	226
VI.2.6. Realización de una propuesta de prueba de trazadores.....	231
VI.2.7. Aplicación del CO_2 como herramienta de monitoreo.....	232
VI.2.8. Estrategia de trazadores químicos pozo a pozo	234
VI.2.9. Diseño y seguimiento de una prueba de trazadores.....	237
CONCLUSIONES	243
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	249

LISTA DE FIGURAS

Fig.I.1. Tipos de estudios de pruebas de trazadores entre pozos petroleros.....	7
Fig. I.2. Resultados de un estudio hipotético realizado por tres compañías.....	11
Fig. I.3. Resultado del estudio hipotético realizado por tres compañías, inyectando la mitad de la cantidad de trazador.	12
Fig. I.4. Prueba de inyectividad simple.....	15
Fig. I.5. Prueba de inyección con un pozo testigo.....	15
Fig. I.6. Prueba de inyección con pozos de observación alineados.....	16
Fig. I.7. Prueba de inyección con múltiples pozos testigo en el área.	16
Fig.I.8. Arreglo invertido de cinco puntos.	18
Fig. I.9. Arreglo normal de cinco pozos.	18
Fig. I.10. Arreglo invertido de cinco puntos con pozos observadores.	19
Fig. I.11. Patrón repetido del arreglo invertido de cinco puntos.....	19
Fig. I.12. Canalización entre los pozos inyector y productor.....	22
Fig. I.13. El fenómeno de boyancia del gas entre pozos.	23
Fig. I.14. Pruebas piloto y experiencia mundial en EOR.....	25
Fig. I.15. Proyectos de EOR en México al 2007.....	26
Fig. I.16. Incremento de EOR en México.	27
Fig. I.17. Procesos de EOR programados por PEP para aplicar en los diferentes campos de México.	27
Fig. I.18. Métodos de análisis del total de las pruebas de trazadores entre pozos petroleros reportados en la literatura (43 pruebas Du Y. y Guan, 2005).....	31
Fig. II.1. Programa de pruebas de trazadores.....	38
Fig. II.2. Fases de un programa de trazadores.	39
Fig. II.3. Esquema que ilustra la interacción entre cada una de las líneas de trabajo involucradas en las pruebas de trazadores; Ramírez-Sabag, 2008.	40
Fig. III.1. Esquema de una prueba de inyección de trazadores.	51
Fig. IV.1. Modelo de Tang y cols.	85
Fig. IV.2. Modelo de Jensen y Horne.....	86
Fig. IV.3. Modelo de Walkup y Horne.....	87
Fig. IV.3. Esquema del modelo de Ramírez y cols.	87

Fig. IV.4. Sistema ideal (lineal)	89
Fig.IV.5. Detalle del sistema ideal.	90
Fig. IV.6. Esquema del Flujo Radial.....	92
Fig. IV.7. Ilustración de la estrategia tradicional para resolver el problema inverso.	96
Fig. IV.8. Ejemplo de re-escalamiento en el tiempo.....	98
Fig. IV.9. Ajuste obtenido del ejemplo de aplicación.	100
Fig. V.1. Discretización en diferencias finitas.....	114
Fig. V.2. Campo de velocidad integrada en las líneas de corriente y tubos de corriente.	118
Fig. V.3. Ilustración del tiempo de propagación en la línea de corriente.....	119
Fig. V.4. Construcción de la función de corriente que no depende de la definición de la ruta.	119
Fig. V.5. Líneas de corriente (izquierda) y contornos de tiempo de propagación (derecha) de un patrón homogéneo ¼-cinco-puntos que representa la propagación frontal. El tiempo de propagación está en días.	122
Fig. V.6. Relación entre las líneas de corriente y la velocidad del flujo planar (Bear, 1972).	124
Fig. V.7. Diagrama de flujo ilustrando los pasos de simulación con líneas de corriente. El amarillo representa los cálculos a lo largo de las líneas de corriente mientras que el gris representa los cálculos en la malla.....	127
Fig. V.8. Esquema de “five spot” balanceado.	130
Fig. V.9. Cuadrante de five spot balanceado.....	130
Fig. V.10. Frentes de avance (días).....	131
Fig. V.11. Frentes de avance (días).....	131
Fig. V.12. Esquema representativo de un yacimiento estratificado.....	132
Fig. V.13. Direcciones principales de permeabilidad.....	133
Fig. V.14. Elipse construida con las direcciones principales de permeabilidad.	135
Fig. V.15. Líneas de corriente para el caso isotrópico de un ejemplo de aplicación.....	141
Fig. V.16. Líneas de corriente para el caso anisotrópico del mismo ejemplo de aplicación.....	142
Fig. V.17. Diagrama de flujo del UTCHEM.....	145
Fig. V.18. Esquema de los datos de salida.....	164
Fig. V.19. Irrupción de los trazadores inyectados en zona de aceite (serie 1) y zona de gas (serie 2) en el pozo 23.....	180
Fig. V.20. Irrupción de los trazadores inyectados en zona de aceite (serie 1) y zona de gas (serie 2) en el pozo 47.....	180
Fig. V.21. Irrupción de los trazadores inyectados en zona de aceite (serie 1) y zona de gas (serie 2) en el pozo 69.....	181
Fig. VI.1. Localización del Área Piloto de CO2 campo Tamaulipas – Constituciones.....	198
Fig. VI.2. Localización de los arreglos de inyección de agua sometidos a pruebas de trazadores radioactivos (IMP, 1973; IMP, 1991).	199
Fig. VI.3. Etapas en la ejecución de una prueba de trazadores.	200
Fig.VI. 4. Estado mecánico del pozo inyector C195T.....	202
Fig. VI.5. Estado mecánico de los pozos C119 y C119D.....	203
Fig. VI.6. Esquema final de inyección del programa de trazadores en el área piloto del campo Tamaulipas – Constituciones.	204
Fig. VI.7. Área propuesta originalmente en el protocolo de monitoreo del programa de trazadores.....	208
Fig. VI.8. Protocolo de monitoreo propuesto para el proyecto de trazadores.....	209

Fig.VI.9. Descripción de la primera prueba de trazadores en el yacimiento Sitio Grande, 1983 – 1984.	217
Fig. VI.10. Descripción de la segunda prueba de trazadores en el Campo Sitio Grande. Incluye la primera inyección en 1983 para efectos comparativos. Nótese la influencia de ambos inyectores en los mismos productores.	218
Fig. VI.11. Programa de trazadores 2002-2003. Inyección de ^{14}C	220
Fig. VI.12. Programa de Trazadores 2003-2004. Inyección de Tritio en el yacimiento Sitio Grande mostrando la coincidencia de los pozos productores en las tres pruebas.	221
Fig. VI.13. Perfiles de concentración de ^{14}C en pozos productores del yacimiento Sitio Grande.	225
Fig. VI.14. Estimación de la línea base a partir del perfil de concentración del Tritio en los productores de Sitio Grande antes de la inyección del trazador.	225
Fig. VI.15. Perfil de producción de ^{14}C y Tritio en el pozo SG-70. Programa 2002 – 2003.	226
Fig. VI.16. Perfil de producción de ^{14}C y Tritio en el pozo SG-61D. Programa 2002 – 2003.	227
Fig. VI.17. Perfil de producción de ^{14}C y Tritio en el pozo SG-110. Programa 2002 – 2003.	228
Fig. VI.18. Perfil de producción de ^{14}C y Tritio en el pozo SG-801. Programa 2002 – 2003.	228
Fig. VI.19. Perfil de producción de ^{14}C en los pozos del campo Sitio Grande. Programa 2002 – 2003.	229
Fig. VI.20 a, b. Movimiento del pulso de agua marcada con ^{14}C en el pozo SG-911, en la capa inferior de KI, según simulación de A. Valero et. Al. Modelo actual de simulación campo Sitio Grande.	231
Fig. VI.21. Línea Base de CO_2 en pozos productores del campo Sitio Grande.	233
Fig. VI.22. Disminución de la concentración de CO_2 por efecto del gas del bombeo neumático en el pozo SG-90.	233
Fig. VI.23. Perfil de producción de trazadores en un yacimiento fracturado (tomado de Baker et Al., 2001). ...	236
Fig. VI.24. Ejemplos de productos utilizados como trazadores.	239

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla I.1. Pruebas de trazadores entre pozos reportadas en el mundo.</i>	8
<i>Tabla I.2. Mecanismos, tomas de datos y herramientas utilizadas para su interpretación en pruebas piloto.</i>	21
<i>Tabla I.3. Proyectos de recuperación adicional en México.</i>	28
<i>Tabla I.4. Características de ocho pruebas pilotos implementadas en México últimos datos.</i>	30
<i>Tabla I.5. Ubicación geográfica de Pruebas de Trazadores entre pozos en revistas publicadas (Du Y. y Guan, 2005).</i>	32
<i>Tabla I.6. Pruebas de Trazadores Realizadas en México.</i>	33
<i>Tabla III.1. Vida media de algunos trazadores.</i>	63
<i>Tabla III.2. Trazadores radioactivos artificiales más empleados.</i>	69
<i>Tabla V.1. Sistema de unidades del simulador UTCHEM.</i>	144
<i>Tabla V.2. Archivos de entrada del simulador UTCHEM.</i>	146
<i>Tabla V.3. Archivos de salida del simulador UTCHEM.</i>	146
<i>Tabla V.4. Sistemas de unidades simulador ECLIPSE.</i>	161
<i>Tabla V.5. Palabras clave (RUNSPEC).</i>	165
<i>Tabla V.6. Palabras clave (PROPS).</i>	166
<i>Tabla V.7. Palabras clave (REGIONS y SOLUTION).</i>	167
<i>Tabla V.8. Palabras clave (SUMMARY y SCHEDULE).</i>	168
<i>Tabla V.9. Irrupción en los pozos del trazador inyectado en la zona de aceite.</i>	177

<i>Tabla V.10. Irrupción en los pozos del trazador inyectado en la zona de gas.</i>	178
<i>Tabla V.11. Modificación de la irrupción en los pozos del trazador inyectado en la zona de aceite.</i>	181
<i>Tabla V.12. Modificación de la irrupción en los pozos del trazador inyectado en la zona de gas.</i>	182
<i>Tabla V.13. Irrupción del trazador inyectado en zona de aceite en 1 hora.</i>	183
<i>Tabla V.14. Tabla de balance del trazador.</i>	187
<i>Tabla VI.1. Propuestas de inyección para el programa de trazadores.</i>	201
<i>Tabla VI.2. Propuesta de inyección de trazadores.</i>	207
<i>Tabla VI.3. Cédula de monitoreo propuesta para el programa de trazadores.</i>	210
<i>Tabla VI.4. Ejemplo de Bitácora de Monitoreo para el programa de trazadores</i>	213
<i>Tabla VI.5. Descripción de las pruebas de trazadores radioactivos que conforman el programa de 2003-2004 en el Campo Sitio Grande.</i>	220
<i>Tabla VI.6. Volumen Poroso entre el Inyector SG-911 y los productores de 14C en el programa de trazadores 2002-2003. Sitio Grande.</i>	222
<i>Tabla VI.7. Volumen Poroso entre el Inyector SG-71 y productores de Tritio (3H) en el programa de trazadores 2002-2003, para productores representativos del alcance de la inyección. Campo Sitio Grande.</i>	223

IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Actualmente la tecnología de trazadores en la Industria Petrolera esta subutilizada debido a distintas causas entre las que se encuentran las siguientes:

- ❖ La mayoría de las pruebas de trazadores en México no han sido concluyentes por lo cual existe desconfianza en su utilización.
- ❖ La mayoría de las pruebas de trazadores tanto en México como en el mundo, solo se han enfocado a proporcionar información cualitativa y no cuantitativa, por lo que la información que se puede obtener de estas pruebas, se ha dejado pasar desapercibida sobre todo para la caracterización de yacimientos y diseño de proyectos de Recuperación Mejorada de Petróleo (RMP) en la fase de pruebas piloto.
- ❖ No se ha tenido una documentación adecuada de las pruebas realizadas de trazadores ya que en su mayoría es escasa y/o deficiente, esto debido posiblemente al desconocimiento de la tecnología de trazadores.
- ❖ El mal diseño, la mala selección del trazador adecuado, un programa de ejecución y monitoreo deficiente y la no adecuada interpretación de los resultados de las pruebas de trazadores, debido a no conocer la metodología adecuada para el uso de esta tecnología.

Adicionalmente a los problemas que se han mencionado anteriormente referente a la tecnología de trazadores, un problema extra es el desconocimiento de en qué fase de la explotación de los yacimientos se deben utilizar este tipo de tecnologías, ya que esto ocasiona que los resultados no siempre sean los adecuados o concluyentes, además de que la información que se obtenga podrá no ser adecuada y se corre el riesgo de sancionar inadecuadamente esta tecnología, y vetarla para su uso posterior.

En este trabajo se propone, basado en metodologías ya existentes, un procedimiento adecuado para el uso de la tecnología de trazadores como herramienta en la ejecución de pruebas piloto de procesos de recuperación

adicional, como apoyo para la caracterización de las áreas seleccionadas en los yacimientos y que permitan un mejor diseño de la posible masificación de dichos procesos probados.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.

I.1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS

Desde el mismo momento del descubrimiento de un yacimiento petrolero se inicia un proceso de planeación y desarrollo de la producción del campo, con el objetivo de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos con resultados económicos óptimos. El plan debe estar basado en el buen conocimiento de las condiciones geológicas, el comportamiento del yacimiento bajo diferentes condiciones de explotación y los aspectos económicos involucrados.

La ingeniería de yacimientos envuelve el uso de leyes físicas y matemáticas, expresada en forma de ecuaciones para describir el flujo de fluidos y la conservación de la masa y/o energía, que finalmente permite analizar y predecir el comportamiento del sistema bajo ciertas condiciones de operación.

Para el caso de la implantación de procesos de recuperación adicional de hidrocarburos se debe iniciar con una prueba piloto para obtener información que permita determinar, en una mayor escala, el rendimiento esperado de las operaciones de inyección a nivel de yacimiento.

Los objetivos inmediatos que se plantean en una prueba piloto son: investigar los diferentes gastos de admisión que permite el medio poroso, obtener información confiable de la eficiencia de desplazamiento, rastrear el movimiento del fluido inyectado, identificar las heterogeneidades del área del yacimiento donde se realizará la prueba piloto e investigar la compatibilidad química entre los fluidos inyectados, los fluidos presentes en el yacimiento y el sistema roca – fluido.

Las pruebas piloto requieren de incluir diseños de programas de producción y recuperación más eficientes, sustentados tanto en datos sísmicos, interpretación geológica, análisis de núcleos, pruebas de presión y análisis

PVT, soportados con la técnica adicional de trazadores que ha sido utilizada en el diseño de programas de recuperación mejorada tanto en México como en el mundo.

El flujo de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado es completamente diferente al flujo de fluidos en un yacimiento homogéneo. El movimiento del aceite y otros fluidos tienen diferentes comportamientos en este tipo de yacimientos o yacimientos fracturados con alta permeabilidad. Este comportamiento tiene algunas consecuencias: irrupción temprana del agua inyectada y menor eficiencia de los procesos adicionales de recuperación.; menos volumen de aceite producido así como volumen producido con balance de materia (esto debido a la compartimentalización); decrece en producción como resultado de diferentes presiones a lo largo del yacimiento así como el cierre de las fracturas no permitiendo el flujo. Todas estas características se cuidan para incrementar la recuperación final y no incrementar los costos de producción.

Dado que estos yacimientos son muy complejos, es importante obtener toda la información posible a lo largo de todas las etapas de explotación mediante un monitoreo constante del comportamiento del fluido para obtener la trayectoria correcta, y generar acciones para optimizar la recuperación.

Éstas son diferentes herramientas para corregir el comportamiento del flujo de los fluidos: datos de producción y presión, análisis químicos de agua producida y programas con trazadores.

Los estudios de trazadores entre pozos proporcionan una caracterización valiosa de los yacimientos naturalmente fracturados. Las aplicaciones de los trazadores para estudiar yacimientos naturalmente fracturados son el tema de numerosos estudios (Wagner 1977, Tester y cols. 1982, Ramírez 1993, Shinta y cols. 1993, Daltaban y cols. 1994, Ramírez y cols. 1994, Sato y cols. 1994, Zellou y cols. 1995, Maroongoog y cols. 1995, Deng y cols. 1995, Wattenbarger y cols. 1995, Almeida y cols. 1996).

Uno de los primeros objetivos del uso de la tecnología de trazadores en la industria petrolera, era identificar el movimiento de los fluidos inyectados en la vecindad del pozo, como es el caso de la aplicación en la terminación de pozos, otro objetivo fue para determinar la comunicación entre pozos, aplicación fundamental en el monitoreo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada.

Posteriormente, debido a que las técnicas de detección se mejoraron, se podría obtener información adicional más precisa o adecuada con el uso de los trazadores. Por ejemplo, durante las operaciones de terminación de pozos, el uso de trazadores radioactivos y de herramientas de registros geofísicos espectrales como la de rayos gamma, han dado lugar a la capacidad de identificar la colocación de agentes sustentables en el área cercana del pozo.

Ahora, cuando los trazadores radioactivos se utilizan correctamente durante tratamientos de estimulación, se pueden determinar parámetros geométricos, tales como la altura mínima y la anchura de la fractura, así como la concentración relativa del agente sustentante. En donde, la información obtenida, es necesaria para la optimización del proceso de la terminación.

En la Recuperación Secundaria y Mejorada el uso de trazadores ha permitido, no solamente prever la canalización del fluido, sino también la determinación de las heterogeneidades del yacimiento, tales como dirección preferencial y barreras de flujo. Las pruebas de trazadores entre pozos, también se han utilizado en la evaluación de la eficiencia volumétrica y en el cálculo de la saturación residual de aceite en un área específica. Los resultados obtenidos de este tipo de estudios son críticos en la optimización en todas las operaciones de inyección de fluidos en un campo petrolero.

De acuerdo con lo anterior, las pruebas de trazadores entre pozos son los únicos medios directos de seguir el movimiento de los fluidos inyectados a un yacimiento. El conocimiento del movimiento de dichos fluidos es un elemento crucial en la optimización de ambos procesos, el de la terminación de pozos y el de recuperación adicional de hidrocarburos en un campo. Sin el conocimiento de la información anterior, es difícil diseñar un método para desplazar aceite en un yacimiento de manera más eficiente y con bajo costo.

I.2. PROBLEMÁTICA

Uno de los factores más adversos a cualquier proyecto de inyección de fluidos, es la presencia de heterogeneidades, el hecho de no detectarlas con oportunidad y, por consiguiente, el no considerar su influencia en el proyecto, puede reducir de forma importante la probabilidad de éxito del mismo.

Las pruebas de trazadores constituyen una herramienta valiosa para la descripción de estas heterogeneidades y más aún, pueden proporcionar valores de los principales parámetros del sistema roca-fluidos que influyen de forma importante en el movimiento de los fluidos.

Son múltiples las aplicaciones de los trazadores con el fin de obtener mayor información acerca del yacimiento, sin embargo, sólo se han obtenido resultados parciales y/o cualitativos, los cuales no son completos ni concluyentes como hubiese sido deseable.

Desafortunadamente existe poca comunicación entre quienes diseñan y realizan las pruebas en los campos petroleros y el personal que se dedica al modelado e interpretación, lo que con frecuencia resulta en un pobre diseño de la prueba y en un modelado que no considera el significado de los datos de campo en los modelos. Otro inconveniente es que los profesionales prácticos se limitan únicamente a los aspectos cualitativos de la prueba.

Aunado a lo anterior, también cabe mencionar que la literatura disponible está ampliamente dispersa y las aplicaciones realizadas por las compañías de servicio están pobremente documentadas en la literatura abierta (quizás por la naturaleza ampliamente competitiva de la industria) lo que conlleva a que mucho del conocimiento pase solo de boca en boca entre los proveedores de servicios.

Hoy en día la tecnología del análisis de los trazadores no está lo suficientemente desarrollada para determinar cuantitativamente la información relevante del yacimiento, que sin lugar a duda, incidiría en incrementar la probabilidad de éxito de los proyectos de inyección. Sin embargo, los trazadores han sido usados en muchos proyectos de recuperación secundaria y terciaria como un medio para cuantificar eficiencias de barrido y heterogeneidades del yacimiento, al menos de forma cualitativa.

En la siguiente sección se presenta un breve análisis de las pruebas reportadas en la literatura, en cuanto al tipo de análisis empleado en diferentes campos alrededor del mundo.

I.3. PRUEBAS DE TRAZADORES ENTRE POZOS REPORTADAS EN LA LITERATURA

Con base en una revisión exhaustiva en la literatura técnica de ingeniería petrolera se encontró que la mayoría de los documentos reportados no identifican la composición química de los trazadores, estos trazadores son solo identificados por lo general por sus nombres comerciales. Algunos de los artículos que informan sobre el uso de trazadores no presentan algún detalle sobre la elección de los trazadores; así como tampoco sobre el diseño de la prueba misma. También se señala que la literatura de la industria del petróleo contiene menos de esta tecnología de monitoreo que la literatura de la industria de la hidrología. Esto puede atribuirse a que en la industria petrolera, los resultados de las pruebas de trazadores son frecuentemente confidenciales. Como resultado de ello es muy difícil para las operadoras petroleras aprender de los errores del pasado. Esto también contribuye al lento desarrollo de métodos de análisis de este tipo de técnicas. En la actualidad los métodos numéricos avanzados de análisis son ampliamente utilizados en estudios de hidrología. La mayoría de los estudios de monitoreo en la industria del petróleo siguen siendo de naturaleza cualitativa. Cabe señalar que la mayoría de los estudios de campo son de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y de la Sociedad Petrolera del Instituto Canadiense de Minería (CIM).

La Fig.I.1 muestra una gráfica con las pruebas de trazadores reportadas en la literatura clasificadas en cuanto al tipo de estudios, cualitativos y cuantitativos (numérico y analítico).

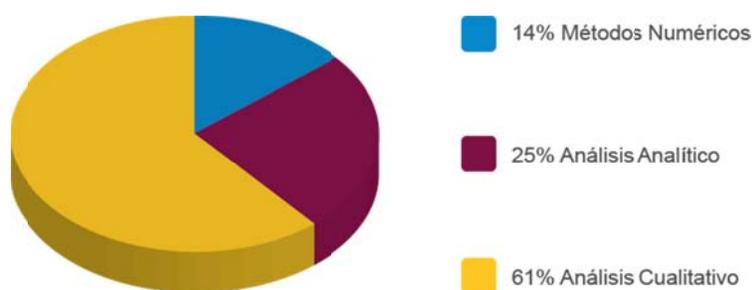


Fig.I.1. Tipos de estudios de pruebas de trazadores entre pozos petroleros.

La Tabla I.1 resume todas las pruebas de campo de trazadores entre los pozos que se encontraron en la literatura técnica, Du 2005. Esta tabla muestra los nombres del campo, nombres de los trazadores utilizados y la principal información para cada prueba del trazador entre los pozos que encontraron.

Tabla I.1. Pruebas de trazadores entre pozos reportadas en el mundo.

Test number	Tracer test fields	Field locations	Tracer classification	Tracer names	Analysis method
1	5-spot from an unnamed field	USA	Water tracer	Ammonium thiocyanate, potassium iodide	Analytical
2	Arrowhead Grayburg Unit	New Mexico, USA	Water tracer	Neutralized halo-acid, Rhodamine	Qualitative
3	Big Muddy	Wyoming USA	Water tracer	Tritiated water, Thiocyanate ion, Ethyl alcohol, Methyl alcohol	Numerical
4	Carmopolis	Brazil	Water tracer	H ³ , Florescent, I	Qualitative
5	Central part of Mesozoic Chiapas-Tabasco Basin	Mexico	Gas	PMCH	Qualitative
6	Coalinga	California, USA	Gas tracer	Methane	Qualitative
7	Cymric	USA	Gas tracer	Carbon Isotope	Analytical
8	Eastern Devonian Shale	Ohio, USA	Gas tracer	Nitrogen	Qualitative
9	Ekofish	North Sea	Water tracer	Tritium water, I-125	Qualitative
10	El Furrial	Venezuela	Water tracer, gas tracer	SCN, IPA, HTO	Qualitative
11	Fairway	USA	Gas tracer	Kr ⁸⁵	Qualitative
12	Fenn-Big Valley	USA	Water tracer	Tritiated water, Co-60, Eu-152, Eu-154, Cs-134, Cs-137	Qualitative
13	Fordoche	Louisiana, USA	Gas tracer	Kr ⁸⁵ , Tritiated Hydrogen, Tritiated ethane, Tritiated methane	Qualitative
14	Golden Spike D3 "A"	Alberta, Canada	Gas tracer	SF ₆ , F12, F13B1	Analytical
15	Gullfaks	North Sea, Europe	Water tracer, gas tracer	Tritiated water; PMCH, PMCP, SF ₆	Qualitative; Numerical
16	Hueneme	California, USA	Water tracer	Nitrate, Thiocyanate, methane, ethanol, and tritium	Qualitative
17	Jauf Reservoir in Ghawar	Saudi Arabia	Water tracer	Radioactive tracers	Qualitative
18	Jobo	Venezuela	Gas tracer	Kr-85, Ch3T, 14CH4	Qualitative
19	Judy Creek	Alberta, Canada	Water tracer, gas tracer	Tritiated water, Tritiated C5-C8	Qualitative
20	Lagocinco	Maracaibo Lake Basin, Venezuela	Water tracer, gas tracer	4-FBA, 2-FBA, 3&4diFBA; PMCP, PMCH	Qualitative
21	Levelland Unit	West Texas, USA	Water tracer	Tritiated water, Ammonium nitrate, Potassium iodide, Ammonium thiocyanate	Qualitative
22	Little Buffalo	Wyoming, USA	Water tracer	Kr ⁸⁵ , H ³ , Tritiated Ethane	Analytical
23	Means San Andreas unit	Texas, USA	Water tracer	Tritiated water	Qualitative
24	MCA unit of Maljamar	New Mexico, USA	Water tracer	Tritium water	Qualitative
25	Mitsue	Alberta, Canada	Gas tracer	Tritiated methane, tritiated ethane, tritiated butane, fron-11, Kr ⁸⁵ , SF ₆	Qualitative
26	Niitsu	Japan	Water tracer	NaC1, NH ₄ SCN, KI, KNO ₂	Analytical; Numerical
27	North Sea	North Sea	Water tracer	TH	Qualitative; Analytical
28	North West Fault Block of	Alaska, USA	Water tracer	Co-57, Co-60, C-14, Tritiated water	Analytical

	Prudhoe Bay				
29	Oakridge	California, USA	Water tracer	Nitrate, bromide, thiocyanate, and methane	Qualitative
30	Painter Reservoir	Wyoming, USA	Gas tracer	SF ₆ , Freon-113	Qualitative
31	Pubei	Xinjiang, China	Gas tracer	C ₆ F ₁₂	Analytical
32	Rainbow Keg River 'B' Pool	Alberta, Canada	Gas tracer	Tritiated Methane, tritiated ethane, tritiated butane	Qualitative
33	Ranger	Texas, Usa	Water tracer	Tritium, NaSCN, IPA, TBA, Co-57, Co-58, Co-60	Analytical; Numerical; Streamline
34	Redwater	Alberta, Canada	Water tracer	HTO, Cs, Co	Qualitative
35	Salt Creek	Wyoming, USA	Water tracer	KI, HTO, IPA, NO ₃ , CNS	Qualitative
36	Seria	Brunei	Water tracer	Co-60	Analytical
37	Shallow Oil Zone	California, USA	Gas tracer	Perfluorocarbon tracers	Qualitative
38	Sleipner	North Sea, Norway	Gas tracer	PMCH, PDMCB	Qualitative
39	Snorre	North Sea, Norway	Water tracers; Gas tracers	HTO, 4-FBA, NaSCN, S14CN-; PDMCB, SF ₆ , 1,3-PDMCH	Qualitative; Numerical
40	South Midway Sunse	California, USA	Water tracer	Chloridem Bromide, Boron, And Sillica	Qualitative
41	South Swan Hill Unit	Canada	Water tracer, gas tracer	Tritiated water, Tritiated Ethane, Kr ⁸⁵	Analytical
42	Strawn	North Texas, USA	Water tracer	No data available	Qualitative
43	West Sumatra	Montana, USA	Water tracer	C-14, Co-57, Co-60, tritiated water	Analytical

De los estudios realizados se reportaron 23 en Estados Unidos, seis en Canadá, cinco en Noruega, tres en Venezuela y una prueba de trazadores en cada uno de los siguientes países: Arabia Saudita, Brasil, Brunei, China, Japón y México.

De esta pruebas se menciona que el 61% corresponde a estudios de trazado en fase agua y el 39 son estudios realizados empleando trazadores en fase gas.

I.4. LECCIONES APRENDIDAS

De esta revisión de la literatura es posible señalar en primer término que el diseño de la prueba es un punto crítico en una prueba de trazadores en campo. Es casi imposible obtener éxito en una prueba de campo, si el diseño no está bien fundamentado. En el diseño de una prueba de trazadores entre los pozos, se debe:

- i) Definir con claridad y específicamente los objetivos de la prueba
- ii) Seleccionar adecuadamente la zona de la prueba (pozos inyectoros y de monitoreo)
- iii) Seleccionar el tipo de trazador y cantidad del mismo a inyectar
- iv) Establecer el programa de muestreo

Las distancias entre los pozos inyectoros y pozos de monitoreo también debe tomarse en cuenta, ya que influirá en la cantidad de los trazadores inyectados y en el cronograma de la prueba de campo. Un espacio pequeño, reducirá significativamente el costo de la prueba. Por otro lado, la cantidad relativamente pequeña de trazador hará que la aprobación de la adquisición, transporte y regulación se conceda mucho más fácilmente que una cantidad un tanto mayor. En general, entre más pequeño es el espacio, es mejor. Por lo tanto, pequeñas áreas de estudio, son las áreas de prueba idóneas. La selección de los pozos de monitoreo también es crucial para el éxito a una prueba de trazadores. En teoría, todo el capital del proyecto se limita al número de pozos de monitoreo que es posible permitirse; así como al número de muestras por pozo. Para evitar el fracaso de una costosa prueba de trazadores entre pozos, los diseñadores de la prueba necesitan considerar todos los aspectos mencionados anteriormente y algunos puntos adicionales que se mencionan posteriormente.

De lo anterior, se puede concluir que de las principales lecciones aprendidas de esta revisión, es que un factor crítico en las pruebas de trazadores es el diseño de la misma, un pobre diseño ocasiona el fracaso de la prueba. Cabe hacer notar que en el diseño de la prueba se encuentran dos factores fundamentales: la cantidad de trazador a inyectar y el programa de muestreo, a continuación se detalla la importancia de estos dos factores.

Suponiéndose que se requiere realizar un estudio de trazado en un campo X y se tienen tres posibles compañías que pueden realizar este servicio (Compañía A, B y C), las tres con la misma calidad, tanto en la toma de muestras como en el análisis radioquímico de las mismas, de tal forma que si los tres laboratorios analizarán la misma muestra, los resultados serían exactamente iguales. Sin embargo, las tres compañías tienen diferentes metodologías (o no tienen una realmente) para el diseño de la prueba (tanto la cantidad a inyectar como la estrategia de muestreo). Con base en lo anterior y suponiendo que las tres inyectan la misma cantidad de trazador (en becquerels [bq]), además asumiendo que como no es clara la metodología de diseño de la prueba, cada compañía emplea un programa de muestreo diferente, es decir, la compañía A, toma muestras cada dos semanas, la compañía B, cada semana y compañía C, dos veces a la semana. El resultado de esta prueba hipotética sería la presentada en la Fig.I.2.

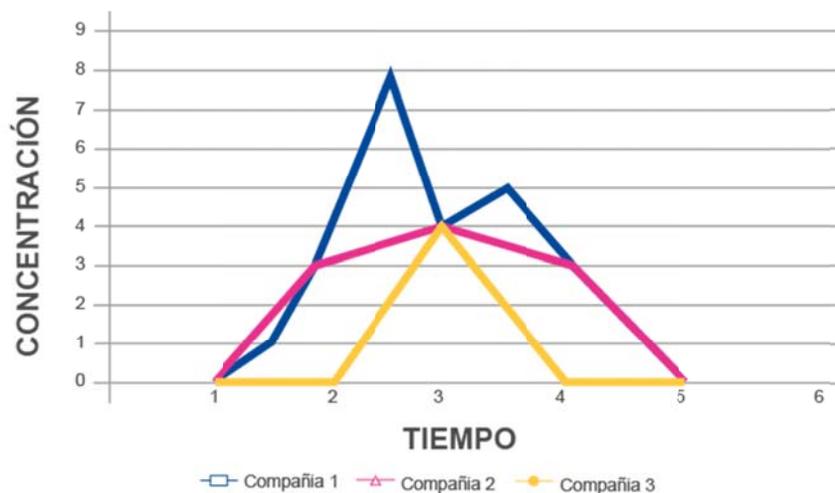


Fig. I.2. Resultados de un estudio hipotético realizado por tres compañías.

De esta figura se puede observar, en primera instancia que las curvas de respuesta de trazador para cada compañía son diferentes, se muestran tres curvas muy diferentes. Para la compañía A, que tomó muestras cada dos semanas, solo tiene un valor de concentración de 4 bq, no es posible identificar el comportamiento del yacimiento con un solo punto, se podría atribuir varias causas a este comportamiento con el riesgo de no ser el que se aproxima a la realidad. En tanto que la compañía B, que tomó una muestra cada semana obtiene una respuesta diferente del trazador, la curva en forma de campana (con su máximo en 4 bq también), cuya interpretación cualitativa sería la correspondiente a un yacimiento homogéneo. Por otro lado, la compañía C, cuya frecuencia de muestreo es de dos veces por semana, obtiene una respuesta de trazador con dos picos y el máximo en 8 bq, lo cual se podría interpretar como un yacimiento con dos estratos (o canales de flujo) de alta permeabilidad, pero diferente entre ellos, esta compañía reportaría, un yacimiento con varios estratos que aportan a la producción. Además se puede notar que si la cantidad a inyectar de trazador fuera la mitad de lo que se inyectó en el primer ejercicio, se tendría como resultado que la compañía C sería la única que reportaría respuesta de trazador, con la forma que se presenta en la Fig. I.3. Las dos compañías restantes no lograrían detectar el trazador por la escasa cantidad inyectada, es como si se recorriera el eje de las abscisas al valor de 4 bq, tal y como se muestra en la siguiente figura.

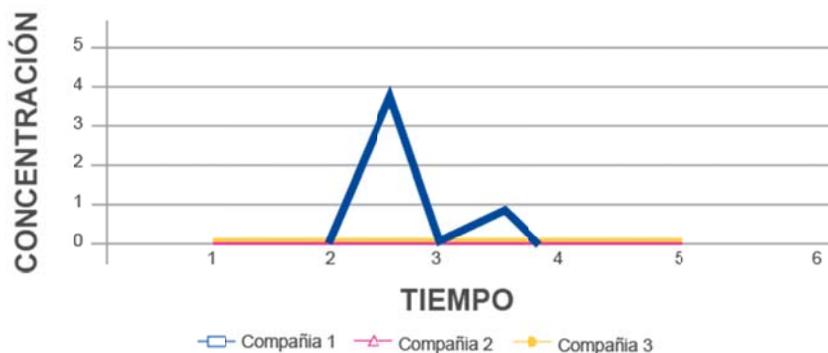


Fig. I.3. Resultado del estudio hipotético realizado por tres compañías, inyectando la mitad de la cantidad de trazador.

De aquí se puede concluir que, tanto la cantidad de trazador como la frecuencia del muestreo son elementos fundamentales en la respuesta del trazador y por consecuencia en la aproximación de la interpretación de los resultados al reflejo fiel del comportamiento del yacimiento en estudio. Así pues, la información que pueda provenir de la prueba de trazadores es directamente proporcional al número de muestras tomadas, por lo que no se debe escatimar en el muestreo y por supuesto se debe tener claramente definida una metodología de diseño de este tipo de pruebas, de tal forma que evite que ocurran este tipo de errores.

Para predecir el comportamiento de los fluidos inyectados al yacimiento, ya sea con fines de desplazamiento de aceite o simplemente como medio de desecho, es necesario contar con datos cuantitativos de los principales parámetros de flujo. Actualmente existen muy pocos métodos para determinar directamente éstos parámetros desde el estudio del trazado en un yacimiento naturalmente fracturado. Principalmente dos problemas obstaculizan el análisis de las pruebas de trazadores: El primero es que un porcentaje importante de los yacimientos en el mundo (geotérmicos y de hidrocarburos) se encuentran en formaciones naturalmente fracturadas (Aguilera 1980, Van Golf-Rach 1982, Saidi 1987) y el análisis disponible de pruebas de trazadores en medios porosos no son aplicables a este tipo de yacimientos. El segundo problema es el modelado de todos los procesos que pueden ocurrir cuando el trazador se mueve a través del medio poroso fracturado. Procesos macroscópicos, como convección y dispersión, y microscópicos como difusión, reacción química, intercambio de iones, adsorción y decaimiento radiactivo, los cuales pueden estar presentes y tienen que ser considerados en el análisis.

El análisis cuantitativo de las pruebas de trazadores depende de la habilidad para describir apropiadamente todos los procesos que influyen en el viaje del trazador a través de todo el yacimiento.

I.5. PRUEBAS PILOTO

La predicción del comportamiento de un yacimiento, sometido a la inyección de un fluido, involucra numerosos factores entre los que se encuentran, las heterogeneidades del yacimiento, los efectos del fluido en el área barrida, las propiedades de los fluidos, entre otros. Las incertidumbres concernientes a las características del yacimiento y la efectividad de los métodos de recuperación adicional, son tales que el análisis de núcleos, el análisis de la mezcla del fluido inyectado con el del yacimiento y el uso de modelos fenomenológicos son generalmente insuficientes para llevar a cabo una aplicación de campo.

Por lo anterior, es necesario disponer de información a escala de pozo que permita conocer el comportamiento de la recuperación. De aquí surge la necesidad de realizar pruebas intermedias, llamadas pruebas piloto. Con estas pruebas de recuperación se determinará, a mayor escala, el rendimiento que pueda esperarse de las operaciones de inyección a nivel de yacimiento.

La implementación de los procesos de recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR) es compleja y la aplicación del proceso de EOR debe ser diseñada a la medida de cada yacimiento. Por lo que, dentro de las etapas para la implantación de un proceso EOR se requiere de la planeación y evaluación de pruebas piloto. Los objetivos de la prueba piloto deben ser definidos claramente. En el diseño de la prueba piloto se toma en cuenta el espaciamiento entre los pozos, los patrones de configuración y los volúmenes determinados a inyectar.

Las condiciones que justifican la implementación de las pruebas piloto se presentan cuando en un campo maduro los procesos de recuperación mejorada no han sido estudiados, el yacimiento es complejo o no se entiende completamente. Las pruebas piloto se encuentran orientadas a reducir los riesgos e incertidumbres en la implementación de una operación de recuperación mejorada.

I.5.1. OBJETIVOS DE UNA PRUEBA PILOTO PARA PROCESOS DE RECUPERACIÓN ADICIONAL

Definir los objetivos de una prueba piloto es el primer paso para diseñar y ejecutar una prueba piloto exitosa. Las pruebas piloto se realizan para resolver las principales incertidumbres técnicas y económicas asociadas con la aplicación de la tecnología de recuperación mejorada (EOR) en un campo específico, a continuación se mencionan los principales objetivos de una prueba piloto:

- ❖ Evaluar la eficiencia de los procesos de EOR en el campo de interés
- ❖ Evaluar los efectos de la geología del yacimiento, particularmente en la eficiencia del barrido
- ❖ Mejorar el pronóstico de producción para reducir los riesgos técnicos y económicos
- ❖ Obtener datos para calibrar los modelos de simulación de yacimientos para tener predicciones completas del campo
- ❖ Determinar la inyectividad de agua y polímeros
- ❖ Identificar los problemas y riesgos operacionales para el desarrollo del campo

I.5.2. TIPOS DE PRUEBAS PILOTO

Cada configuración de las pruebas piloto tienen sus propósitos, en general mientras más compleja y más costoso sea una configuración de una prueba, más fácil será escalarla a condiciones comerciales. Por lo que se debe de encontrar el equilibrio entre el riesgo de un proyecto comercial y el costo de asegurar este mediante los datos provenientes de una prueba piloto.

Las pruebas piloto se clasifican en:

- ❖ Pruebas piloto no-productoras
- ❖ Pruebas piloto productoras
- ❖ Pruebas piloto de pequeña escala no confinadas
- ❖ Pruebas piloto de pequeña escala confinadas
- ❖ Pruebas piloto productoras con multipatrones

i) Pruebas piloto no-productoras

El diseño más simple, es una prueba de inyectividad para determinar la facilidad a la cual el gas se puede inyectar en la formación y evaluar las pérdidas resultantes del proceso. En esta prueba solo se utiliza un pozo inyector, ver Fig. I.4. El pozo inyector se encuentra representado por un círculo negro con una flecha, este tipo de pruebas solo determina la inyectividad.

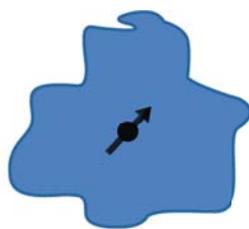


Fig. I.4. Prueba de inyectividad simple.

Se puede agregar un pozo observador o testigo, en la Fig. 1.5 se muestra esta representación. El círculo que se encuentra con un perímetro de color blanco representa la ubicación del pozo observador. Este tipo de arreglo puede determinar la inyectividad, el barrido vertical y la eficiencia del desplazamiento local del gas en la posición del pozo observador y la descripción del yacimiento entre el pozo de inyección y el pozo observador.

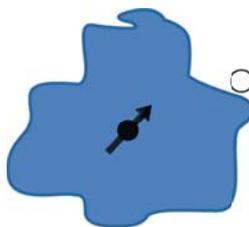


Fig. I.5. Prueba de inyección con un pozo testigo.

Si se incluye un segundo pozo observador alineado con el anterior, se puede asegurar el barrido vertical sobre la distancia que separa a los dos pozos observadores. En la Fig. I.6 se representa esquemáticamente la descripción

anterior. En el diseño de la localización de los pozos observadores se debe de tomar en cuenta las heterogeneidades del yacimiento y los gradientes de presión que son los factores responsables de que los fluidos inyectados se desplacen lejos de los pozos de inyección. Este tipo de pruebas permite determinar la inyectividad, el barrido vertical y la eficiencia de desplazamiento en los pozos observadores, conocer el barrido vertical vs la distancia.



Fig. I.6. Prueba de inyección con pozos de observación alineados.

La colocación de múltiples pozos observadores alrededor del pozo inyector permite no solo el aseguramiento de una eficiencia en el barrido vertical del pozo inyector, sino también conocer la eficiencia de barrido de área, ver Fig. I.7. El producto de las eficiencias de barrido vertical y de área, proporciona una estimación de la eficiencia de barrido volumétrico para el patrón o arreglo de pozos, descripción del yacimiento entre el pozo inyector y los pozos observadores.

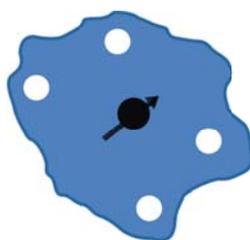


Fig. I.7. Prueba de inyección con múltiples pozos testigo en el área.

Las ventajas de este tipo de pruebas son: bajo costo, rápida estimación del aceite movilizado contra distancia recorrida, no se requiere instalaciones de producción, estimación de la inyectividad y resultados rápidos. En tanto que entre las desventajas de este tipo de pruebas piloto, se pueden mencionar: no se produce aceite, no se tiene experiencia operacional con la producción, no se confirma la eficiencia de barrido, datos limitados sobre el

control de la movilidad, sobre el comportamiento en general, retención química, extremadamente sensibles a las pérdidas de fluido.

ii) Pruebas piloto productoras

Las pruebas piloto que se incorporan a los pozos de producción proveen datos más directos para la recuperación de los hidrocarburos remanentes en el yacimiento, transporte de fluido a través del yacimiento y sobre el gradiente de presión entre los pozos inyectores y productores.

Otra ventaja de las pruebas piloto productoras es la experiencia que se adquiere con la separación y manejo de los fluidos producidos. Las instalaciones a pequeña escala que requiere la prueba pueden ser fácilmente modificadas y así ganar experiencia con la separación y reciclado de los fluidos. Si la prueba piloto es exitosa, entonces la experiencia acumulada en el diseño de instalaciones puede ser trasladada en ahorro en costos asociados con la construcción de instalaciones comerciales.

En estas pruebas, se incluyen los pozos inyectores, los pozos productores que se encuentran alrededor del pozo inyector; así como los pozos observadores. Los pozos observadores se encuentran en varios puntos intermedios entre el pozo inyector y productor. Este tipo de pruebas pueden proporcionar información valiosa como el transporte de fluidos en el yacimiento; así como la movilidad de los mismos que puede ser tomada de los pozos observadores. Dentro de los métodos empleados para la adquisición de datos de los pozos observadores se encuentran: la tomas de registros, muestreo y mediciones de presión.

Las pruebas piloto en pozos productores no solo permiten un mejor entendimiento de la inyectividad de los fluidos dentro de la formación, si no más importante aún, proporcionan datos cuantitativos del potencial de producción para el proceso de recuperación de hidrocarburos y, subsecuentemente, una estimación más precisa sobre el aceite recuperado.

El arreglo simple invertido de cinco puntos es comúnmente empleado para proveer esta información. En la Fig. I.8 se representa este arreglo, el punto negro con la flecha representa el pozo inyector y el los puntos negros los pozos productores.

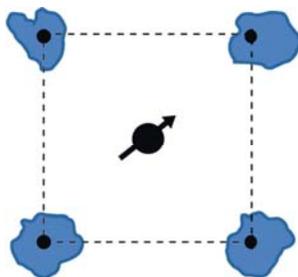


Fig.I.8. Arreglo invertido de cinco puntos.

Este tipo de pruebas determina la inyectividad y productividad, así como un estimado del aceite a recuperar. Este arreglo se encuentra asociado a las pruebas piloto de pequeña escala no confinadas.

Si el arreglo normal de cinco pozos está conformado por cuatro pozos inyectores y uno productor, ver Fig. I.9, entonces este tipo de arreglos también determina la inyectividad y productividad; así como mejora la estimación de la recuperación de aceite. Este tipo de arreglo se utiliza para las pruebas piloto confinadas de pequeña escala.

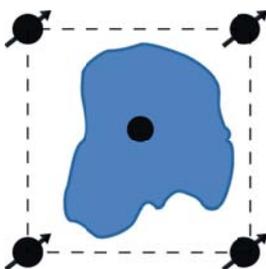


Fig. I.9. Arreglo normal de cinco pozos.

El arreglo invertido de cinco puntos con pozos observadores, se presenta igual que el arreglo invertido de cinco puntos pero con la adición de pozos observadores entre el pozo inyector y los pozos productores, en este arreglo se representan los pozos observadores como círculos blancos, como lo muestra la Fig. I.10.

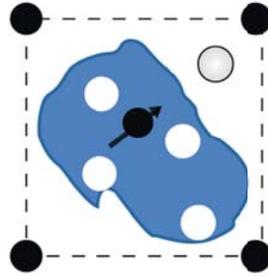


Fig. I.10. Arreglo invertido de cinco puntos con pozos observadores.

Este tipo de arreglos permite conocer la inyectividad y productividad, la estimación del aceite a recuperar, el barrido vertical en los pozos observadores, la eficiencia del desplazamiento en los pozos observadores, el barrido vertical vs distancia y el barrido del área.

El patrón repetido del arreglo invertido de cinco puntos, ver Fig. I.11 es la repetición del arreglo invertido de 5 puntos para abarcar una mayor área y conocer mejor heterogeneidades del yacimiento. Este patrón se encuentra asociado pruebas piloto productoras con multipatrones.

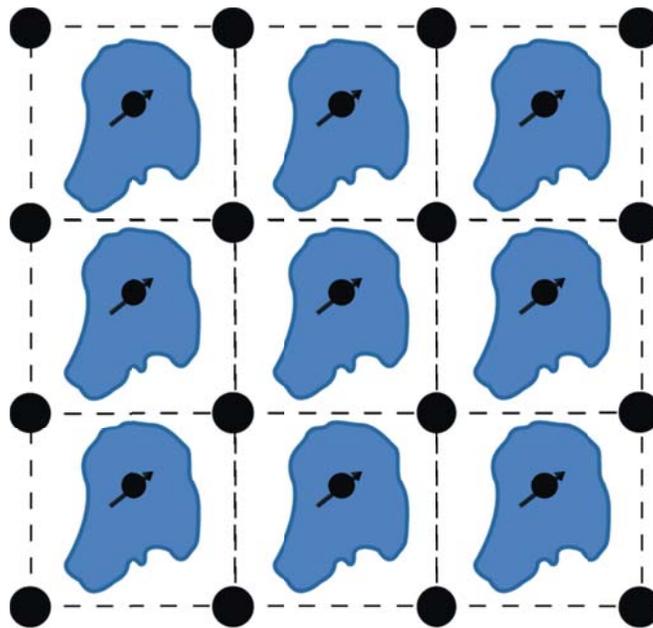


Fig. I.11. Patrón repetido del arreglo invertido de cinco puntos.

I.5.3. EVALUACIÓN DE LAS PRINCIPALES PROBLEMÁTICAS EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN

Las pruebas piloto se aplican principalmente para determinar ciertas características críticas en el proceso de inyección propuesto como método de recuperación adicional para un campo en estudio. En general se puede decir que lo que se busca de las pruebas piloto es evaluar los siguientes factores, determinantes para el éxito de los procesos:

- i. La inyectividad, se tiene que evaluar la tasa de fluidos inyectados en el pozo a diferentes gastos, con el fin de calcular e interpretar el índice de inyectividad. También se puede calcular la inyectabilidad calculando la distribución de la permeabilidad cerca del pozo de inyección. Esta distribución se puede extraer de los perfiles de flujo, pruebas de decremento de presión y de gasto por etapas.
- ii. La boyancia del gas (gravity override), se evalúa conociendo el cambio de la saturación del gas con la profundidad y la distancia al pozo inyector. Esta evaluación se puede calcular con la toma de registros en ciertos intervalos de tiempo en el pozo y en el resultado de las pruebas de laboratorio usando núcleos tomados después del paso del frente de flujo en la formación. Otra forma de evaluar la boyancia de gas es calculando la permeabilidad vertical en el pozo, ésta se calcula con pruebas de laboratorio de núcleos tomados de la formación, pruebas de pulso vertical y de capas cruzadas.
- iii. La canalización y pérdida de movilidad de los fluidos de control se puede analizar de la interpretación de los cambios de saturación de aceite con base en registros de monitoreo y la relación gas aceite obtenida de muestras producidas. También se pueden analizar estos factores con base en la interconectividad entre pozos usando trazadores y registros de presión. De las muestras recolectadas de los trazadores inyectados, se pueden calcular los balances de volúmenes de aceite, gas, agua y trazadores producidos; para determinar el volumen barrido. Interpretando estos resultados se puede conocer la eficiencia en el área barrida.

A continuación se presenta una tabla con los diversos mecanismos que se describieron para pruebas piloto, la información necesaria para la interpretación de estos fenómenos y las herramientas y técnicas para obtener esta información.

Tabla I.2. Mecanismos, tomas de datos y herramientas utilizadas para su interpretación en pruebas piloto.

Mecanismos	Datos para su interpretación	Herramientas y técnicas
Inyectividad	Índice de inyectividad	Inyección de varios gastos Tomas de presión de fondo
	Distribución de la permeabilidad cerca del pozo de inyección	Toma de perfiles de flujo Pruebas de caídas de presión Pruebas de gasto por etapas
Boyancia del gas	Cambio de la saturación del aceite con la profundidad y distancia del inyector.	Toma de registros por lapsos de tiempo para monitorear el pozo Toma de núcleos después de que pase el frente del flujo inyectado
	Permeabilidad vertical	Datos de núcleos Prueba de pulsos verticales Prueba de pulsos en capas cruzadas
Canalización, Pérdida del control de la movilidad	Cambio de la saturación del aceite con la profundidad y distancia del inyector	Toma de registros por lapsos de tiempo para monitorear el pozo
	Relación gas aceite	Tomas de muestras producidas cuando el fluido inyectado se abre paso tempranamente
	Trazadores entre pozos	Toma de muestras producidas y su análisis en laboratorio
	Registro de presiones	Toma de presión con flujo y cierre de bombas
Barrido del área	Balance volumétrico del aceite, gas, agua y trazadores producidos para determinar el barrido de poro volumétrico	Toma de muestras producidas de los trazadores inyectados

Las pruebas piloto son una herramienta clave para evaluar estos fenómenos y ofrecer una correcta descripción del yacimiento. A continuación se describen tres de los principales problemas que se pueden presentar en las pruebas de inyección de agua alternada con gas:

- i) En algunas situaciones, no es posible inyectar agua y gas a los gastos deseados. Las variables que controlan la inyectividad en el yacimiento son la permeabilidad efectiva y el daño en las paredes del agujero. Este tipo de problemas se puede estudiar con pruebas en laboratorio y con pruebas piloto, para evaluar la eficiencia de la inyectividad.

- ii) El segundo problema que se encuentra, es la canalización del gas a través de zonas de alta permeabilidad, a estas zonas se le llama comúnmente zonas ladronas. El impacto de este efecto se ve reflejado en eficiencias menores a las esperadas en el barrido. El fenómeno de la canalización es controlado por la permeabilidad y la distribución de las heterogeneidades alrededor del pozo. La Fig. I.12 muestra la descripción del fenómeno de canalización entre los pozos inyector y productor, el amarillo representa al avance del gas en el yacimiento y el verde la formación. Este fenómeno puede ser evaluado con estudios descriptivos geológicos y del yacimiento, pruebas de trazadores, pruebas de interferencia, realizadas antes de la inyección del gas, historiales de inyección de agua y pruebas piloto.

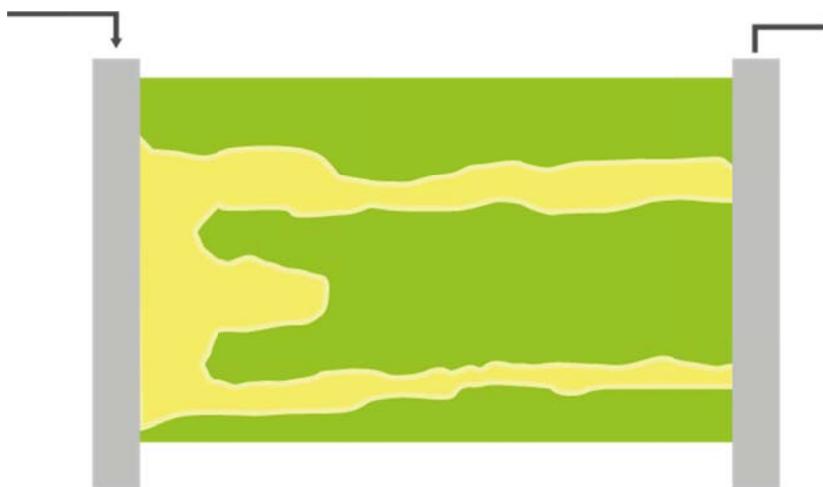


Fig. I.12. Canalización entre los pozos inyector y productor.

- iii) El tercer problema, es el comportamiento del gas. El gas es menos denso que el agua y el aceite. La baja densidad del gas hace que este tienda a fluir por encima de la trayectoria esperada para un líquido entre los pozos inyector y productor (gravity override), este efecto es más evidente a medida que el flujo se aleja del pozo de inyección. Bajo estas circunstancias el barrido solo se da en la parte superior de la zona. En la Fig. I.13 se presenta la representación del fenómeno de boyancia o flotación, al que el patrón de flujo del gas inyectado se ve sometido. El avance del gas entre los dos pozos se encuentra representado por el color amarillo, el color verde representa la formación. Este fenómeno puede ser evaluado con estudios descriptivos geológicos y del yacimiento, simulaciones, así como la implementación de pruebas piloto.



Fig. I.13. El fenómeno de boyancia del gas entre pozos.

I.5.3. MEJORES PRÁCTICAS EN LAS PRUEBAS PILOTO

El éxito en la implementación de las pruebas piloto requiere una gran planeación. Es esencial el desarrollo previo de un modelo de simulación detallado del área de la prueba piloto, con el fin de optimizar el diseño de la prueba piloto y monitorear el programa. A los pozos usados para estas pruebas se les deben de sacar registros y recolectarles núcleos. Con el fin de obtener información que permita tener una descripción consistente del yacimiento. Buscando minimizar las incertidumbres en la interpretación de las pruebas piloto, se han desarrollado una serie de procedimientos que se deben de tener en cuenta:

- ❖ Dejar un periodo de tiempo adecuado que permita estabilizar la producción antes de la iniciación de las operaciones de recuperación mejorada (EOR)
- ❖ El fenómeno de deriva de los fluidos se debe de minimizar con el objetivo de que el área de una prueba piloto actúe como un verdadero sistema confinado. Esto se asegura localizando la prueba piloto en un área donde no se tengan grandes gradientes de presión
- ❖ Los gastos de inyección y producción deben de ser bien diseñados con el fin de mantener un patrón de balance y maximizar la eficiencia de barrido de área en la prueba piloto
- ❖ La inyección de fluido debe mantenerse constante e ininterrumpida
- ❖ Las zonas de inyección y producción deben de estar aisladas del resto del área, de tal forma que solo la zona productora de la prueba piloto este tomando la inyección de los fluidos

- ❖ La prueba piloto debe ser realizada y monitoreada de acuerdo al plan hasta que se tengan suficientes datos para dar validez a la simulación del modelo, no tratar de optimizar con base en resultados tempranos

Estas prácticas fueron desarrolladas de la experiencia de ExxonMobil en la aplicación de pruebas piloto, las cuales fueron basadas de la operación de más de 50 campos usando pruebas piloto, cubriendo el rango completo de los procesos de recuperación adicional.

Se encontró que las pruebas piloto se realizan en largos períodos de tiempo, hay reportes de pruebas de campo que tardaron en ser aplicadas de seis meses, hasta tres años.

Los fluidos empleados para inyectar son diversos, algunos de ellos son los surfactantes, CO₂ miscible, hidrocarburo miscible, gas inmisible, vapor y geles poliméricos. Se han encontrado técnicas para mejorar la producción usando pruebas piloto, como la estimulación cíclica con vapor (Cyclic Steam Stimulation, CSS) y la del mejoramiento de la recuperación utilizando líquidos asistidos con vapor (Liquid Assisted Steam Enhanced Recovery, LASER). En el caso que se tuvo acceso se usaron estas dos técnicas, y se implementó la inyección de solventes de hidrocarburos con el vapor, para mejorar la extracción del bitumen.

Se encontró otro caso donde se utilizó la técnica de emulsión estabilizada de sólidos (Solid Stabilized Emulsion, SSE) para procesos de recuperación de hidrocarburos pesados. Este proceso involucra la creación de inyección de sólidos estabilizados en una emulsión de agua en aceite, para favorecer el desplazamiento del aceite viscoso.

I.6. PROCESOS DE RECUPERACIÓN ADICIONAL Y PRUEBAS PILOTO EN EL MARCO INTERNACIONAL

Los métodos de recuperación mejorada se aplican con sustento técnico desde los años 50's, adquiriendo impulso con cada incremento en el precio del aceite. Este incremento de precios se presenta principalmente por la

declinación de la producción de los campos convencionales y la situación socio-política mundial (Irak, Kuwait, Libia, Irán, etc.).

Al año 2010 se reportaron 316 proyectos en la revista Oil & Gas Journal. Actualmente existen más de 350 proyectos de recuperación mejorada en el mundo, siendo atribuibles a ellos el 2.2% de la producción global de aceite. En la Fig. I.14 se presentan los procesos de recuperación mejorada que se encuentran en desarrollo/producción, en fase de investigación y desarrollo; así como las pruebas piloto operadas por las empresas transnacionales a nivel mundial.



Fig. I.14. Pruebas piloto y experiencia mundial en EOR.

Las mejores prácticas descritas en la sección anterior, las cuales se basan en experiencia amplia en pruebas piloto de la compañía ExxonMobil, la misma que ha operado más de 50 pruebas piloto en diferentes campos, cubriendo un amplio rango de procesos de recuperación adicional de petróleo.

I.7. PRUEBAS PILOTO EN MÉXICO

La justificación de la implementación de los métodos de recuperación mejorada (EOR) se encuentra sustentada en la existencia de grandes volúmenes de aceite remanente, bajo los esquemas de explotación convencionales en los campos maduros de México, así como en la necesidad de incursionar en yacimientos de alta complejidad (crudos extra-pesados y yacimientos de baja permeabilidad). Esta tecnología dará a México una producción sostenida a mediano y largo plazo.

Con base en el reporte presentado por PEMEX Exploración y Producción, al año 2007, en México se presentaron 29 proyectos de recuperación adicional, estos incluían pruebas piloto e implementaciones en arenas y carbonatos. Ver Fig. I.15.

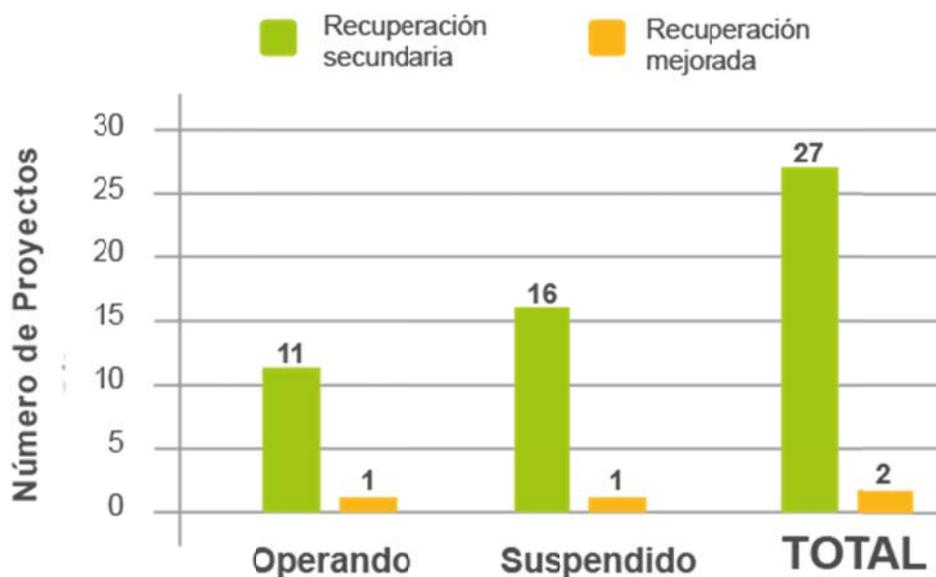


Fig. I.15. Proyectos de EOR en México al 2007.

En la Fig. I.16 se presenta esquemáticamente el incremento de la producción al implementar las metodologías de recuperación secundaria y mejorada en campos mexicanos. Para asegurar el éxito de la recuperación secundaria y mejorada, la implementación de pruebas piloto es esencial (Moctezuma, 2011).

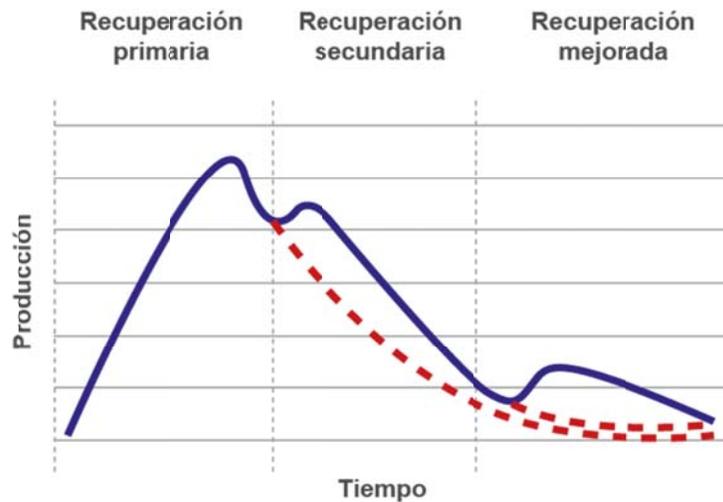


Fig. 1.16. Incremento de EOR en México.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) tiene definido 19 campos con las metodologías de recuperación secundaria y mejorada a aplicar en cada uno de ellos. Por lo que, las pruebas piloto desempeñan un papel importante para asegurar la implementación de la recuperación mejorada. En la Fig. 1.17 se presentan los campos y los métodos de EOR programados por PEMEX Exploración y Producción (PEP).

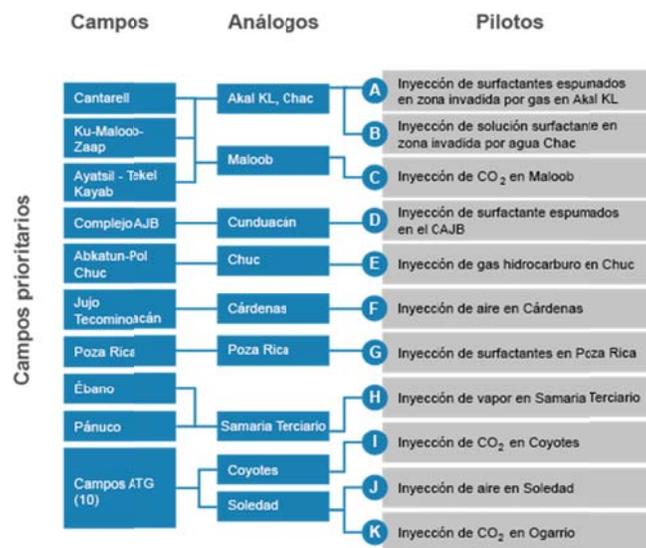


Fig. 1.17. Procesos de EOR programados por PEP para aplicar en los diferentes campos de México.

Asimismo, se están desarrollando proyectos para la asimilación de tecnologías entre instituciones de educación superior y/o centros de investigación mexicanos.

La implementación de procesos de Recuperación Mejorada es estratégica para PEP, ya que podrían lograrse incrementos potenciales del factor de recuperación adicional del 3 al 8%, con un volumen de reservas 3P estimado hasta de 16 MMMbpce en los próximos 25 años.

La visión de PEP para el 2020 es consolidarse e intensificar proyectos de recuperación secundaria y ser la empresa líder en recuperación mejorada para Yacimientos Naturalmente Fracturados (Silva, 2012). Por lo que se estima que el desarrollo de las pruebas piloto en México tendrá una gran inversión en la próxima década.

Los proyectos de recuperación adicional en México, se iniciaron en el año de 1951 con la inyección de agua en el campo Poza Rica, con información de la Base de Datos Institucional de PEMEX (PEMEX, 2007). Para el año 2007, se habían implementado 29 proyectos y se tenían cuatro en planeación (Tabla I.3).

Tabla I.3. Proyectos de recuperación adicional en México.

No.	Región	Activo	Proyecto	Inicio de Inyección	Fluido de Inyección	Tipo de Recuperación	Tipo de Roca	Estado
1	Norte	Poza Rica	Poza Rica	mar-51	Agua	Secundaria	Carbonatos	O
2	Norte	Poza Rica	Poza Rica	sep-51	Gas Hidrocarburo Inmiscible	Secundaria	Carbonatos	S
3	Norte	Poza Rica	San Andrés	jul-66	Agua	Secundaria	Carbonatos	S
4	Norte	Poza Rica	Tamaulipas Constituciones	may-68	Agua	Secundaria	Carbonatos	O
5	Sur	Bellota Jujo	El Golpe	nov-70	Agua	Secundaria	Arenas	S
6	Sur	Cinco Presidents	La Venta	abr-74	Agua	Secundaria	Arenas	S
7	Sur	Cinco Presidents	Cinco Presidentes	dic-76	Agua	Secundaria	Arenas	O
8	Sur	Muspac	Sitio Grande	jun-77	Agua	Secundaria	Carbonatos NF	S

9	Sur	Cinco Presidents	Cuichapa	jul-77	Agua	Secundaria	Arenas	S
10	Sur	Samaria-Luna	Antonio J Bermudez	oct-77	Agua	Secundaria	Carbonatos NF	O
11	Sur	Cinco Presidents	Sanchez Magallanes	jul-78	Agua	Secundaria	Arenas	O
12	Sur	Cinco Presidents	San Ramón	ago-78	Agua	Secundaria	Arenas	S
13	Sur	Cinco Presidents	Rodador	ago-78	Agua	Secundaria	Arenas	S
14	Sur	Muspac	Cactus dolomia	sep-78	Agua	Secundaria	Carbonatos NF	S
15	Norte	Poza Rica	Hallazgo	oct-78	Agua	Secundaria	Carbonatos	S
16	Sur	Muspac	Artesa	mar-79	Agua	Secundaria	Carbonatos NF	S
17	Sur	Cinco Presidents	Bacal	mar-80	Agua	Secundaria	Arenas	O
18	Norte	Poza Rica	Arenque	jun-80	Agua	Secundaria	Carbonatos	S
19	Sur	Cinco Presidents	Puente	ene-81	Agua	Secundaria	Arenas	S
20	Sur	Cinco Presidents	Otates	mar-81	Agua	Secundaria	Arenas	O
21	Norte	Poza Rica	Remolino	feb-82	Agua	Secundaria	Carbonatos	S
22	Sur	Cinco Presidents	Ogarrio	ene-84	Agua	Secundaria	Arenas	O
23	Norte	Poza Rica	Barcodón	nov-88	Agua	Secundaria	Carbonatos	S
24	Sur	Cinco Presidents	Moloacan	ene-91	Agua	Secundaria	Arenas	S
25	Marina Suroeste	Abkatun Pol Chuc	Abkatun Pol Chuc	mar-91	Agua	Secundaria	Carbonatos NF	O
26	Marina Noreste	Cantarell	Akal	ene-00	N ₂ Inmiscible	Secundaria	Carbonatos NF	O
27	Sur	Muspac	Artesa	nov-00	CO ₂ Miscible	Mejorada	Carbonatos NF	S
28	Sur	Muspac	Sitio Grande	ene-05	CO ₂ Miscible	Mejorada	Carbonatos NF	O
29	Marina Noreste	Cantarell	Ek-Balam	jun-06	Agua	Secundaria	Carbonatos NF	O
30	Sur	Bellota Jujo	Jujo Tecominoacán	-	N ₂ Inmiscible	Secundaria	Carbonatos NF	P
31	Marina Noreste	Ku Maloob Zaap	Ku Maloob Zaap	-	N ₂ Inmiscible	Secundaria	Carbonatos NF	P
32	Sur	Samaria-Luna	A J Bermudez	-	N ₂ Inmiscible	Secundaria	Carbonatos NF	P
33	Marina Suroeste	Abkatun Pol Chuc	Abkatun Pol Chuc	-	N ₂ Inmiscible	Secundaria	Carbonatos NF	P

Las letras NF significan naturalmente fracturados y las letras indican: O – En Operación; S – Suspendido; P – En Planeación

Para ese mismo año, se tiene conocimiento de la existencia de ocho pruebas piloto en México, seis realizadas y dos en etapa de planeación (Tabla I.4).

Tabla I.4. Características de ocho pruebas pilotos implementadas en México últimos datos.

Región	Activo	Campo	Inicio de la Prueba	°API	Fluido de inyección	Tipo de prueba	Arreglo de Pozos	Tipo de roca	Estado
Norte	Poza Rica	Cacalilao	1967	14	Vapor de agua	Estimulación local con vapor en pozo	1 pozo	Carbonato	R
Marina Suroeste	Abkatun - Pol - Chuc	Abkatun	1985	28	Agua de mar tratada	Inyección de agua.	5 pozos Inyectores	Carbonato NF	R
Norte	Poza Rica	Agua Fría	1999	23	Agua congénita	Inyección de agua	1 inyector 4 productores	Carbonato	R
Sur	Bellota - Jujo	Jacinto	2000	45	Gas hidrocarburo	Inyección de gas hidrocarburo seco	1 inyector 4 productores	Carbonato NF	R
Sur	Bellota - Jujo	Tecominoacan	2003	38	Gas hidrocarburo	Inyección de gas hidrocarburo dulce	1 Inyector 5 productores	Carbonato NF	R
Sur	Bellota - Jujo	Jujo	2005	38	Gas hidrocarburo	Inyección de gas hidrocarburo amargo	2 inyectores 8 productores	Carbonato NF	R
Norte	Poza Rica	Agua Fría	--	23	Agua congénita	Industrial de inyección de agua en una serie de arreglos	5 Pozos inyectores 18 Pozos productores	Carbonato	P
Sur	Bellota - Jujo	Cárdenas	--	40	Aire	Inyección de aire	1 inyector 2 productores	Carbonato NF	P

R = Realizado; P = Planeación

De acuerdo a los reportes de cada uno de estos proyectos y pruebas piloto, solo en muy pocos casos se ha considerado la inclusión de pruebas de trazadores, por lo que se perdió la oportunidad de obtener información valiosa, que apoyaría en la caracterización, monitoreo y diseño de la posible masificación de estos procesos.

I.8. PRUEBAS DE TRAZADORES A NIVEL MUNDIAL

En esta sección se presenta un breve análisis de las pruebas de trazadores realizadas en diferentes campos en el mundo. De lo reportado en la literatura técnica en relación a las pruebas de trazadores entre pozos, aplicadas a la industria petrolera, se puede establecer que la mayoría de los artículos no identifican la composición química de los trazadores empleados y los trazadores se identifican simplemente por sus nombres comerciales. También, muy pocos de estos artículos proporcionan detalles en relación a la selección del trazador y el diseño de la prueba. Lo anterior se puede atribuir al hecho de que frecuentemente los resultados de las pruebas de trazadores son confidenciales en la industria petrolera; y como resultado no se identifican áreas de oportunidad en proyectos pasados, lo que conduce al desarrollo pausado de los métodos de análisis de las pruebas de trazadores entre pozos petroleros.

Actualmente, se cuenta con avances en los métodos de análisis numéricos; sin embargo la mayoría de los estudios reportados en la industria petrolera todavía son de naturaleza cualitativa, como se presenta en la Fig. I.18.

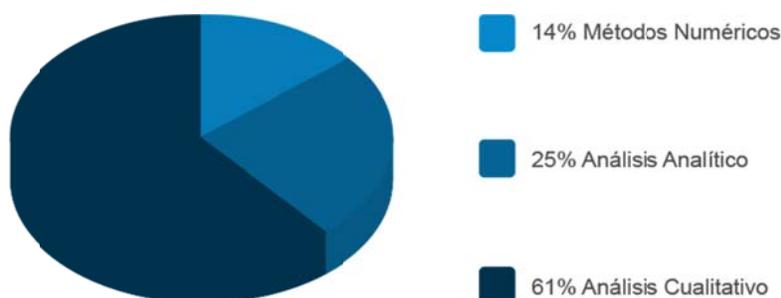


Fig. I.18. Métodos de análisis del total de las pruebas de trazadores entre pozos petroleros reportados en la literatura (43 pruebas Du Y. y Guan, 2005).

Las localizaciones geográficas de estas pruebas se presentan en la Tabla I.5.

Tabla I.5. Ubicación geográfica de Pruebas de Trazadores entre pozos en revistas publicadas (Du Y. y Guan, 2005).

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

De acuerdo con lo reportado en estos estudios, se puede mencionar que varios factores pueden conducir al fracaso en una prueba de trazadores; el factor más frecuente es un deficiente programa de muestreo; otros factores son: una mala selección del trazador empleado y/o cantidad insuficiente del mismo. Como conclusiones de las experiencias reportadas se comenta lo siguiente:

- ❖ El diseño de la prueba de trazadores es crucial. Si el proyecto de trazadores no tiene un diseño adecuado, es casi imposible que la prueba sea exitosa.
- ❖ La implementación del diseño de la prueba de trazadores es crucial en el éxito de la prueba.

Con base en lo anterior, es posible concluir que hoy día, el análisis de las pruebas de trazadores todavía es en su mayoría cualitativo; es decir, se han sub-utilizado los resultados de este tipo de pruebas. El potencial de las pruebas de trazadores incluye la caracterización dinámica del yacimiento, para lo cual es necesario obtener curvas de respuesta de los trazadores que puedan interpretarse y modelos más representativos del flujo de trazadores en un medio poroso para resolver el problema inverso de estas pruebas. Por lo que, la industria petrolera requiere dedicar grandes esfuerzos al modelado de pruebas de trazadores, así como a los métodos de interpretación, con el fin de lograr mayores ventajas de los resultados provenientes de la aplicación de esta útil herramienta de caracterización de yacimientos.

I.9. ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE TRAZADORES EN MÉXICO

En México se han aplicado varios estudios de pruebas de trazadores entre pozos; a continuación se presenta una tabla que contiene prácticamente todas las pruebas realizadas en campos nacionales. Cabe mencionar que en México no se ha realizado ninguna prueba con el fin de obtener la saturación residual de aceite, así que todas las pruebas reportadas en la Tabla I.6 se refieren a pruebas entre pozos cuyo objetivo fue detectar la comunicación entre ellos. La tabla 1.6 representa el uso de las pruebas de trazadores entre pozos en México; en ésta se presenta también el año de aplicación, campo, ubicación, tipo de trazador y realizador (Ramírez–Sabag, 2008).

Tabla I.6. Pruebas de Trazadores Realizadas en México.

Inyección de trazadores en campos mexicanos					
Año	Campo	Región	Tipo de trazador	Realizador	Tipo de Análisis
1973	Tamaulipas- Constituyentes	Norte	Radioactivos (Tritio, Tiocianato de Amonio, Yodo)	PEMEX-IMP	Cualitativo
1983	Sitio Grande	Sur	Radiactivo (Tritio)	IMP	Cualitativo
1984	Samaria Sur	Sur	Radiactivos (Tritio, Iridio)	IMP	Cualitativo
1985	Campo Abkatún- Pol-Chuc:	Marina Suroeste	Radiactivo (Tritio)	IMP	Cualitativo
1991	Abkatún-Pol- Chuc:	Marina Suroeste	Radiactivos (Tritio, C-14, Yodo-125, Co 57 y Co 60)	IMP	Cualitativo
1996	Samaria Sur	Sur	Radiactivos (Tritio, Yodo-125 y Carbono 14)	IMP	Cualitativo
1997	Sitio Grande	Sur	Radiactivo (Tritio)	IMP	Cualitativo
1999	Jujo- Tecominoacán	Sur	Químicos (Perfluoromethycyclopentene (PMCP) y Perfluorodimethycybutane (PDMCB))	ProTechnics- O Jeito	Cualitativo
1999	Akal-G. Cantarell	Marina Noreste	Radiactivos (Tolueno Tritiado, tritio)	ProTechnics Operación IMP	Cualitativo
2000	Akal-E Cantarell	Marina Noreste	Radiactivos fase gas (Metano Tritiado, Tritio, Kripton)	ProTechnics Operación IMP	Cualitativo
2002	Poza Rica	Norte	Químicos (25 tipos de familia de Ácido Fluorobenzoicos (FBA))	Ojeito y ProTechnics	Cualitativo

2002	Campos Ku	Marina Noreste	Radiactivo fase gas (Metano Tritiado)	IMP-GTT*	Cuantitativo
2002	Sitio Grande	Sur	Radiactivos (Yodo-125, Tritio, Carbono-14)	IMP	Cualitativo
2006	Complejo Antonio J. Bermúdez	Sur	Radiactivo fase gas (Metano Tritiado)	IMP-GTT*	Cuantitativo

*Grupo de Tecnología de Trazadores, IMP

Cabe mencionar que como se observa en la Tabla I.6, los realizadores de las pruebas hasta el año 2000 han sido personal del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) del Área de Tecnología Nuclear; posteriormente se tiene una intervención de compañías privadas de una prueba de trazador gaseoso. Se realizaron otras dos aplicaciones con un nuevo esquema, pruebas de trazadores integrales (diseño, operación e interpretación), a cargo del grupo del IMP de Tecnología de Trazadores (GTT-IMP).

Derivado de la revisión de la literatura, se ha identificado que se cuenta con muy poca información respecto a las pruebas de trazadores realizadas en México. También, se hace notar que no se cuenta con una base de datos que facilite el acceso a los reportes de las mismas, ni tampoco se cuenta con una lista de las pruebas realizadas. Esta situación ocasiona que no se pueda disponer de todos los reportes, principalmente por el tiempo en el que fueron realizadas y porque en algunos casos es información confidencial. El no contar con la información completa de las aplicaciones, refleja un problema serio, ya que no se puede aprender de las experiencias y por lo mismo se avanza lentamente en los desarrollos que mejoren estas aplicaciones.

Es importante resaltar que no todas las pruebas desarrolladas cuentan con un reporte disponible; los que sí están disponibles, presentan la información de forma muy diversa (incluso en los casos en los que el mismo equipo realiza las pruebas). Dichos reportes, en el mejor de los casos, presentan objetivos definidos de la prueba, y como resultados de la misma, presentan gráficas de concentración contra tiempo, con ello se demuestra o no la presencia del trazador inyectado en los pozos productores monitoreados. No se omite mencionar que en muchas ocasiones no se interpreta la prueba a pesar de las gráficas reportadas.

Derivado del análisis de la información disponible en los reportes de la mayoría de las pruebas realizadas antes del 2002, en campos petroleros de México, en términos generales se comenta lo siguiente:

- ❖ En la información disponible analizada, no se observa que los realizadores hayan aplicado o seguido alguna metodología para el diseño de las pruebas; esto es: criterio para selección de trazadores, cálculo de la cantidad de trazador, concentración de la solución de trazador, predicción del comportamiento de flujo del trazador, programa de muestreo y niveles de detección.

- ❖ Los resultados presentados en los reportes se enfocan a presentar las curvas de concentración contra tiempo en los pozos recolectores, siendo su principal o único objetivo de estas pruebas determinar la dirección preferente de flujo. Con base en lo anterior, se considera que estas pruebas pueden aprovecharse para que además de los objetivos establecidos, pueda realizarse un análisis e interpretación de la prueba, para lograr hacer una caracterización de esa zona del yacimiento.

- ❖ No se presentan datos de pruebas de laboratorio de algunas de las características de los trazadores utilizados en las pruebas, como la adsorción en la roca del yacimiento, el coeficiente de partición, niveles de detección, etc.

CAPÍTULO II. PRUEBAS DE TRAZADORES

La utilidad de los trazadores en el seguimiento de los fluidos inyectados en un yacimiento proviene de la suposición de que el compuesto utilizado para marcar el fluido inyectado refleja el comportamiento de este fluido en el yacimiento, de aquí que se defina a un trazador como un compuesto químico, sea estable o radioactivo, que se agrega a los fluidos inyectados en el yacimiento para seguir su comportamiento en la formación y por consiguiente deben cumplir una serie de condiciones:

- ❖ Deben ser estables a condiciones de yacimiento
- ❖ Deben tener un comportamiento similar al fluido marcado
- ❖ Deben estar ausentes o en concentraciones mínimas en el yacimiento
- ❖ Deben tener muy poca o ninguna reacción con rocas y/o fluidos yacimiento
- ❖ Debe existir la capacidad de analizarlo cuantitativamente a concentraciones muy bajas (partes por billón – partes por trillón) por métodos comerciales
- ❖ Deben ser ambientalmente seguros en las concentraciones producidas
- ❖ Se debe contar con disponibilidad comercial a un costo razonable

Un programa de trazadores para monitorear procesos de recuperación por inyección de fluidos, se diseña en función de las características del proceso, las propiedades del yacimiento y las necesidades del proyecto de recuperación adicional objeto del monitoreo (Fig. II.1). Este consiste en la inyección del (os) trazador(es) en un pozo y su producción en otro, de aquí el nombre de pruebas entre pozos con que se les conoce y cuya aplicación se incluye cada vez más en proyectos de recuperación adicional en todo el mundo.



Fig. II.1. Programa de pruebas de trazadores.

Es importante señalar, como ya se mencionó, que la mayor parte de las pruebas de trazadores reportadas en la literatura son de carácter cualitativo y, en menos del 40% de los casos se han reportado resultados analíticos y/o numéricos, todos en los últimos años. Así mismo, debido al carácter confidencial de la mayoría de las pruebas de trazadores, se ha publicado mucha mayor información y detalles de programas de trazadores en el campo de la hidrología que en el campo del petróleo (Du y Guan, 2005).

Se debe definir una estrategia de monitoreo según el objetivo del proceso que se va a trazar es vital en un programa de trazadores. Es prácticamente imposible obtener éxito con una prueba pobremente diseñada, para lo cual se requiere una clara definición de los objetivos de la prueba, una elección adecuada de los pozos inyectoros y productores a monitorear, selección adecuada de los trazadores y suficiente cantidad del producto a inyectar, de aquí la necesidad de disponer de la mayor información posible, tanto del proceso como del yacimiento. El primer requerimiento en la estrategia de diseño de una prueba de trazadores es la definición de los objetivos específicos que se persiguen con cada una de las pruebas pozo a pozo propuestas e identificando las propiedades del yacimiento que se desean reconocer y la selección de pozos a inyectar y monitorear.

Una prueba de trazadores consta de cuatro fases fundamentales: Diseño (evaluación de la estrategia), Ejecución (inyección), Análisis (monitoreo y seguimiento radio/químico) e Interpretación, las cuales son consecutivas y están estrechamente relacionadas entre sí, como se muestra en el esquema de la Fig. II.2.



Fig. II.2. Fases de un programa de trazadores.

El análisis de pruebas de trazadores requiere una metodología que contemple desde el diseño mismo de la prueba, el uso de uno o varios modelos matemáticos que representen el flujo de trazadores en medio poroso, un método de optimización de los parámetros involucrados en el proceso todo esto de acuerdo con el “Manual para el análisis de Pruebas de Trazadores” propuesto por Ramírez-Sabag (INDA:03-013113215900-01) y la interpretación de los resultados considerando las diversas fuentes de las que se obtiene información con el fin de presentar una imagen del yacimiento que sea única.

Para todo análisis de pruebas de trazadores, es necesario trabajar bajo un esquema de interacción dinámica, pues la naturaleza de las mismas líneas de trabajo obliga a la retroalimentación entre ellas, como lo muestra la Fig. II.3.

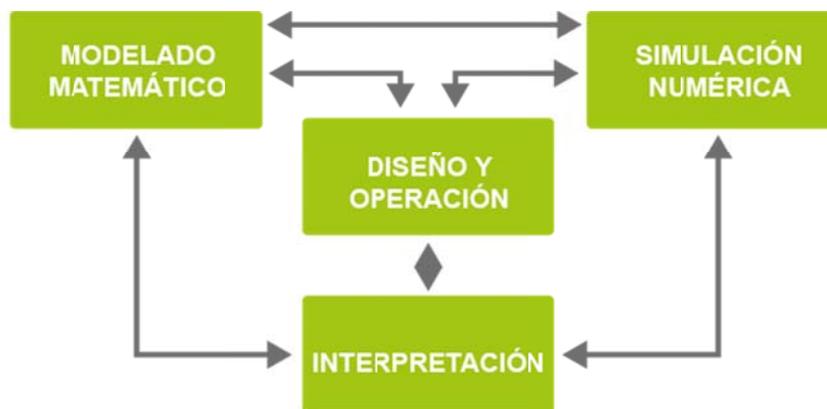


Fig. II.3. Esquema que ilustra la interacción entre cada una de las líneas de trabajo involucradas en las pruebas de trazadores; Ramírez-Sabag, 2008.

Para todo análisis de pruebas de trazadores es necesario contar con modelos matemáticos representativos del flujo del trazador en medios porosos que permitan la determinación de parámetros importantes de flujo, como apertura de fractura, modelos que puedan ser utilizados para verificar que simuladores numéricos modelen adecuadamente los diversos fenómenos de transporte involucrados en este tipo de procesos.

El diseño de una prueba de campo tiene varios componentes: la elección del trazador para cada pozo, la estimación de las cantidades requeridas (volúmenes), el detalle de las regulaciones y plan de adquisición e inyección de los trazadores y el componente analítico que incluye selección de la estrategia analítica, programa de muestreo y determinación de los límites de detección de los materiales trazadores.

La cantidad de trazador requerida para una prueba de campo está gobernada por dos límites: la sensibilidad de detección en el límite bajo y la máxima concentración permitida en el límite superior.

Un buen diseño, con base en una metodología, es básico para obtener una respuesta del(os) trazador(res) que pueda ser interpretada apropiadamente. Adicionalmente, siempre hay que tener en mente que la frecuencia de muestreo es directamente proporcional a la información obtenida de la curva de respuesta.

II.1. DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES

Una vez definidas las necesidades de un proyecto de recuperación adicional, seleccionada la tecnología de trazadores como una de las herramientas de monitoreo y establecidos sus objetivos, el próximo paso es la realización de la prueba de manera que se adecue a los objetivos planteados, permita obtener los resultados requeridos a tiempo y con la calidad necesaria para ser interpretados, tanto cualitativa como cuantitativamente.

Con base en la metodología presentada por Ramírez-Sabag, 2008, el diseño de la prueba se describe a través de las siguientes etapas:

ETAPA 1: Definición de los objetivos específicos de la prueba

Existen diferentes tipos de pruebas de trazadores. Generalmente se busca determinar conectividad entre diversas regiones de un yacimiento y direcciones preferenciales de flujo, sin embargo, las curvas de respuesta del trazador son la base para poder determinar algunas propiedades promedio del medio poroso asociadas al flujo de fluidos.

ETAPA 2: Recopilación de la información del campo

El tipo y el detalle de la información específica requerida depende de los objetivos de la prueba. En general es importante tener la siguiente información: estructura geológica del campo, registros geofísicos de pozos, estado mecánico y funcionalidad de pozos, gastos de producción e inyección de fluidos, propiedades PVT, pruebas de variación de presión, etc. Asimismo, también se requiere el modelo numérico del yacimiento, mismo con el que se cuenta, hoy en día, en la mayoría de los yacimientos en México. Cabe mencionar que existen campos petroleros muy estudiados y documentados y campos en los cuales la información es sólo parcial.

ETAPA 3: Análisis, procesamiento e integración de la información del campo

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

En caso de no contar con toda la información requerida para el diseño de la prueba será necesario emplear correlaciones, utilizar datos de sistemas roca-fluidos afines, realizar una búsqueda en la literatura, etc., a fin de encontrar rangos de parámetros que puedan ser aplicables al problema en cuestión. En esta circunstancia se encuentran entre otros el coeficiente de difusión molecular y dispersión mecánica.

ETAPA 4: Diseño tradicional y preliminar de la prueba

Se realiza el primer diseño de la prueba, diseño convencional o tradicional, tomando como base el método de dilución total, Zemel (1995). De él se obtiene la cantidad de trazador mínima requerida, con la cual se determina la cantidad total de trazador a inyectar, de acuerdo al factor de seguridad empleado. Existen diversos criterios para la asignación del factor de seguridad (Zemel, 2005; Somaruga, 2002), estos criterios esencialmente involucran el límite mínimo de detección del trazador (asociado a las características del método de análisis y al tamaño de la muestra), el volumen efectivo de la zona de barrido y el gasto de producción total de dicha zona. También se revisa que la cantidad de trazador a inyectar calculada por el método de dilución total no rebase los límites oficiales establecidos por las agencias federales y locales específicas de la materia. En el diseño tradicional no se estiman los tiempos de arribo, ni la respuesta del trazador en los pozos, ni tampoco la duración total de la prueba. El punto de partida del diseño preliminar es el diseño convencional anteriormente explicado, sin embargo se le llama preliminar por ser la primera versión del diseño, y cuyos datos servirán de base para las etapas posteriores (modelación matemática y simulación numérica). Una vez realizadas estas etapas subsecuentes, el diseño preliminar se retroalimentará y dará lugar a una siguiente versión del diseño de la prueba. A diferencia del diseño tradicional, este diseño preliminar es modificado de acuerdo al análisis de los resultados de las etapas siguientes.

ETAPA 5: Modelado matemático

El siguiente paso en el procedimiento aquí propuesto para el diseño de una prueba de trazadores es la aplicación de modelos analíticos o semi-analíticos. Para ello se realizan las siguientes actividades:

- i) Evaluación de la aplicabilidad de los modelos representativos del flujo de trazadores en medios porosos existentes en la literatura para describir la prueba de trazadores bajo las condiciones de inyección, geometría de flujo y características propias del yacimiento
- ii) Selección y aplicación de los modelos que mejor describan la prueba a realizar
- iii) Análisis de los resultados obtenidos de cada modelo utilizado y su consistencia con las condiciones físicas de inyección y características del yacimiento. Comparación e integración de los resultados obtenidos con los diversos modelos analíticos y semi-analíticos empleados

ETAPA 6: Simulación numérica

Hoy en día la mayoría de los yacimientos petroleros son estudiados utilizando todas las herramientas existentes, entre ellas, la simulación numérica. Actualmente, sin embargo, el uso de esta herramienta no ha sido aprovechado para el diseño de pruebas de trazadores. Una parte importante en el procedimiento aquí propuesto es justo el empleo de la simulación numérica del yacimiento para predecir el comportamiento del trazador. El simulador a utilizar dependerá de la plataforma empleada por el ingeniero de yacimientos para modelar numéricamente el yacimiento. Entre los simuladores comerciales que incluyen el transporte de trazadores se encuentra Eclipse (Schlumberger), que actualmente es el simulador mayormente utilizado por PEMEX Exploración y Producción para el modelado numérico de yacimientos en México. La importancia de utilizar el modelo numérico del yacimiento reside en integrar los mecanismos de transporte del trazador al conjunto de las condiciones particulares bajo las cuales ocurre el flujo de fluidos en el campo de estudio, esto comprende: modelo geológico, propiedades PVT, estado mecánicos de los pozos, producción por pozo, inyecciones de fluido, etc.

La retroalimentación de la simulación numérica al diseño preliminar y al modelado matemático es esencial. Otra aportación importante de la simulación numérica de la prueba de trazadores, es la propia contribución de información útil para la modelación matemática del comportamiento del trazador en el medio poroso, por ejemplo, los cortes de agua, la producción de aceite y gas por pozo, necesarias para las predicciones de la concentración por día de trazador que se obtendría de cada pozo involucrado en la zona de estudio. Sobre todo, la simulación numérica permite conocer los gradientes de presión, establecidos en el yacimiento por las condiciones de inyección, producción y por las características del sistema roca-fluidos. Conocidos los gradientes de presión entre el pozo inyector y productor, se calcula la velocidad promedio del fluido, necesaria para la determinación del coeficiente de dispersión, así como del número de Peclet, parámetros considerados en la mayoría de los modelos representativos del comportamiento del trazador en el medio poroso. Por lo que es necesario evaluar de nueva cuenta los modelos matemáticos con los datos obtenidos de las predicciones del modelo numérico del yacimiento.

ETAPA 7: Diseño final de la prueba

Una vez terminadas las etapas descritas previamente, se analizan los resultados de las predicciones obtenidas con la modelación matemática de la prueba, así como con la simulación numérica. Entre otras cosas, se determinan: la cantidad de trazador a inyectar, los pozos de observación, los tiempos de arribo, la duración total del monitoreo de pozos, el cronograma de muestreo por pozo, y se reportan los diferentes escenarios de los posibles comportamientos de o los trazadores en el medio poroso.

En resumen, el diseño final requiere de la integración de información de diversas fuentes, por lo que es importante conocer las limitaciones y bondades de los modelos analíticos y del modelo numérico del yacimiento, y conocer la información del yacimiento sobre cual se plantea cada uno de ellos. De esta forma se asignará mayor o menor peso a los resultados de cada parte. Con todo lo anterior se obtendrá un diseño completo, y sobre todo, con alta solidez técnica.

Algunas consideraciones importantes son:

- ❖ Verificar que la cantidad de trazador a inyectar sea la suficiente y la necesaria para garantizar su detección en los pozos productores. En general, este es un punto crítico, ya que al inyectar una cantidad inferior a la detectable o insuficiente para marcar el volumen necesario de fluidos, conducirá a conclusiones basadas en un comportamiento erróneo. Asimismo, cantidades excesivas de trazador no sólo representa costos innecesarios, sino también podrían ocasionar problemas de separación del trazador de los fluidos producidos, implica también, cargas ambientales innecesarias que podrían ser peligrosas, según las características del trazador utilizado.
- ❖ Extender el monitoreo hacia pozos que en el diseño preliminar no hayan sido considerados como pozos de observación, pero que con base en las predicciones de la simulación numérica, serían pozos en los que aparecería trazador. No considerarlos en el monitoreo conduciría a resultados de la prueba de campo que podrían ser incompletos, suponiendo desde luego que en efecto las predicciones de la simulación fuesen correctas. Por otro lado, si no fuesen correctas las predicciones, éstas conjuntamente con los datos de la prueba podrían mejorar el modelo numérico, al menos en la zona de estudio.
- ❖ Establecer un mejor programa de muestreo por pozo que el programa del diseño tradicional, porque el de este procedimiento está fundamentado en las curvas de respuesta de trazador, obtenidas tanto de la modelación matemática como de la simulación numérica. En tanto el programa de muestreo del diseño tradicional se basa en la experiencia.
- ❖ Obtener datos de campo que den lugar a curvas de comportamiento de trazador estadísticamente mejores que las tradicionales, de tal forma que éstas representen con mayor fidelidad lo que ocurre en el yacimiento y así, estar en condiciones de interpretar la prueba con base en curvas más representativas del flujo del trazador en el medio poroso. Lo anterior es de vital importancia dado que en muchas aplicaciones de trazadores no se han obtenido curvas con suficiente información. Asimismo, tampoco se ha tenido la certidumbre mínima necesaria para basar un análisis del comportamiento del trazador en el yacimiento.

Adicionalmente a las ventajas anteriores, se tiene un valor agregado del procedimiento aquí presentado, este valor consiste en que los datos obtenidos de una prueba de campo, realizada con base en un diseño

fundamentado, serán más confiables y contendrán mayores elementos para realizar una mejor interpretación de la misma prueba, debido a que ya se tendrían las predicciones obtenidas con la modelación matemática y sólo se tendrían que ajustar las dos curvas (la de los datos de campo y la del modelo). También, se tiene la posibilidad de confirmar la simulación numérica o en su caso, afinar el modelo numérico utilizado.

Una vez definidos los objetivos de un programa, primera etapa del diseño de una prueba de trazadores, seleccionados los pozos e intervalos a inyectar y los pozos productores a ser monitoreados, el paso siguiente es la evaluación de la factibilidad de la inyección de trazadores y selección de los productos más adecuados según las características del yacimiento y del proyecto de recuperación adicional.

Estas decisiones se basan en la historia de inyección, producción, estado de los pozos; métodos de inyección y planificación tanto de producción como del proceso de recuperación adicional. Los parámetros son:

- ❖ Condiciones de yacimiento (presión, temperatura, litología) que tienen efectos sobre la estabilidad de los productos
- ❖ Historia del yacimiento, que el producto no haya sido inyectado con anterioridad, o si lo ha sido determinar las condiciones de la concentración antes del inicio de la prueba y considerarlo para el escalamiento
- ❖ Volúmenes de dilución, relacionados con el área y espesor del yacimiento a monitorear que influye tanto en las capacidades de análisis que se requieren (límite mínimo de concentración detectable en el laboratorio o MDL) como en el costo del programa.

El paso final en la fase de diseño es la preparación de un protocolo inicial de monitoreo, en el cual se planifique la secuencia de los pozos a ser monitoreados, la frecuencia de muestreo y análisis, el número de compuestos a analizar en cada pozo, etc., el cual sirve de base tanto para el estudio de costos del programa de trazadores como para garantizar que se llevara a cabo un seguimiento adecuado del comportamiento de trazadores.

Es bien conocido que los mayores problemas en la interpretación de los resultados de una prueba de trazadores, e incluso el fracaso de algunos programas son consecuencia de una estrategia de monitoreo de baja calidad y/o

insuficiente (ver sección I.4). Hay que aclarar que este protocolo inicial es la base del monitoreo pero que debe ser flexible y sujeto a modificaciones según la respuesta del yacimiento, las modificaciones a las condiciones operacionales de los pozos y del proceso por lo cual debe ser revisado continuamente y sometido a la consideración y aprobación de los ingenieros encargados del yacimiento y del proceso.

II.2. FASE DE EJECUCIÓN DE LA PRUEBA

Esta es, básicamente, una fase de campo, que comprende la inyección y la aplicación del protocolo de monitoreo. Se inicia antes de la inyección con la adquisición y análisis de un conjunto de muestras para determinar la concentración del (de los) producto(s) en el yacimiento antes de la inyección (línea base) si existieran y constituyen el último control en la selección del trazador y el primero en la etapa de campo.

Esta etapa incluye las actividades siguientes:

- i) Elaboración del Protocolo de Inyección:
 - Revisión del(os) pozo(s) inyector(es)
 - Revisión y preparación de los equipos de inyección
 - Definición del esquema de inyección
 - Elaboración y presentación del informe de trabajo seguro

- ii) Trabajos de inyección.

- iii) Deshecho de materiales sobrantes.

II.3. FASE DE MONITOREO Y ANÁLISIS RADIOQUÍMICO / QUÍMICO

Esta etapa comprende la aplicación del protocolo de monitoreo generado durante el diseño de una prueba de trazadores, y es fundamental en el éxito de una prueba, pues un buen diseño e inyección de trazadores puede ser absolutamente inútil si el monitoreo de producción no se adecua a las necesidades del proyecto de recuperación

adicional, a las características del yacimiento, al estado de los pozos inyectoros y productores y al comportamiento del yacimiento.

Los parámetros mencionados son, en su mayoría, dinámicos, por lo tanto como se planteó anteriormente, el proceso de monitoreo y análisis tiene que ser flexible, de seguimiento y modificación continua para adaptarse a la respuesta del yacimiento y a los resultados obtenidos. Aquí se incluye:

i) Diseño de las estrategias de monitoreo:

- Revisión final del protocolo de monitoreo diseñado: estado de los pozos a ser muestreados, frecuencia de muestreo, fecha de cada toma de muestras, selección de muestras para análisis y trazador a ser analizado en cada muestra
- Revisión y actualización continua del protocolo de monitoreo, actividad conjunta con el ingeniero del programa de recuperación adicional y del yacimiento del campo en estudio

ii) Toma de muestras:

- Seguir las medidas de seguridad establecidas en el protocolo de monitoreo.
- Mantener un archivo de control de las muestras tomadas, separadas, y enviadas a analizar que permita su correcta identificación y preservación.

iii) Análisis de las muestras.

- Generalmente se lleva a cabo en laboratorios especializados, seleccionados en la etapa de diseño. Se debe requerir de estos que proporcionen los resultados en tiempos razonables para que puedan ser incorporados a las decisiones operativas durante el tiempo del proyecto, actualizar el protocolo de monitoreo y mantener un control de calidad oportuno y continuo.

iv) Control de calidad de los resultados analíticos:

- Se requiere que los resultados de los análisis sean reportados en un lapso de tiempo razonable, que permita el seguimiento y control continuo y oportuno de los resultados.
 - Realización de pruebas ciegas de para evaluar la calidad de los datos
 - Cotejo de los datos analíticos con producción.

II.4. INTERPRETACIÓN E INTEGRACIÓN DE RESULTADOS

La interpretación de resultados de pruebas de trazadores va desde un análisis cualitativo, hasta la aplicación de modelos numéricos. El primero se basa en la irrupción o no del producto inyectado en los pozos productores, dando información incuestionable sobre continuidad del yacimiento y presencia de barreras entre los dos pozos y es la aplicación más común en la industria petrolera, como se deriva de la literatura, que reporta que ha sido utilizada en más del 65% de los resultados publicados.

El análisis cualitativo de una prueba de trazadores es relativamente directo y su integración con el resto de la información de producción es relativamente fácil, puede llevar a conclusiones imprecisas o equívocas cuando los datos obtenidos no son de calidad, como consecuencia de un monitoreo inadecuado o por problemas en la medición de las concentraciones.

A partir de 1965, cuando Bringham y Smith publicaron el primer modelo de análisis semicuantitativo de una prueba de trazadores en un patrón de cinco puntos, y la expansión de este modelo en 1984, empiezan a reportarse en la literatura resultados de pruebas de trazadores (Wagner y cols., 1974; Wood y cols., 1990; Tang, 2003) interpretadas por esta metodología, así como un interés creciente en buscar soluciones analíticas a las pruebas de trazadores.

La interpretación por métodos analíticos es bastante más complicada que la cualitativa y requiere una serie de suposiciones sobre condiciones del yacimiento y el comportamiento de los trazadores.

El modelado numérico es también utilizado en el análisis de pruebas de trazadores, sin embargo es también el que consume más tiempo y, a pesar de que es la aplicación estándar en estudios de hidrología, es muy poco utilizado en la industria petrolera.

El método numérico consiste en la simulación de las pruebas de trazadores bien con un simulador de líneas de corriente o con uno de diferencias finitas como es el caso del UTCHEM, simulador composicional de la

Universidad de Texas o el ITRC-SIM, desarrollado por el INE (Instituto Noruego de Energía) y acoplado al simulador STARS de CMG.

En los siguientes capítulos, se trata con detalle cada uno de los elementos técnicos necesarios para realizar una interpretación cuantitativa de las pruebas de trazadores.

CAPÍTULO III. CONCEPTOS RELACIONADOS

En términos generales, se puede decir que una prueba de trazadores entre pozos en un yacimiento, consiste en la inyección de una sustancia (radioactiva o química) disuelta en el fluido de inyección y el monitoreo de su arribo en los pozos productores vecinos. En la Fig. III.1 se presenta esquemáticamente una prueba de inyección de trazadores, donde se inyectan los trazadores A y B, y se monitorea en los pozos productores 1 y 2.

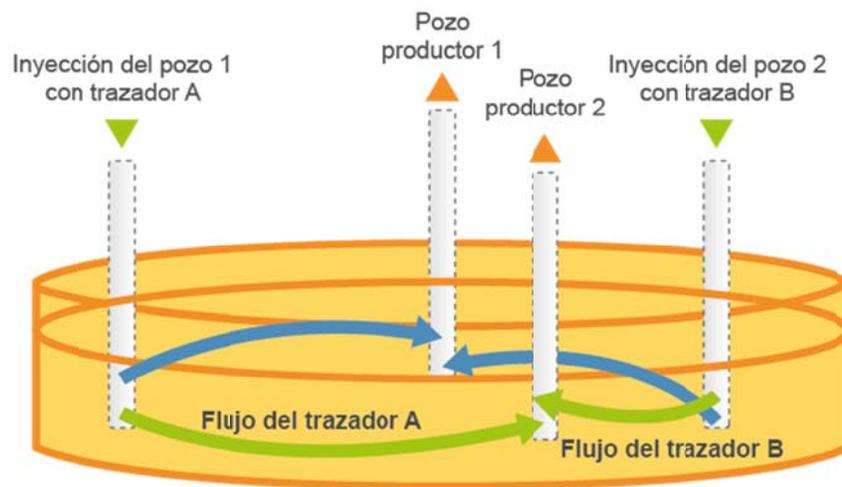


Fig. III.1. Esquema de una prueba de inyección de trazadores.

III.1. FENOMENOLOGÍA DEL TRAZADOR

El estudio de dispersión de trazadores a través de medios porosos fracturados ha despertado el interés en la industria petrolera, dado que la interpretación de pruebas de trazadores constituye una herramienta para determinar los principales parámetros del sistema roca-fluidos que influyen en el comportamiento de los fluidos de inyección.

A continuación se describen brevemente los principales mecanismos de transporte que ocurren en el yacimiento cuando el flujo de trazadores ocurre (Ramírez-Sabag, 1988 y 1992).

III.1.1. DIFUSIÓN

Si dos fluidos están en contacto por medio de una interfase inicialmente bien definida, al transcurrir el tiempo el fluido desplazante se difundirá lentamente en el otro, desapareciendo gradualmente la interfase y teniéndose en su lugar una zona de mezclado por difusión, cuya magnitud se irá incrementando y la composición a través de ella variara, teniendo como extremos las composiciones de los fluidos puros en ambos lados de la zona. Esta difusión se incrementara a causa del movimiento aleatorio de las moléculas.

III.1.2. MECANISMOS DE DISPERSIÓN

Si un fluido está fluyendo a través de un medio poroso existe un factor adicional, a este factor adicional causado por el movimiento de fluidos o por un gradiente de concentración como resultado del flujo de fluidos se le denomina dispersión. Existen dos tipos de dispersión en medios porosos:

- ❖ Dispersión longitudinal. Ocurre en dirección del movimiento global de los fluidos.
- ❖ Dispersión transversal. El cual se describe como fenómeno de corriente dividida, en el cual se tiene transferencia de masa entre las corrientes.

Diferentes mecanismos contribuyen al fenómeno de dispersión, los más importantes son los siguientes:

- ❖ Difusión molecular en la dirección del flujo y transversal a ella.
- ❖ Mezclado turbulento.
- ❖ Proceso de transporte lateral acoplado con la velocidad y/o la distribución del tiempo de residencia. Este proceso incluye los siguientes factores:
 - La difusión tipo “Taylor”, ocasionada por la interacción de perfiles de velocidades con difusión molecular lateral.

- Separación y remezclado o interfusión de corrientes con diferentes velocidades alrededor de las partículas.
- Acoplamiento de perfiles de velocidades globales, causado por la inestabilidad de viscosidades o porosidades no homogéneas con dispersión lateral.
- Ritmo finito de transferencia de masa entre la matriz porosa y la fase que se está moviendo y un gasto finito de difusión dentro de los elementos de la matriz porosa.

Los mecanismos antes mencionados pueden actuar individualmente o combinados.

III.1.3. ADSORCIÓN

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 (gran porosidad) 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.

La capacidad de adsorción de un multicomponente, es calculada por la siguiente ecuación:

$$L(p, y_1, y_2, \dots)_i = \theta \frac{P_s}{RT_s} \left[V_i \frac{y_i \frac{p}{P_i}}{1 + \sum_{j=1}^{nc} y_j \frac{p}{P_j}} \right], \quad (\text{III.1})$$

Donde:

θ : Factor de escala

P_s : Presión a condiciones estándar

R : Constante universal de los gases

T_s : Temperatura a condiciones estándar

V_i : Constante de volumen de Langmuir del componente i

P_i : Constante de presión de Langmuir del componente i

y_i : Fracción mol del hidrocarburo en la fase gas del componente i

p : Presión

La capacidad de adsorción de un solo componente (la isoterma de Langmuir es la usual), dada por la capacidad de almacenamiento como una función de la presión y es calculada por la siguiente ecuación:

$$L(p) = \theta \frac{P_s}{RT_s} \left(V \frac{\frac{p}{P}}{1 + \frac{p}{P}} \right), \quad (\text{III.2})$$

Donde:

V : Capacidad máxima de almacenamiento del gas, referido como un volumen constante de Langmuir.

P : Constante de presión de Langmuir

III.1.4. COEFICIENTE DE PARTICIÓN (K_p , K_c)

Las sustancias que sirven como trazador presentan un coeficiente de partición, el cual físicamente representa la distribución que el marcador hace entre las diferentes fases que se presentan durante su trayectoria en el yacimiento y a diferencia de los de fase agua, los trazadores fase gas presentan mucho mayor grado de partición ya que éstos se disolverán en mayor grado en la fase aceite o agua, por lo cual es importante conocer el grado de solubilidad de éstos, a fin de realizar una mejor interpretación o predicción de las curvas de respuesta del trazador.

Estimación del coeficiente de partición

En el ámbito petrolero comúnmente, el coeficiente de partición está definido con base en una relación molar, de la forma siguiente:

$$K_p = Y_i/X_i, \quad (III.3)$$

Donde, Y_i y X_i , son las fracciones molares del gas y el aceite respectivamente.

Mientras que en el área de la cromatografía, K_p es expresado como una relación de concentraciones:

$$K_p = C_{T2}/C_{T1} \quad (III.4)$$

Donde, C_{T2} y C_{T1} , son las concentraciones del trazador 2 y 1 respectivamente.

La conversión de una ecuación a otra es posible cuando se conoce la composición molar y la densidad de las dos fases.

Los valores de K_p , para diferentes gases del yacimiento se pueden obtener a través de correlaciones publicadas en libros de texto como Amix y Cols. Estas correlaciones se basan en el concepto de la presión de convergencia y el valor de K_p que se encuentra en función de la presión y temperatura.

En simuladores composicionales de yacimientos, como el Eclipse de la compañía Geoquest (Schlumberger), el coeficiente de partición normalmente se obtiene a partir de un valor de K_p inicial, el cual es modificado por medio de cálculos flash.

Otros autores han propuesto ecuaciones para estimar un valor de K_p , por ejemplo:

- ❖ Wilson, se basa solamente en las propiedades del componente mismo (T_{ri} , P_{ri} , w_i) y no del sistema.

$$K_{pi} = \frac{\exp\left[5.3727(1+w_i)\left(1-\frac{1}{T_{ri}}\right)\right]}{P_{ri}}. \quad (III.5)$$

- ❖ Whitson, incorporó la presión de convergencia del sistema de fluidos, lo cual ayudo a tener una mejor predicción de los valores de K_p donde se tuvieran altas presiones.

$$A = A(p) = 1 - \left[\frac{P - P_a}{P_k - P_a} \right]^{0.6}, \quad (\text{III.6})$$

Donde, para ambas ecuaciones:

w : Factor acéntrico

T_r : Temperatura reducida

P_a : Presión absoluta

P_k : Presión de convergencia

P_c : Presión crítica

P : Presión de interés

Medición del coeficiente de partición

Comúnmente el coeficiente de partición se mide en el laboratorio, en donde para un sistema agua–aceite es insensible a la presión pero dependiente de la temperatura, la salinidad del agua, la concentración del trazador en la fase agua o aceite, el tipo de aceite, pero lo más importante el material usado como trazador, mientras que cuando se trata de una fase gas, la relación presión–solubilidad del trazador llega a ser un factor importante.

En un sistema en equilibrio, el coeficiente de partición puede obtenerse directamente midiendo la concentración del componente en cada una de las fases. Mientras que en un proceso de desplazamiento en una columna o a través de un núcleo, de acuerdo al método de la cromatografía de partición se tiene que la fase estacionaria es el aceite residual que pertenece fuertemente retenido en un medio poroso; el fluido desplazante, que se considera como la fase móvil, que puede ser un líquido o un gas portador de los trazadores utilizados (soluto). Durante el proceso de desplazamiento a través del medio poroso, 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 de las dos fases.

En una situación dinámica el valor del coeficiente de partición puede calcularse midiendo el tiempo de retención del trazador utilizado y conociendo la saturación de la fase estacionaria. En un experimento con una columna dinámica, la cual contiene solo dos fases, la fracción de tiempo (R_f), en la que el trazador permanece en la fase gaseosa puede ser expresada como el número de moléculas de trazador en la fase gaseosa en un bloque, dividido entre el número total de moléculas de trazadores presentes en el mismo bloque de referencia, lo cual matemáticamente queda expresado como:

$$R_f = \frac{C_{gi}V_g}{C_{gi}V_g + C_{oi}V_o} = \frac{1}{1 + K_{ci} \left[\frac{V_o}{V_g} \right]}, \quad (\text{III.7})$$

Donde:

C_g : Concentración del trazador en la fase gaseosa

C_o : Concentración del trazador en la fase aceite

V_r : Volumen de retención

V_o : Volumen de aceite

V_g : Volumen de gas

Si el trazador es producido cuando ha sido inyectado un volumen de retención, dicho volumen multiplicado por la fracción de tiempo que el trazador permanece en el volumen de gas móvil es igual al volumen de gas en el sistema (suponiendo que el volumen de líquido es estacionario):

$$R_f = \frac{V_g}{V_{ri}}, \quad (\text{III.8})$$

Ahora de las ecuaciones anteriores se obtiene:

$$K_{ci} = \frac{(V_{ri} - V_m)}{V_s}. \quad (\text{III.9})$$

III.1.5. RADIOACTIVIDAD

La radioactividad, es la propiedad en virtud a la cual algunos elementos que se encuentran en la naturaleza, como el Uranio, se transforman, por emisión de partículas Alfa (núcleos de Helio), Beta (electrones), Gamma (fotones), en otros elementos nuevos, que pueden ser o no, a su vez, radiactivos. Todo esto se origina exclusivamente en el núcleo de los átomos radiactivos, la causa que los origina probablemente se debe a la variación en la cantidad de partículas que se encuentran en dicho núcleo.

La radioactividad es por tanto, un fenómeno natural al que el hombre ha estado siempre expuesto, aunque también existen las radiaciones artificiales. Así pues, diferenciamos dos casos; radiación natural y radiación artificial.

La radiación natural siempre ha existido ya que procede de las materias existentes en todo el universo, y puede ser radiación visible (como por ejemplo la luz) o invisible (por ejemplo los rayos ultravioleta). Esta radiación, procede de las radiaciones cósmicas del espacio exterior (sol y estrellas), pues ellos son reactores nucleares, aunque lejanos. También proceden estas radiaciones de los elementos naturales radiactivos (Uranio, Torio y Radio).

En 1896, Antoine Henri Becquerel (1852-1908), trató de demostrar la relación entre los rayos X y la fosforescencia de las sales de Uranio. En uno de sus experimentos envolvió una placa fotográfica en papel negro, colocó una muestra de sal de Uranio sobre ella y la expuso a la luz solar. Al revelar la placa, los rayos emitidos por la sal habían penetrado a través del papel; tiempo después, Becquerel se preparaba para repetir el experimento pero, como la luz solar era intermitente, colocó el conjunto en un cajón. Días después reveló la placa, esperando encontrarla sólo débilmente afectada, se asombró al observar una imagen intensa en la placa. Repitió el experimento en la oscuridad total y obtuvo los mismos resultados, probando que la sal de Uranio emitía rayos que afectaban la emulsión fotográfica, sin necesidad de ser expuesta a la luz solar. De este modo

fue que Becquerel descubrió la radioactividad, y, ahora se sabe que las radiaciones estudiadas por Becquerel, eran electrones rápidos emitidos por la desintegración β^- de los productos del núcleo ^{238}U .

Dos años después, en 1898, Marie Curie (1867-1934), junto con su esposo Pierre Curie (1859-1906) dirigió sus investigaciones a la *radioactividad*; emisión espontánea de partículas o rayos por el núcleo de un átomo, por lo cual a los elementos que tienen esta propiedad se les llama radioactivos. En corto tiempo los Curie descubrieron dos elementos nuevos, el Polonio y el Radio, ambos radioactivos.

Ernest Rutherford, en 1899, comenzó a investigar la naturaleza de los rayos emitidos por el Uranio. Encontró dos tipos de rayos, a los que llamó *rayos alfa y beta*. Pronto se dio cuenta que el Uranio, al emitir estos rayos, se transformaba en otro elemento.

Paul Villard descubrió en 1900, los *rayos gamma*, un tercer tipo de rayos que emiten los materiales radioactivos y que es semejante a los rayos X. De acuerdo con la descripción del átomo nuclear, Rutherford atribuyó el fenómeno de la radioactividad a reacciones que se efectúan en los núcleos de los átomos.

Estas radiaciones emitidas por el núcleo atómico se clasifican en cuatro especies:

- ❖ Partículas alfa (α): son partículas extremadamente pequeñas de un átomo, las cuales son emitidas generalmente por núcleos pesados (Z mayor de 80) como una forma de estabilizarse, evidentemente, esto implica que el núcleo se desprende de una cantidad importante de materia ya que Z (número atómico) disminuye en 2 y A (número másico) disminuye en 4, por lo cual, tienen una masa de 4 UMA y 2 cargas positivas, es una partícula relativamente lenta, pesada y altamente ionizante.
- ❖ Partículas beta (β): son producto del decaimiento radioactivo de algunos isótopos, con la naturaleza de un electrón de alta velocidad, cercana a la de la luz. Principalmente se distinguen dos tipos de emisión de partículas β :

- Partículas beta negativas (β^-): estas partículas son conocidas también como negatrones, se originan por la conversión de un neutrón en protón con la expulsión simultánea de un electrón desde el núcleo, el cual, aumenta su carga positiva con dicha conversión. Como producto de la emisión β , el núcleo aumenta su número atómico (Z) y el número másico permanece constante.
- Partículas beta positivas (β^+): estas partículas son conocidas también como positrones, este tipo de emisión ocurre cuando en el núcleo existe un "excedente" de protones, de manera que en un proceso de estabilización del núcleo un protón se convierte en un neutrón por la emisión de una partícula β cargada positivamente. En consecuencia el número atómico (Z) disminuye y el número másico (A) permanece constante.
- ❖ Rayos gamma (γ): son radiaciones electromagnéticas de gran energía, muy parecidos a los rayos X, la luz u ondas de radio, pero con mucho menor longitud de onda y en consecuencia mayor energía; en ciertas ocasiones se presentan cuando ocurre una desintegración de partículas beta, o bien una emisión de positrones. Por lo tanto, la radiación gamma no posee carga eléctrica, lo cual significa que no se ve influenciada por ningún campo eléctrico y por lo tanto viajarán en línea recta. Cabe mencionar que cada isótopo productor de rayos gamma emite rayos de una o más energía específica.

Cuando se trabaja con trazadores radioactivos es importante conocer el tipo y la energía de la radiación emitida desde varios puntos de vista, sobre todo por lo que se refiere a los aspectos de seguridad en el tratamiento de la concentración del trazador y el conteo posterior de las muestras de agua producida.

La emisión de partículas β de los trazadores son de baja radiación, lo que significa que el peligro de radiación para el personal es insignificante lo que implica que su transportación solo necesita de envases ligeros, aunque si existiera un derrame sería difícil de detectar a menos que se cuente con un equipo especial de detección.

Los trazadores que emiten partículas γ , son más voluminosos en comparación con los que emiten las partículas β , por lo cual los envases para su transportación son mucho más grandes y pesados debido al blindaje de plomo que se requiere.

Actividad y unidades de medición radioactiva

Se denomina actividad específica de una fuente radioactiva, a la actividad por unidad de masa de un radioisótopo, es decir, si la muestra no está mezclada con otras especies nucleares (no es ni portadora ni acarreadora), su actividad específica puede ser calculada como:

$$ActividadEspecífica = \frac{Actividad}{Masa} = \frac{\lambda N}{NM/N_0} = \frac{\lambda N_0}{M} \quad (III.10)$$

La medición de la actividad de una muestra radioactiva se refiere al número de núcleos radioactivos que decae en la unidad de tiempo. Desde 1950 el Sistema Internacional ha adoptado la unidad de Curie (Ci) como medida patrón de medición de actividad de una muestra radioactiva.

El Curie está definido como cualquier cantidad de material radioactivo que sufre 3.7×10^{10} desintegraciones por segundo (dps) o 2.22×10^{12} desintegraciones por minuto (dpm), las cuales equivalen aproximadamente a la razón de decaimiento de 1 gramo de Ra^{226}

Es decir:

$$1 \text{ Ci} = 3.7 \times 10^{10} \text{ dps}$$

$$1 \text{ Ci} = 2.22 \times 10^{12} \text{ dpm}$$

Los submúltiplos empleados comúnmente son el milicurie (mCi) y el microCurie (μCi) cuyos valores son:

$$1 \text{ mCi} = 1.0 \times 10^{-3} \text{ Ci}$$

$$1 \text{ } \mu\text{Ci} = 1.0 \times 10^{-6} \text{ Ci}$$

En 1985 la unidad internacional de medida de actividad fue reemplazada por el Becquerel (Bq), que se define como la cantidad de cualquier material radioactivo que sufre una desintegración por segundo, de tal forma que ambas unidades, actualmente vigentes, se relacionan de la siguiente manera:

$$1 \text{ Bq} = 1 \text{ dps}$$

$$1 \text{ Bq} = 2.7 \times 10^{-11} \text{ Ci}$$

$$1 \text{ Ci} = 3.7 \times 10^{10} \text{ Bq}$$

Vida media

Si las partículas permanecen en un estado libre y en cuyo caso éstas decaen exponencialmente y no desaparecen por ningún tipo de interacción con otros cuerpos, entonces se habla de la vida media de dichas partículas, la cual se puede calcular a partir de la Ley de Decaimiento Radioactivo y matemáticamente se escribe de la siguiente forma:

$$N_t = N_0 e^{-\lambda t}, \quad (\text{III.11})$$

Donde:

N_t : Número de partículas que existen en el tiempo t

N_0 : Número de partículas existente en el tiempo $t=0$

λ : constante de radioactiva

La constante radioactiva o de decaimiento es una propiedad de cada sustancia y es inversamente proporcional a la vida media de ésta, la cual se calcula a partir de la ecuación de la Ley de Decaimiento Radioactivo, teniendo:

$$\lambda = \frac{\ln 2}{t_{1/2}}, \quad (\text{III.12})$$

Ahora si se despeja $t_{1/2}$, se tiene que la vida media se calcula de la siguiente forma:

$$t_{1/2} = \frac{\ln 2}{\lambda}. \quad (\text{III.13})$$

En lo que se refiere al uso de trazadores, conocer la vida media de un material radioactivo, es una consideración importante que se tiene que hacer al momento de realizar el diseño de la prueba, puesto que se tiene que tener en cuenta que el material que sea elegido como trazador tiene que tener un periodo de degradación mayor al periodo de duración de la prueba en la que va a ser empleado. Por ejemplo ^3H y ^{14}C tienen una vida media de 12 años y 5730 años respectivamente, por lo tanto éstos son los marcadores adecuados desde el punto de vista de la retención durante una típica inyección de agua, pero algunos trazadores, comúnmente utilizados en la medición de flujo o la detección de fugas no son los adecuados para los proyectos de inyección de agua en los yacimientos marinos debido a su corta vida, por ejemplo el cromo 51 (Cr^{51}).

La siguiente tabla muestra la vida media de algunos materiales que pueden ser utilizados como trazadores:

Tabla III.1. Vida media de algunos trazadores.

Nombre	Isótopo	Vida media
Cobalto 58	Co^{58}	71 días
Cobalto 60	Co^{60}	60 años
Carbono 14	C^{14}	5730 años
Carbono 60	C^{60}	5 años
Cromo 51	Cr^{51}	28 días
Hierro 59	Fe^{59}	45 días
Zinc 65	Zn^{65}	245 días
Bromo 82	Br^{82}	36 horas
Hidrogeno 3	H^3	12 años

Blindaje

Cualquier sistema que tenga como objetivo atenuar un campo de radiación por interposición de un medio material entre la fuente emisora de energía radioactiva y las personas y/o cosas a proteger, se le denomina blindaje. La selección de los materiales a emplear en un blindaje depende de condiciones técnicas y económicas.

El blindaje de igual forma que el tiempo y la distancia, es un factor que se usa para reducir la dosis o la intensidad de radiación.

Los blindajes ya han sido calculados por los fabricantes o por los encargados de seguridad radiológica para que el P.O.E, reciba una dosis menor al límite anual.

En el diseño de los blindajes, se considera lo siguiente:

- ❖ Espesor del blindaje: a mayor espesor mayor atenuación de radiación.
- ❖ Densidad del blindaje: a mayor densidad mayor atenuación.
- ❖ Energía y tipo de radiación: se considera durante el diseño de la aplicación.

Blindaje de partículas beta

Dado el alcance finito, la tasa de fluencia de partículas beta (β) puede reducirse a cero si se interpone un material de espesor mayor o igual al alcance de las partículas en dicho material.

Como blindaje para radiación beta se utilizan materiales de bajo número atómico tales como el aluminio y el vidrio, a fin de reducir la generación de radiación secundaria de frenado. Para fuentes de radiación beta con actividad mayor a 100 milicurios generalmente es necesario adicionar un blindaje de plomo para atenuar la radiación de frenado. Este último requerimiento es especialmente importante en el caso de radiación β^+ , porque al detenerse se aniquilan originando dos fotones de 0.51 MeV de energía cada uno.

Las partículas beta pueden ser detenidas en su totalidad mediante la interposición de un material de densidad y espesor adecuados; el blindaje para este tipo de radiación tiene por finalidad frenar incluso las partículas de mayor energía lográndose la atenuación total. Esto marca una diferencia fundamental con el blindaje de la radiación gamma, sobre la que solo puede ejercerse una atenuación parcial, ya que siempre pasará una fracción de la radiación incidente.

La atenuación de la radiación beta depende de la densidad y el espesor del material absorbente y es prácticamente independiente su número atómico Z . en este aspecto, se puede encontrar alguna semejanza con la interacción de la radiación gamma y la materia en la zona de predominio del efecto Compton, donde tampoco tiene mayor influencia el número atómico Z del material sino su densidad.

El problema que plantea el blindaje de la radiación beta, es la generación de radiación secundaria de naturaleza electromagnética como consecuencia del abrupto frenado de los electrones al interactuar con el material del blindaje.

Los radionucléidos que se desintegran por radiación beta emiten dichas partículas con diferentes energías, conformando un espectro continuo que se caracteriza fundamentalmente por el valor de la energía máxima, la cual determina el alcance de las partículas dentro de un determinado material y por lo tanto la que permite calcular con bastante precisión el espesor de un blindaje.

En definitiva, la condición necesaria y suficiente para lograr el frenado total de radiación beta de una determinada energía, es interponer un espesor de blindaje por lo menos igual al alcance de las partículas de dicha energía. Esto puede lograrse, utilizando más de un material siempre y cuando la sumatoria de los productos con espesor X y densidad correspondientes a los mismos sea al menos igual al alcance, esto es:

$$\delta_1 X_1 + \delta_2 X_2 = R, \quad (\text{III.14})$$

Donde:

R : Alcance [g/cm^2]

X : Espesor del material [cm]

δ : Densidad del material [g/cm^3]

Blindaje de partículas gamma (γ)

La eficiencia relativa de los distintos materiales varía con la energía de los fotones. A bajas energías, donde el efecto fotoeléctrico es el principal, la eficiencia de materiales de alto número atómico, tales como el plomo y el uranio es mejor en comparación con materiales de bajo número atómico como el hormigón y el agua; lo mismo sucede cuando se presentan energías altas (fotones de más de 10 MeV) donde predomina el efecto de formación de pares, mientras que para energías intermedias, donde el efecto dominante es el de Compton, la eficiencia es aproximadamente proporcional a la densidad de los materiales.

El blindaje para este tipo de partículas se puede calcular mediante el coeficiente lineal de atenuación, el cual está dado por la siguiente ecuación:

$$\varphi = \varphi_0 e^{-\mu x}, \quad (\text{III.15})$$

Donde:

φ_0 : Tasa de afluencia [$\text{fotones} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$]

μ : Coeficiente lineal de atenuación [cm^{-1}]

La ecuación anterior es válida para el caso de un solo material atenuador. Para el caso en que se interpongan varios materiales diferentes entre la fuente y el detector, la ley exponencial para la tasa de afluencia no colisionada toma la forma siguiente:

$$\varphi = \varphi_0 e^{-(\mu_1 x_1 + \dots + \mu_n x_n)}. \quad (\text{III.16})$$

III.2. CLASIFICACIÓN DE LOS TRAZADORES

Se puede definir un trazador como cualquier sustancia o elemento, si utilizado en pequeñas cantidades e incorporado a un proceso físico, químico y hasta biológico, permite estudiar su comportamiento y evolución.

Dentro del grupo de trazadores se encuentran los sólidos en suspensión, los químicos solubles en el medio bajo estudio, los colorantes y los elementos radioactivos.

Este apartado se enfoca principalmente a la descripción de dos tipos de trazadores, los radioactivos y los químicos.

III.2.1. TRAZADORES RADIOACTIVOS

Los trazadores radiactivos pueden clasificarse en cuatro grupos principales:

1. Trazadores radiactivos artificiales.
2. Trazadores activables.
3. Trazadores radiactivos naturales.
4. Isotopos estables.

III.2.1.1. Trazadores radioactivos artificiales

Son aquellos radioisótopos obtenidos de manera artificial, generalmente por un acelerador de partículas o por medio de los reactores nucleares, estos últimos son fuente importante de neutrones que son utilizados para producir gran variedad de radioisótopos.

Los trazadores radioactivos artificiales se obtienen al bombardear ciertos núcleos con partículas procedentes de fuentes radioactivas. Si la energía de las partículas es la adecuada, entonces puede penetrar en el núcleo generando su inestabilidad y por ende, induciendo su desintegración radioactiva.

Desde el descubrimiento de los primeros elementos radiactivos artificiales, el hombre ha logrado con el tiempo obtener una gran cantidad de ellos, pero para su uso, ha considerado las ventajas y las desventajas que se mencionan a continuación:

Ventajas:

- ❖ Posibilidad de detección en muy bajas concentraciones (alta sensibilidad)
- ❖ Posibilidad de medición in-situ con o sin contacto con el medio y sin interferencias de otros componentes, ya sean activos o inactivos
- ❖ Posibilidad de marcar fácilmente grandes volúmenes
- ❖ Escasa (prácticamente nula) contaminación (radiológica/química) del medio

Desventajas:

- ❖ El equipo de detección suele ser caro
- ❖ Su manejo puede ser complicado, ya que se requiere de personal capacitado y autorizado
- ❖ Su disponibilidad es escasa
- ❖ Es necesario disponer de un permiso para su utilización

La Tabla III.2 enlista los trazadores radiactivos más comúnmente empleados en la industria petrolera:

Tabla III.2. Trazadores radioactivos artificiales más empleados.

ISÓTOPO	VIDA MEDIA	NOMENCLATURA	EMISOR	ENERGIA (keV*)
³ H	12.3 años	Agua Tritiada	β (baja energía)	18
¹²⁵ I	60 días	Ioduro de Sodio	β (baja energía)	35
¹⁹² Ir	74 días	Hexacloruro de Iridiato	γ (alta energía)	317 470
⁵⁷ Co	270 días	Hexacianuro de Cobalto	γ (alta energía)	122
⁵⁸ Co	72 días	Hexacianuro de Cobalto	γ (alta energía)	810
⁶⁰ Co	5.3 años	Hexacianuro de Cobalto	γ (alta energía)	1170 1330

*Kilo electrón Volt.

III.2.1.2. Trazadores activables

En este caso, se emplea un compuesto químico no radiactivo pero que contiene en su estructura algún elemento radiactivo detectable por activación durante el análisis (análisis químico que permite la determinación y la cuantificación de un elemento), este deberá tener una forma química adecuada para que no sea absorbido por el medio. Se emplean básicamente para estudiar el movimiento de los sedimentos y residuos sólidos.

Estos trazadores tienen las siguientes ventajas:

- ❖ Precio bajo
- ❖ Ausencia de riesgo radiológico para los usuarios
- ❖ Facilidad de transporte
- ❖ No requiere blindaje
- ❖ Facilidad de manipulación durante la inyección

Y presentan las siguientes desventajas:

- ❖ Imposibilidad de realizarse mediciones in-situ
- ❖ Necesidad del empleo de equipo o instrumental complicado y costoso
- ❖ Elevado costo de irradiación (exposición a fuentes radioactivas que recibe el organismo)

III.2.1.3. Trazadores radioactivos naturales

Este tipo de trazadores se puede encontrar en la naturaleza, ya que todas las aguas existentes (incluidas las de los yacimientos) los contienen disueltos, o bien, forman parte de su estructura molecular, por lo cual se pueden obtener de cuatro orígenes distintos:

1. Miembros de las tres cadenas radioactivas (^{235}U , ^{238}U y ^{232}Th) y los radioisótopos naturales (^{40}K y ^{87}Rb), existentes en la corteza terrestre.
2. Isótopos que se producen en la atmósfera por la acción de la radiación cósmica sobre los gases ahí existentes.
3. Explosiones nucleares que han incorporado gran cantidad de radionucléidos.
4. La contaminación local de las agua a través de la evacuación de desechos radioactivos.

III.2.1.4. Isótopos estables

Un núcleo se considera estable si no se transmuta en un periodo de 10 a 21 años, si bien puede transmutarse en otros núcleos bajo ciertas condiciones. Hay 118 elementos químicos conocidos, de los cuales, 92 existen en la naturaleza y el resto ha sido obtenido artificialmente.

Las concentraciones de Oxígeno-18 y Deuterio en una muestra de agua dependen de su historia desde que salió del océano. Este comportamiento característico convierte a los isótopos del agua en excelentes trazadores naturales de gran valor.

III.2.1.5. Principales características de los trazadores radioactivos comúnmente empleados en la industria petrolera

A continuación se presentan los trazadores radiactivos que se han empleado con mayor frecuencia en la industria petrolera y sus principales características.

- ❖ Tritio (H-3): se ha empleado generalmente como agua tritiada o como hidrocarburos tritiados. Es un emisor beta puro de baja energía (0.0186, Mega electrón Volt, MeV), Con una vida media de 12.33 años. Sigue perfectamente el movimiento del agua, es barato, se adquiere fácilmente, tiene un grado de toxicidad bajo, es fácil de almacenar ya que no requiere grandes blindajes.

- ❖ Iodo-131(I-131): se emplea como yoduro de sodio o de metilo, o tri-oleína. Es emisor beta de 0.61 MeV; y emisor gamma 0.364 y 0.367 MeV. Su vida media es de 8.041 días, por lo que se puede emplear en trabajos de corta duración. Es fácil de manejar y de transportar.

- ❖ Iodo-125 (I-125): usado como yoduro de sodio. Es emisor gamma de 0.0354 MeV y su vida media de 59.7 días, adecuado para estudios de duración media. Su comportamiento es semejante al que presenta I-131.

- ❖ Bromo-82 (Br-82): se emplea como bromo benceno o bromuro de metilo cuando el medio de aplicación es algún hidrocarburo; cuando el medio es acuoso se usa en forma de bromuro de amonio. Es emisor gamma de 0.554, 0.776 y 0.619 MeV. No existe en el agua natural y es poco retenido por el suelo. Su vida media es de 35.3 horas, óptimo para trabajos de muy corta duración. Como desventajas: requiere de grandes blindajes para su transporte y su manejo es delicado.

- ❖ Cobalto-60 (Co-60): es empleado como hexacianuro de cobalto. Es emisor de beta de 0.318 MeV y emisor gamma de 1.332 y 1.173 MeV. Presenta un buen comportamiento en aguas subterráneas, aunque es retenido en materiales arcillosos o silicios. Tiene una vida media de 71 días. Es emisor gamma de 0.81 MeV y de manejo delicado.

- ❖ Cobalto-58 (Co-58): es empleado al igual que el Co-60 es hexacianuro de cobalto y presenta el mismo comportamiento. Es apropiado para trabajos de mediana duración, tiene una vida media de 71 días. Es emisor gamma de 0.81 MeV y su manejo es delicado.

- ❖ Cobalto-57 (Co.57): su forma de uso y su comportamiento es semejante al Co-60. Es emisor gamma de 0.122, 0.014 y 0.136 MeV. Tiene una vida media de 271 días, adecuado para trabajos a desarrollar a largo plazo.

- ❖ Iridio-192 (Ir-192): se emplea como hexacloruro de iridio, es un emisor beta de 0.666 y 0.535 MeV, gamma de 0.316 y 0.468 MeV, con una vida media de 74.2 días. Su uso requiere de mucho cuidado su uso ya que si llega a mezclar con sulfatos, fosfatos, oxalatos, etc., se presentan deficiencias en la determinación o detección del iridio. Su transporte es fácil, debido a que no requiere de grandes blindajes, pero es de manejo delicado.

Debe tomarse en cuenta que la selección del trazador a emplear, depende de diferentes aspectos, como la duración del estudio y la distancia entre pozo inyector del trazador y el pozo productor.

III.2.2. TRAZADORES QUÍMICOS

Los trazadores químicos utilizados pueden clasificarse como: tintas, iónicos y orgánicos.

III.2.2.1. Tintas

Las tintas como trazadores químicos han sido utilizados desde hace mucho tiempo y en una gran variedad de aplicaciones, tal es el caso de las tintas fluorescentes (rodamina), las cuales pueden ser detectadas en el rango de partes por billón; son muy susceptibles a la absorción en la roca del yacimiento.

III.2.2.2. Trazadores iónicos.

Los trazadores iónicos son los aniones de sales de sodio y amonio solubles en agua, tales como yoduro de potasio, nitrato de sodio, algunos tipos de cloruros, entre otros reportados en la literatura; su rango de detección se encuentra en el de partes por millón, dependiendo de la salinidad del agua y sobre todo de la composición de la salmuera.

III.2.2.3. Trazadores orgánicos.

Como trazadores orgánicos se tienen los alcoholes como el etanol (EtOH), metanol (MeOH), iso-propanol (IPA), butanol terciario (TBA), o solventes como el metilcetona (MEK).

III.2.2.4. Principales características de los trazadores químicos gaseosos comúnmente empleados en la industria petrolera

- ❖ Perfluorometilciclopentano (PMCP). Trazador químico, fase gas, poseen límites de detección más bajos que la mayoría de los trazadores radiactivos, permitiendo así su detección bajo un rango más amplio de escenarios posibles de flujo; son de ambiente amigable, no tóxicos, no reactivos y de bajo costo.
- ❖ Perfluorodimetilciclobutano (PDMCB). Trazador químico, fase gas, extremadamente estables a todas las condiciones a las cuales se pueden enfrentar durante el programa de trazadores entre pozos, presenta límites de detección bajos, es seguro de manejar; no tóxico, ni reactivo y de bajo costo.
- ❖ Otros trazadores químicos gaseosos como el sulfuro hexafluorídico (SF₆), halohidracarbonos, perfluorocarbonos y fluorocarbonos clorados o halocarbonos, conocidos comúnmente como tipo freón. Estos últimos, antes de que se tuviera conciencia de su impacto adverso ambiental, fueron ampliamente utilizados en proyectos como: monitoreo de la dispersión del aire, movimiento subterráneo del agua, así como en procesos de medición y prueba de trazado entre pozos en operaciones de recuperación mejorada de hidrocarburos. Dichos trazadores presentan detectabilidad a muy bajas concentraciones (20

partes por trillón para el SF6). El uso del freón se vio restringido debido a que destruye la capa de ozono; sin embargo, en operaciones de recuperación mejorada, éste puede ser utilizado, ya que en este proceso, dicho gas no se libera a la atmósfera.

Estos trazadores tienen las siguientes 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

Y presentan las siguientes desventajas:

- ❖ Presentan pérdida por efecto de la adsorción, problema que también con frecuencia ocurre en el caso de los trazadores radiactivos
- ❖ Necesidad de instrumental de complejidad elevada y alto precio
- ❖ Imposible de medir in-situ por el momento
- ❖ Todos los trazadores gaseosos, a diferencia de los trazadores líquidos, tienden a particionarse en los líquidos del yacimiento, presentando algunas limitaciones sobre su aplicación para determinar la trayectoria de flujo de fluidos inyectados en la formación
- ❖ El muestreo necesario para el análisis debe ser un muestreo representativo, lo cual es muy difícil de lograr. Si la recolección de las muestras es poca en los pozos de monitoreo, se corre el riesgo de obtener muestras en donde no se registren concentraciones del trazador. Sin embargo existe el factor económico como una limitante para destinar cualquier número de pozos como de monitoreo, y también interviene la frecuencia de muestreo que cada uno proporciona con respecto a los costos de dicha operación.

Se han hecho muchas investigaciones para encontrar uno o más trazadores químicos, capaces de seguir el movimiento del flujo de fluidos en un yacimiento petrolero lo más preciso que sea posible y se ha determinado que:

- ❖ Ningún trazador químico es útil universalmente en el trazado de yacimientos petroleros
- ❖ Los materiales aniónicos son en general más útiles que los catiónicos
- ❖ Se han empleado con éxito sales de algunos halógenos en ciertas investigaciones (algunas veces en forma radiactiva), los cuales se han detectado por medio de una variedad de técnicas de espectrometría y análisis por activación.

CAPÍTULO IV. MODELADO ANALÍTICO DE TRAZADORES

Existen un gran número de yacimientos de aceite y gas que son naturalmente fracturados. En realidad, uno puede decir que todos los yacimientos de hidrocarburos en un cierto grado son naturalmente fracturados (YNF). Sin embargo, las preguntas permanecen, en todo caso estas fracturas forman una red de fractura que afecta las propiedades del flujo de fluidos. Los efectos de los cambios de las fracturas importan solo cuando estas ocurren con suficiente extensión de penetración, conectividad y espaciamiento. El comportamiento de este tipo de yacimientos es considerablemente diferente a los yacimientos convencionales (Aguilar 1980, Van Golf Racht 1982, Saidi 1987). Las diferencias surgen de las interacciones de la matriz de la roca y de las fracturas con el flujo de fluidos, teniendo propiedades totalmente diferentes y comunicación mutua. Debido a la complejidad del sistema de fracturas, la caracterización y modelado de YNF discutido en la literatura es escasa comparada con los sistemas no-fracturados.

Distintos datos son utilizados para determinar el origen de las fracturas: estudios de afloramiento, estudios sísmicos, registros geofísicos de pozos, pruebas transitorias de presión y estudios de trazadores entre pozos. Todos estos datos se integran para conseguir la descripción para ambos sistemas de fracturas tanto a escala de campo como a escala de las celdas que representan el yacimiento. Los modelos de red de fracturas a gran escala provienen de datos sísmicos, mientras que los registros de imagen proporcionan la descripción de la fractura a lo largo de los pozos, permitiendo conocer la distribución de las fracturas.

Los análisis de presión transitoria tienen que ser usados para estimar la permeabilidad equivalente de las fracturas, volumen de las fracturas, y algunas el factor de forma de la red de fracturas alrededor del pozo. Las pruebas de interferencia de presión además pueden indicar la anisotropía horizontal global de la permeabilidad de la fractura (por ejemplo orientación de la fractura).

Los trazadores radioactivos y químicos han sido usados durante muchos años en el campo de la hidrología para analizar el movimiento del agua a través de los poros de la formación. Sin embargo, su uso en ingeniería de yacimientos geotérmicos y petroleros es relativamente reciente (Jensen, 1983). En la literatura el flujo de trazadores en el medio poroso puede ser dividido en dos categorías principalmente: métodos directos e inversos.

El método directo se ocupa del comportamiento de la respuesta del trazador para tener un conocimiento pertinente de los parámetros del yacimiento y del trazador. El método inverso estima los parámetros del yacimiento y del trazador, de la interpretación de la respuesta del trazador.

Los estudios de trazadores entre pozos proporcionan una caracterización valiosa de los yacimientos naturalmente fracturados. Las aplicaciones de los trazadores para estudiar yacimientos naturalmente fracturados han sido discutidos en numerosos estudios (Wagner 1977, Tester y cols. 1982, Ramírez 1992, Shinta y cols. 1993; Daltaban y cols. 1994, Ramirez y cols. 1994, Sato y cols. 1994, Zellou y cols.1995, Deng y cols. 1995, Wattenbarger y cols. 1995 y Almeida y cols.1996). A pesar de todos estos estudios (solo pocos citados aquí) la respuesta de los trazadores en yacimientos naturalmente fracturados todavía es investigada.

Como ya se mencionó en las secciones previas se requiere investigar acerca del flujo de los fluidos inyectados y su efecto sobre el desplazamiento de aceite y gas, porque esta información incide directamente sobre el éxito de los proyectos de recuperación secundaria y mejorada, y por lo tanto, se necesita identificar y entender las anomalías, heterogeneidades e interconectividades del yacimiento, para determinar las características del flujo de los fluidos de inyección en estos complejos sistemas. Las pruebas de trazadores son una herramienta adecuada para resolver el problema anterior; sin embargo se requiere más investigación sobre el flujo de trazadores en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).

La revolución tecnológica en los años recientes ha sugerido una nueva dimensión a la tecnología de trazadores, ha puesto un nuevo énfasis a los modelos matemáticos y a la simulación numérica de las pruebas de trazadores. Esto es porque los yacimientos fracturados tienen diferentes comportamientos y existen un gran número de estos yacimientos que no son completamente desarrollados. Las pruebas de trazadores pueden proporcionar información valiosa sobre los efectos de las propiedades del sistema roca-fluidos como: intensidad del fracturamiento, porosidad de la fractura y permeabilidad de la matriz. La relación funcional entre estos parámetros y la permeabilidad efectiva calculada también pueden ser investigados. Dados los resultados de una prueba de trazadores, dependiendo de las propiedades del yacimiento, se puede inferir que el flujo en yacimientos naturalmente fracturados puede ser dominado por la matriz o por la fractura. La intensidad de fracturamiento, porosidad de la fractura y permeabilidad de la matriz tienen un efecto importante en la respuesta del trazador en yacimientos parcialmente fracturados. La transición de flujo dominado por la matriz a dominado por la fractura es una función del tamaño de la fractura, la permeabilidad de la matriz, y la porosidad de la

fractura. La alta permeabilidad de la matriz y la alta porosidad de la fractura cambian la transición de flujo dominado por la matriz o flujo dominado por la fractura a altos valores de tamaños de fractura y viceversa.

Para predecir el comportamiento de los fluidos inyectados al yacimiento, ya sea con fines de desplazamiento de aceite o simplemente como medio de desecho, es necesario contar con datos cuantitativos de los principales parámetros de flujo. Actualmente existen muy pocos métodos para determinar directamente éstos parámetros desde el estudio del trazado en un yacimiento naturalmente fracturado. Principalmente dos problemas obstaculizan el análisis de las pruebas de trazadores:

- ❖ El primero es que un porcentaje importante de los yacimientos en el mundo (geotérmicos y de hidrocarburos) se encuentran en formaciones naturalmente fracturadas (Aguilera, 1980, van Golf-Rach, 1982, Saidi, 1987) y el análisis disponible de pruebas de trazadores en medios porosos no son aplicables a este tipo de yacimientos.
- ❖ El segundo problema es el modelado de todos los procesos que pueden ocurrir cuando el trazador se mueve a través del medio poroso fracturado. Procesos macroscópicos, como convección y dispersión, y microscópicos como difusión, reacción química, intercambio de iones, adsorción y decaimiento radiactivo, los cuales pueden estar presentes y tienen que ser considerados en el análisis.

El análisis cuantitativo de las pruebas de trazadores depende de la habilidad para describir apropiadamente todos los procesos que influyen en el viaje del trazador a través de todo el yacimiento. El Análisis de pruebas de trazadores requiere una metodología que contemple desde el diseño mismo de la prueba, el uso de uno o varios modelos matemáticos que representen el flujo de trazadores en el medio poroso, un método de optimización de los parámetros involucrados en el proceso. Es necesaria una interpretación de los resultados considerando las diversas fuentes de las que se obtiene información con el fin de presentar una imagen del yacimiento que sea única.

Durante las últimas tres décadas varios artículos aparecieron en la literatura relacionados con el flujo lineal de trazadores en sistemas naturalmente fracturados (Grizak y Pickens 1980 y 1981, Neretniekens 1980, Tang y cols. 1981, Fossum y Horne 1982, Tester y cols, 1983, Horne y Rodriguez 1983, Jensen 1983, Hugakorn y cols.

1983, Maloszewski y cols. 1985, Rasmuson 1985, Okandan 1987, Rivera y cols. 1987, Ramírez y cols. 1988). Es importante saber que el número de estudios que consideran una determinación cuantitativa de los parámetros del yacimiento es reducido (Tang y cols. 1981, Walkup y Horne 1985, Rivera y cols. 1987; Ramírez y cols. 1988).

La literatura técnica que considera flujo radial de trazadores está orientada en su mayoría al caso homogéneo (Bailey y Gogotary 1961, Brigham y Smith 1966, Moench y Ogata 1981, Pikens y cols. 1981, Abbaszadeh 1982, Abbaszadeh y Brigham 1984, Chen 1985, Guven y cols. 1985, Hsieh 1986, Guvasen 1987, Falade y Brigham 1989). Una revisión indica que muy pocos artículos discuten el flujo radial de trazadores en sistemas naturalmente fracturados (Chen 1986, Abbaszadeh y Brigham 1987, Stephenson y cols. 1989, Ramírez y cols. 1991, 1993, 1994 y 1995, Carr L. y cols. 1997, Pulido y cols. 1998).

Los trabajos antes mencionados fueron desarrollados considerando flujo lineal (representando el caso de un yacimiento con fracturas verticales o confinado) y flujo radial (fracturas horizontales o estratos de alta permeabilidad) a excepción del trabajo de Ramírez y cols. 1993 y 1995, en los cuales se presenta la solución a través de un modelo que considera una geometría matriz-fractura cúbica.

Para el análisis de pruebas de trazadores, es necesaria una metodología que contemple el diseño de la prueba, así como la ejecución e interpretación. Dentro de los soportes técnicos importantes para lograr un análisis cuantitativo de este tipo de pruebas se encuentra el modelado del flujo de trazadores en los yacimientos, este modelado puede ser a través de herramientas analíticas como numéricas, a continuación se presentan estos tipos de modelado; así como los principales avances logrados en cada uno de ellos.

IV.1. MODELADO ANALÍTICO DE MEDIOS HOMOGÉNEOS

Los conceptos generales y la teoría del modelo de flujo de trazadores en yacimientos homogéneos y fracturados, son esenciales para la comprensión de los modelos matemáticos. Los modelos deben considerar todos los procesos que ocurren cuando el trazador se desplaza a través del medio poroso. Los procesos macroscópicos como convección, dispersión y procesos microscópicos como difusión, reacción química, adsorción,

intercambio iónico y decaimiento radiactivo, los cuales pueden estar presentes, tienen que ser considerados en el análisis de la prueba. Los diversos modelos matemáticos que existen en la bibliografía, representan una aproximación para el comportamiento de ciertos parámetros de flujo, el cual depende de los parámetros previamente listados; es por esto, que para cada condición de estudio, se tienen uno o varios modelos representativos.

En la siguiente sección se discuten brevemente algunos modelos matemáticos que representan el flujo de trazadores en diferentes tipos de formaciones.

IV.1.1. MODELOS DE DIFUSIÓN

La ecuación básica que rige el comportamiento del flujo de un trazador en un medio poroso homogéneo ha sido formulada por varios autores, con base en un balance de materia.

Si $C(x, t)$ (o C de aquí en adelante) es la concentración del trazador, en un punto x a un tiempo t , entonces la variación de la concentración está gobernada por la ecuación siguiente:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - V \frac{\partial C}{\partial x}, \quad (\text{IV.1})$$

Haciendo el cambio de variable $x' = x - vt$, se llega a la expresión bien conocida de la ecuación de difusión:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D \frac{\partial^2 C}{\partial x'^2}. \quad (\text{IV.2})$$

En estas ecuaciones el coeficiente promedio de difusión, D , engloba todos los efectos debidos a la difusión y las fluctuaciones de la velocidad convectiva.

A las expresiones (IV.1) y (IV.2) se les conoce como “modelo de difusión”. Las principales soluciones reportadas en la literatura, empleando el modelo de difusión con diferentes tipos de condiciones de frontera, son:

- ❖ Modelo de difusión de Coats. Con tres posibles sistemas de solución.
- ❖ Modelo de difusión de Gershon. Incluye dos efectos adicionales, considera la adsorción del trazador en los granos de la roca y el decaimiento del trazador, que en caso de tratarse de trazadores radioactivos, es de considerable importancia, además de cuatro sistemas de posible solución.
- ❖ Modelo de difusión de Brigham. En 1974 Brigham demostró que había una incongruencia en varias de las soluciones previamente publicadas para el modelo de difusión, debido a que los resultados obtenidos no eran compatibles con el balance de materia. Esta incongruencia se presenta por una inadecuada interpretación de las condiciones de frontera. Brigham hizo notar que existía una diferencia entre los datos experimentales y los resultados de los modelos matemáticos representativos del comportamiento de las concentraciones a la salida de los núcleos en las mediciones efectuadas en el laboratorio. Los modelos predicen la concentración “in-situ” y la concentración que es medida a la salida de los núcleos es la correspondiente a la concentración fluyente.

IV.1.2. MODELOS DE CAPACITANCIA

Al efectuar la interpretación de los datos de flujo de trazadores a través de medios porosos, se ha visto que el perfil de concentraciones generalmente no es simétrico, tal como lo establece el modelo de difusión, sino que frecuentemente presenta asimetrías tanto en la parte inicial como en la final de la prueba. Varios investigadores han tratado de modificar el modelo básico de difusión, con objeto de tomar en cuenta el efecto de “retardamiento” en la irrupción de las concentraciones del trazador en la parte final de la prueba, para ello han sugerido considerar la división de la región a través de la cual fluye en dos partes, una en la que el fluido se mueve continuamente y otra en que permanece estancada, llegando así al establecimiento de los modelos “capacitivos”. Los principales modelos capacitivos son:

- ❖ Modelo de capacitancia de Deans. En este modelo se sugiere la existencia de un volumen estancado de fluido en el medio poroso, el cual se encuentra conectado con el volumen móvil por medio de algún tipo

de “resistencia” que regula la transferencia de masa entre ambas regiones. Este modelo tiene tres parámetros de ajuste: la magnitud del volumen estancado, el coeficiente de transferencia de masa entre las regiones móvil y estancada y el número de etapas en que se divide el proceso.

- ❖ Modelo de capacitancia de Coats y Smith. Extensión al modelo de Deans.

- ❖ Modelo de capacitancia de Brigham. Brigham demostró que la concentración calculada en el modelo de Coats y Smith, corresponde a una concentración “in-situ” en el extremo de salida del medio poroso, por lo que, si se pretende utilizar los datos de la concentración medida en el afluente para obtener los parámetros del modelo, es necesario expresar las soluciones en términos de la concentración fluyente.

IV.2. MODELADO ANALÍTICO DE MEDIOS FRACTURADOS

Las formaciones con fracturas naturales presentan discontinuidades extremas en propiedades físicas, tales como la porosidad y la permeabilidad. Cuando se tiene el proceso de flujo de un trazador a través de un sistema, naturalmente fracturado, los procesos dominantes serán la dispersión (transporte convectivo más difusión) en la red de fracturas y la difusión en los bloques de la matriz. Normalmente, el proceso de difusión en la matriz actuará como efecto retardador de la aparición del trazador en el pozo productor, lo cual se agudizará si existe algún tipo de adsorción del soluto de la roca, debido al incremento del área efectiva de contacto entre los granos de la roca y el soluto.

Las técnicas convencionales y disponibles para el estudio del fenómeno de difusión–dispersión en medios homogéneos no son, en general, totalmente aplicables para modelar este proceso en sistemas reales con fracturas naturales.

A continuación se presentan los modelos que describen el comportamiento del trazador:

A. FLUJO LINEAL

YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

- ❖ Modelos Deans (1963)
- ❖ Modelo Coats y Smith (1964)
- ❖ Modelo de Brigham (1974)
- ❖ Modelo de Correa y asoc. (1987)

YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

- ❖ Modelo de Tang y Babú (1981)
- ❖ Modelo de Jensen y Horne (1983)
- ❖ Modelo de Walkup y Horne (1985)
- ❖ Modelo de Ramírez-Sabag y Rivera (1988)

B. FLUJO RADIAL

YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

- ❖ Modelo de Chen (1985)
- ❖ Modelo de Chen (1986)

YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

- ❖ Modelo de Ramírez y cols. (1992), matriz tipo estrato.
- ❖ Modelo de Ramírez y Samaniego. (1992), matriz tipo bloques cúbicos.

IV.2.1. SOLUCIÓN ANALÍTICA PARA LA FRACTURA

En 1981 Tang y colaboradores, desarrollaron una solución semianalítica para el problema de transporte de un contaminante en fracturas discretas, considerando los procesos de dispersión y difusión. Estas soluciones fueron

usadas en la determinación las distancias recorridas por el contaminante y los tiempos de irrupción correspondientes.

El sistema idealizado de Tang se muestra en la figura siguiente:

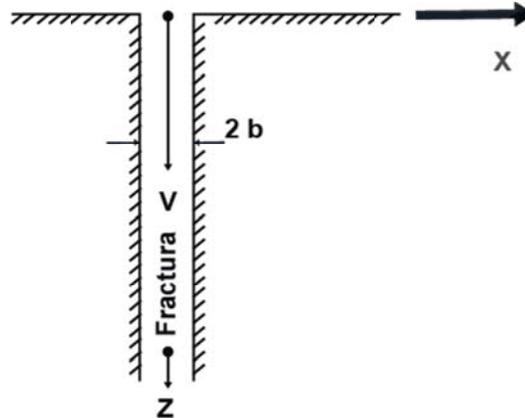


Fig. IV.1. Modelo de Tang y cols.

Las principales consideraciones de este modelo son las siguientes:

- ❖ El ancho de la fractura es muy pequeño en comparación con la longitud del sistema
- ❖ La difusión transversal y la dispersión dentro de la fractura aseguran un mezclado completo a lo ancho de la fractura a todo tiempo
- ❖ La permeabilidad de la matriz porosa es muy baja y el transporte en la matriz será principalmente por difusión molecular
- ❖ El transporte en la fractura es mucho más rápido que el de la matriz

Los siguientes fenómenos fueron considerados:

- ❖ Transporte convectivo solo en la fractura
- ❖ Mecanismo de dispersión longitudinal en la fractura
- ❖ Difusión molecular en la fractura, en dirección del eje de fractura

- ❖ Difusión molecular de la fractura a la matriz
- ❖ Adsorción sobre la cara de la matriz
- ❖ Adsorción en la matriz
- ❖ Decaimiento radioactivo

Tang también considera que los procesos de dispersión mecánica y difusión molecular en la fractura usualmente se conjuntan como dispersión hidrodinámica.

En 1983, Jensen y Horne desarrollaron un modelo matemático para describir el flujo de trazadores a través de medios porosos. El modelo consideraba doble porosidad (Fig. IV.2), además de una fuente de trazador constante, C_0 , que viaja a través de una fractura y una zona de la matriz en la cual está presente el fenómeno de difusión.

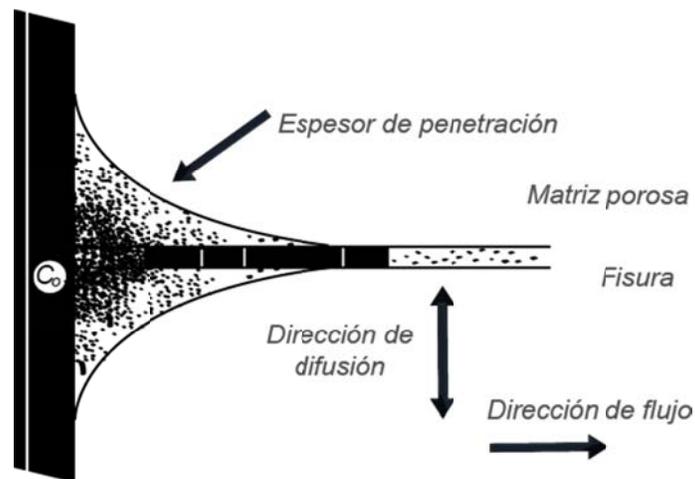


Fig. IV.2. Modelo de Jensen y Horne.

IV.2.2. MODELO DE WALKUP Y HORNE

En 1984 Horne y Walkup desarrollaron un modelo bidimensional representando el sistema de fracturas del yacimiento con un esquema idealizado tal como se muestra en la Fig. IV.3. En este esquema representativo del yacimiento, los autores consideran dos volúmenes de control, una región móvil en la que se incluyen los

fenómenos de convección en la dirección “x”, difusión en la dirección “y” y adsorción del trazador en las paredes de la roca, y una región inmóvil en la cual actúan los procesos de difusión en la dirección “y”, así como la adsorción.

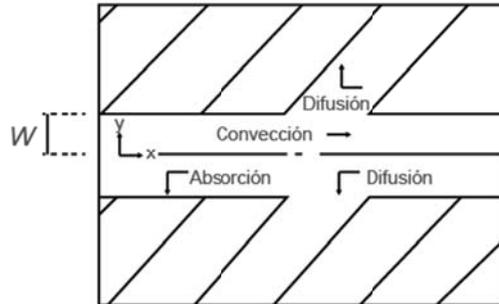


Fig. IV.3. Modelo de Walkup y Horne

IV.2.3. MODELO DE RAMÍREZ Y COLS

- ❖ El medio naturalmente fracturado es representado por modelos idealizados
- ❖ El sistema analizado consiste de dos regiones:
 1. Región móvil, sistema de fracturas.
 2. Región inmóvil, matriz.

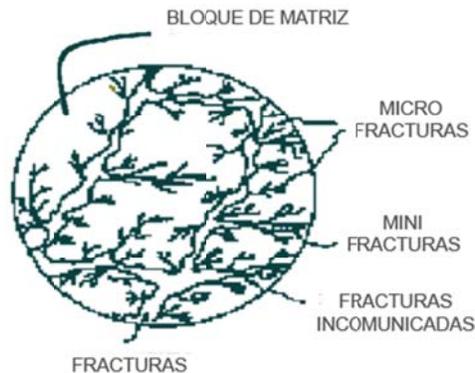


Fig. IV.3. Esquema del modelo de Ramírez y cols.

Principales suposiciones

1. La densidad de la especie “A” es constante.
2. No existen componentes de la velocidad en dirección perpendicular al flujo.
3. En la región móvil, el gradiente de concentración en la dirección transversal al flujo, es despreciable.
4. El volumen de la región móvil permanece constante.
5. La adsorción toma lugar principalmente por una reacción química de primer orden.
6. La transferencia de masa entre los sistemas matriz fractura es controlada por una película de fluido de espesor infinitesimal, localizada en la interfase entre los bloques de matriz y las fracturas que los rodean.

Mecanismos de transporte:

A. Región móvil (fracturas)

- ❖ Dispersión longitudinal, incluye difusión molecular, no se considera la dirección “z” porque se supone que el ancho de fractura, $2w$, es muy pequeño, por consecuencia no existe gradiente de concentración en esta dirección.

$$D_r = aV_r + D_r^*$$
$$D_L = aV + D^*$$

Donde:

a es el coeficiente de dispersión

D^* es el coeficiente de difusión molecular

- ❖ Convección, la velocidad en dirección “z” es uniforme, sólo se considera su variación en dirección “x”.
- ❖ Decaimiento, este fenómeno es considerado en el caso de que el trazador radioactivo tenga una vida media menor al tiempo de tránsito del mismo en la formación.

B. Región inmóvil (matriz)

- ❖ Difusión, este efecto sólo se considera en la dirección “z”, dado que el gradiente de concentración se supone despreciable en la componente longitudinal, no existe componente de la velocidad en dirección “z”.
- ❖ Adsorción
- ❖ Decaimiento

Modelo de flujo lineal

Con base en estas suposiciones se efectuó un balance de materia para cada región.

El término que liga las dos regiones, está dado por la transferencia de masa hacia la región inmóvil o estancada, mediante el mecanismo de difusión en $z=w-d$.

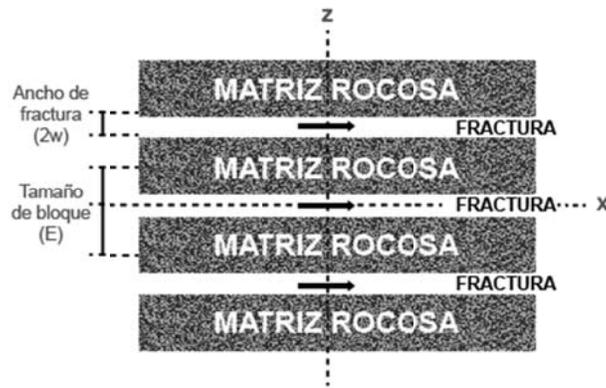


Fig. IV.4. Sistema ideal (lineal).

Modelo propuesto flujo lineal:

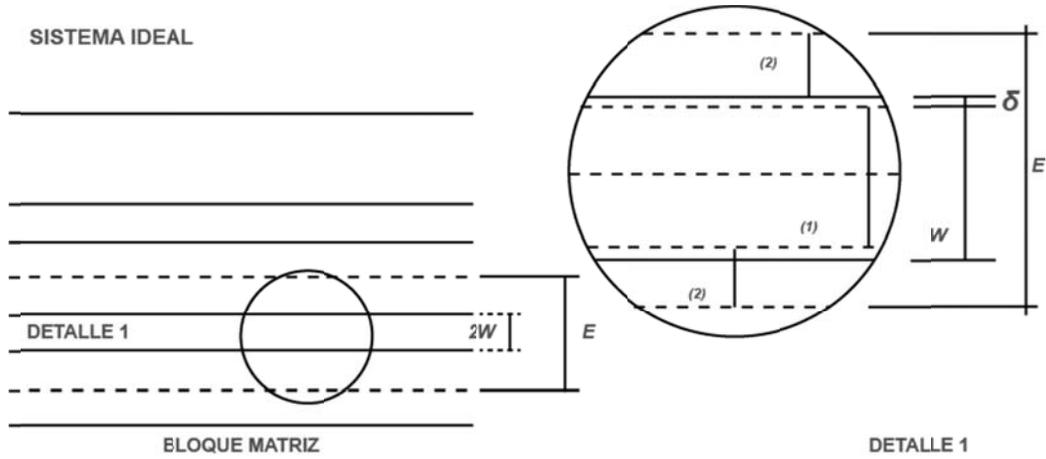


Fig.IV.5. Detalle del sistema ideal.

Flujo lineal:

Ecuaciones de flujo

$$\frac{1}{Pe_1} \frac{\partial^2 C_{D1}}{\partial x_D^2} - \frac{\partial C_{D1}}{\partial x_D} - \gamma C_{D1} + \xi \frac{C_{D2}}{\partial y_D \frac{w-\delta}{L}} - \frac{\partial C_{D1}}{\partial t_D} = 0, \quad (IV.3)$$

$$\frac{R}{Pe_2} \frac{\partial^2 C_{D2}}{\partial y_D^2} - \gamma C_{D2} - \frac{\partial C_{D2}}{\partial t_D} = 0, \quad (IV.4)$$

Donde:

$$Pe_1 = \frac{v_m L}{D_m}, \quad (IV.5)$$

$$Pe_2 = \frac{v_m L}{D_e}, \quad (IV.6)$$

$$\xi = \frac{\phi_e D_e^Y}{v(w-\delta)}, \quad (IV.7)$$

$$\gamma = \frac{L}{v} \lambda, \quad (IV.8)$$

$$R = \frac{\phi_e}{\phi_e + \rho_k(1 - \phi_e)}. \quad (IV.9)$$

Flujo lineal condiciones iniciales y de frontera:

$$\begin{aligned} C_{D1}(x_D, 0) &= 0; & C_{D2}(x_D, y_D, 0) &= 0 \\ C_{D1}(0, t_D) &= 1; & C_{D1}(\infty, t_D) &= 0 \end{aligned} ,$$

$$\begin{aligned} c_{D2}\left(x_D, \frac{w-\delta}{L}, t_D\right) &= C_{D1}(x_D, t_D) \\ \frac{\partial C_{D2}}{\partial y_D}\left(x_D, \frac{E}{2L}, t_D\right) &= 0 \end{aligned} .$$

Flujo lineal solución semianalítica

$$\begin{aligned} C_{D1}(x_D, t_D) &= \frac{1}{\sqrt{\pi}} e^{\left(\frac{x_D Pe_1}{2}\right)} \int_0^\infty \frac{1}{\tau'^{3/2}} e^{\left[-\left(\frac{1}{\tau'} - 1\right)^2 \frac{Pe_1 x_D^2}{4\left(\frac{1}{\tau'} - 1\right)^2} \left(\frac{Pe_1}{4} + \gamma\right)\right]} \\ &\quad \{F_1 + F_2\} U\left(t_D - \frac{Pe_1 x_D}{4\left(\frac{1}{\tau'} - 1\right)^2}\right) d\tau', \end{aligned} \quad (IV.10)$$

Donde:

$$\begin{aligned} F_1 &= e^{-A_1} \operatorname{erfc}\{B_1 - C_1\} \\ F_2 &= e^{A_1} \operatorname{erfc}\{B_1 + C_1\} \end{aligned} ,$$

Donde:

$$\begin{aligned} A_1 &= \frac{x_D^2 Pe_1 \alpha}{4\left(\frac{1}{\tau'} - 1\right)^2} \sqrt{\gamma}, \\ B_1 &= \frac{x_D^2 Pe_1 \alpha}{8\left(\frac{1}{\tau'} - 1\right)^2 \sqrt{t_D - \frac{Pe_1 x_D^2}{4\left(\frac{1}{\tau'} - 1\right)^2}}}, \\ C_1 &= \sqrt{\gamma \left(t_D - \frac{Pe_1 x_D^2}{4\left(\frac{1}{\tau'} - 1\right)^2}\right)}, \end{aligned}$$

$$C_{D1}(x_D, t_D) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{\left(\frac{x_D Pe_1}{2}\right)} \int_0^\infty \frac{1}{\tau''^2} e^{\left[-\frac{\left(\frac{1}{\tau''-1}\right)^2 - \frac{Pe_1 x_D^2}{4\left(\frac{1}{\tau''-1}\right)^2}\right]} \operatorname{erfc} \left[\frac{x_D^2 Pe_1 \alpha}{8\left(\frac{1}{\tau''-1}\right)^2 \sqrt{t_D - \frac{Pe_1 x_D}{4\left(\frac{1}{\tau''-1}\right)^2}}} \right] U \left(t_D - \frac{Pe_1 x_D}{4\left(\frac{1}{\tau''-1}\right)^2} \right) d\tau''.$$

(IV.11)

IV.2.4. MODELO RADIAL (ESTRATOS) DE RAMÍREZ Y COLS.

Flujo Radial:

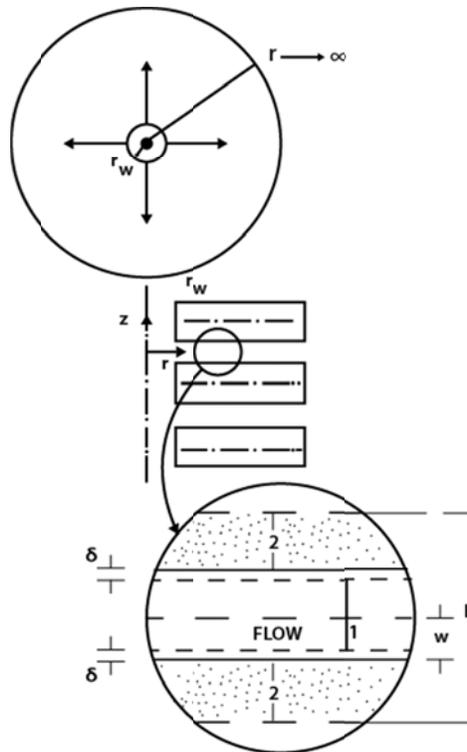


Fig. IV.6. Esquema del Flujo Radial.

Ecuaciones fundamentales:

Fracturas

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial^2 C_{Dr1}}{\partial r_D^2} - \frac{1}{r_D} \frac{\partial C_{Dr1}}{\partial r_D} - \gamma C_{Dr1} + \frac{6}{d_D} \frac{\phi_2}{\phi_1} D_{D2} \left(\frac{\partial C_{Dr2}}{\partial z_D} \right)_{z_{D0}} = \frac{\partial C_{Dr1}}{\partial t_D}. \quad (IV.12)$$

Matriz

$$D_{D2} R \frac{\partial^2 C_{Dr2}}{\partial z_D^2} + D_{D2} R \frac{\partial C_{Dr2}}{\partial z_D} - \gamma C_{Dr2} = \frac{\partial C_{Dr2}}{\partial t_D}. \quad (IV.13)$$

Condiciones iniciales y de frontera:

$$\begin{aligned} C_{Dr1}(r_{D0}, 0) &= 0; & C_{Dr2}(r_D, z_D, 0) &= 0 \\ C_{Dr1}(r_{D0}, t_D) &= 1; & C_{Dr2}(r_D, z_{D0}, t_D) &= C_{Dr1}(r_D, t_D) \\ C_{Dr1}(\infty, t_D) &= 0; & \frac{\partial C_{Dr2}}{\partial z_D} (z_{D, \frac{E}{2L}}, t_D) &= 0 \end{aligned}$$

Solución:

$$\bar{C}_{D1}(r_D, s) = \frac{1}{s} e^{\left(\frac{Y-Y_0}{2}\right)} \frac{A_i\left(\frac{1}{\xi_{rg}^3} Y\right)}{A_i\left(\frac{1}{\xi_{rg}^3} Y_0\right)},$$

Donde:

$$\begin{aligned} Y &= r_D + \frac{1}{4\xi_{rg}} \\ Y_0 &= r_{D0} + \frac{1}{4\xi_{rg}} \end{aligned}$$

$$\xi_{rc} = s + \gamma + \varepsilon$$

$$\left\{ \beta_{rc} \coth(z_{D0} \beta_{rc}) - \frac{1}{z_{D0}} \right\}$$

donde:

$$\varepsilon = \frac{6 \phi_1}{d_D \phi_2} D_{D2}$$

$$\beta_{rh} = \beta_{rc} = \sqrt{\frac{s + \gamma}{RD_{D2}}}$$

Las funciones de Airy, $Ai(z)$, que intervienen en las ecuaciones fueron calculados de acuerdo a Abramowitz y Stegun, según el valor del argumento de la función.

Para $-5.0 \leq z \leq 4.8$

$$A_i(Z) = c_1 f(z) + c_2 g(z),$$

$$f(z) = \sum_{k=0}^{\infty} 3^k \left(\frac{1}{3}\right)_k \frac{z^{3k}}{(3k)!},$$

$$g(z) = \sum_{k=0}^{\infty} 3^k \left(\frac{2}{3}\right)_k \frac{z^{3k+1}}{(3k+1)!},$$

$$\left(\alpha + \frac{1}{3}\right)_0 = 1 + 3^k \left(\alpha + \frac{1}{3}\right)_k = (3\alpha + 1)(3\alpha + 4) \dots (3\alpha + 3k - 2),$$

$$c_1 = \frac{3^{-\frac{2}{3}}}{\Gamma\left(\frac{2}{3}\right)} = 0.3550280538,$$

$$c_1 = \frac{3^{\frac{1}{3}}}{\Gamma\left(\frac{1}{3}\right)} = 0.2588194037.$$

IV.3. SOLUCIÓN AL PROBLEMA INVERSO DE TRAZADORES

Una de las herramientas matemáticas más viables para determinar los valores de los parámetros de un modelo matemático es el problema inverso.

Con frecuencia en ingeniería de yacimientos se tiene el problema inverso en el cual las condiciones de entrada y salida son conocidas, en tanto que el sistema es desconocido.

En el campo, los detalles de cómo se inyectó el trazador son conocidos (la entrada), así como también, las curvas de retorno del trazador (la salida), lo que se desea es la interpretación del yacimiento (el sistema).

En general, el procedimiento para resolver el problema inverso, consiste en ajustar un modelo a los datos reales. A partir de este ajuste, los valores óptimos de las variables que definen el modelo pueden ser determinados. Una vez determinadas las variables del modelo, es posible conocer algunos parámetros del sistema roca-fluidos.

Es conveniente hacer notar que la información que se obtiene del yacimiento depende del modelo que se ocupe para la interpretación. El procedimiento empleado para ajustar este tipo de modelos, consiste en utilizar un método de ajuste de curvas (mínimos cuadrados no lineales). La función objetivo a ser minimizada es la siguiente:

$$FO(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n) = \sum_{i=1}^N [M(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n; t_{Di}) - C(t_{Di})]^2 . \quad (IV.14)$$

El problema inverso consiste en determinar el estado actual del sistema a partir de observaciones futuras (es decir, el cálculo de la evolución del sistema retardado en el tiempo), o la identificación de parámetros físicos a partir de observaciones de la evolución del sistema (identificación de parámetros).

En el caso de pruebas de trazadores el problema inverso consiste en determinar los valores de los parámetros (llamados parámetros de estimación) que aparecen en el modelo matemático de flujo de trazador, los cuales describen cuantitativamente las propiedades de flujo y las propiedades de transporte en el yacimiento.

Tradicionalmente, el procedimiento para resolver el problema inverso en datos de pruebas de trazadores implicaba desarrollar programas de cómputo.

Además, en el caso que la solución del modelo matemático se encuentre en el dominio de Laplace, la inversión numérica de los datos de campo del dominio de Laplace al dominio real se realiza para cada par ordenado de datos; es decir, a un tiempo t_i y con valores iniciales de los $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$ parámetros se determina el valor de la concentración $C_i(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n; t_{Di})$.

En la Fig. IV.7 se muestra la estrategia tradicional para resolver el problema inverso en pruebas de trazadores (Ramírez y cols. 2005).

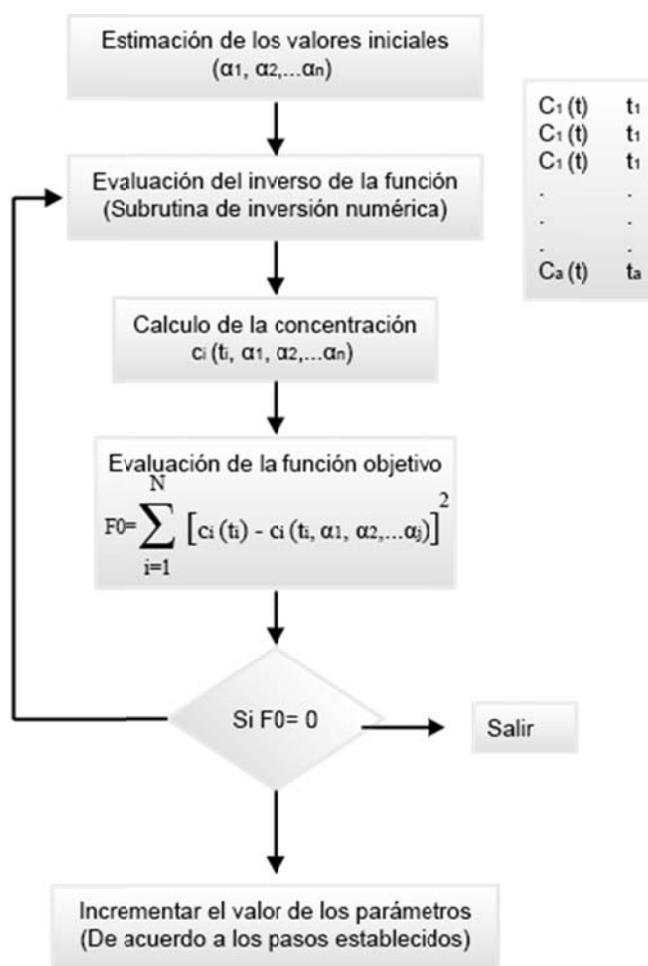


Fig. IV.7. Ilustración de la estrategia tradicional para resolver el problema inverso.

Si se toma en cuenta que el número de datos podría ser de hasta cien, entonces el tiempo de cálculo se incrementaba significativamente. Uno de los principales problemas que presentaba esta estrategia es la gran dispersión numérica en las etapas de cálculo de la inversión numérica y el cálculo de los parámetros de estimación en los algoritmos de optimización. Esta dispersión numérica introduce incertidumbre en los resultados de los parámetros involucrados en el modelo matemático de flujo de trazador.

Método General para la determinación de parámetros usando Pruebas de trazadores

Se tiene una tabla de datos medidos a partir de las muestras:

Tiempo	Concentración
t_1	C_1
t_2	C_2
..	..
t_N	C_N

Se requiere re-escalar estos tiempos para tenerlos como tiempo adimensional. Dependiendo del modelo a utilizar será el re-escalamiento. Por ejemplo si se usa un modelo homogéneo se empleará la relación:

$$t_D = t\nu/L. \tag{IV.15}$$

Es necesario calcular la velocidad ν a partir de los datos de la muestra para adimensionalizar el tiempo. Una forma para obtenerla consiste en calcular el tiempo esperado de irrupción que se define como el primer momento y se calcula de la manera siguiente:

$$t_e = \sum_{i=1}^N t_i C(t_i), \tag{IV.16}$$

Así la velocidad es $\nu = L/t_e$ donde L es la distancia entre pozos.

La Fig. IV.8 ilustra un ejemplo de re-escalamiento del tiempo.

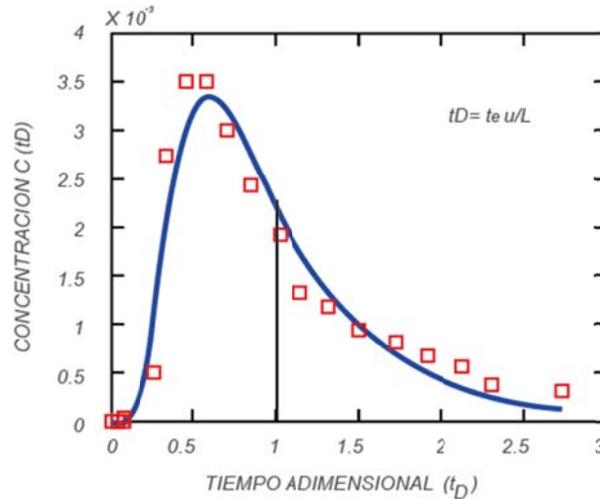


Fig. IV.8. Ejemplo de re-escalamiento en el tiempo.

El siguiente paso consiste en construir la función objetivo a minimizar con base al modelo propuesto y los valores de las muestras.

$$FO(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n) = \sum_{i=1}^N [C(t_i) - C^*(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_j)]^2. \quad (IV.17)$$

Los parámetros alfa, son las propiedades físicas de interés. FO es una función no lineal por lo que se requiere al menos un método de optimización no lineal confiable para encontrar el mínimo. M es el modelo que se usará y C es la concentración.

Ejemplo de aplicación

El procedimiento empleado para ajustar este tipo de modelos, consiste en utilizar un método de ajuste de curvas (mínimos cuadrados no lineales). La función objetivo a ser minimizada es la siguiente:

$$FO(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n) = \sum_{i=1}^N [C(t_i) - C^*(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_j)]^2, \quad (IV.18)$$

Donde:

$C(t)$: Concentración medida

$C(t, a)$: Concentración calculada

a : Parámetros de ajuste

t :Tiempo

N : Número de datos

Algoritmo de optimización

Es importante hacer notar que las variables del yacimiento que se pueden determinar a través de la interpretación de una prueba de trazadores, dependen del modelo usado para este propósito.

El programa de computo que se utiliza para minimizar la función objetivo, consiste por ejemplo, en un programa principal y cuatro subprogramas correspondientes a las siguientes funciones: Función objetivo, función CX, Función CG, y Función CH que corresponden a las restricciones de cada uno de los parámetros α_i y las funciones CG y CH corresponden a las restricciones de cada uno de los parámetros α_i 's inferior y superior, respectivamente.

$$\frac{\partial FO}{\partial \alpha(1)} = \frac{FO[\alpha(1)+h, \alpha(2) \dots \alpha(6)] - FO[\alpha(1), \alpha(2) \dots \alpha(6)]}{h}, \quad (IV.19)$$

Donde h debe ser lo suficientemente pequeño.

$$\varepsilon_i = - \frac{\frac{\partial FO}{\partial \alpha_i}}{\left\{ \sum_{j=1}^{nd} \left(\frac{\partial FO}{\partial \alpha_j} \right)^2 \right\}^{\frac{1}{2}}}. \quad (IV.20)$$

Vector unitario:

Zona inferior

$$G_j \leq \alpha_i \leq G_j + (H_j - G_j)10^{-4}.$$

Zona superior

$$H_j \leq \alpha_i \leq H_j + (H_j - G_j)10^{-4}.$$

La Fig. IV.9 muestra un ajuste obtenido del ejemplo de aplicación.

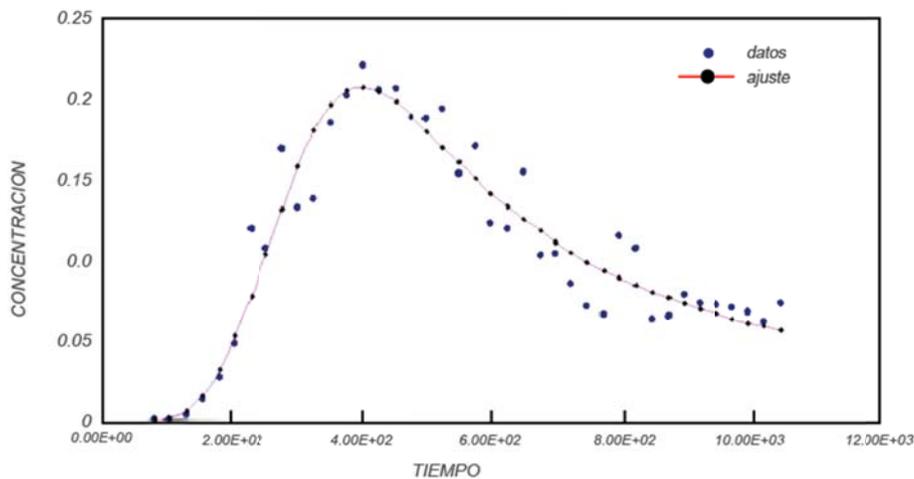


Fig. IV.9. Ajuste obtenido del ejemplo de aplicación.

CAPÍTULO V. MODELADO NUMÉRICO DE TRAZADORES

La investigación relacionada con la simulación numérica de yacimientos fracturados tiene una larga historia. La predicción del comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados bajo propiedades uniformes de roca ha sido tema de muchas publicaciones desde la década de los sesentas. Comúnmente los tres métodos diferentes usados en la simulación de sistemas de YNF son:

1. Aproximación del medio continuo
2. Aproximación de fracturas discretas
3. Enfoque integrado

El primer enfoque, aproximación de un único medio continuo se aplica para simular yacimientos fracturados con fracturas que tienen efectos pequeños en el flujo. Baranblatt y cols. (1960) fueron los primeros en introducir la aproximación dual del medio continuo (doble porosidad). Los autores consideraron dos yacimientos homogéneos, isotrópicos, parcialmente continuos, los bloques de la matriz y la red de fracturas; asumieron un estado de flujo pseudoestacionario de matriz a fractura.

Warren y Root (1963) extendieron este trabajo. Los autores propusieron una representación simplificada de la red de fracturas, usando un modelo de doble porosidad. Ellos asumieron que la porosidad secundaria está contenida dentro de un conjunto ortogonal igualmente que en un sistema espaciado de red de fracturas, mientras que los bloques de la matriz alimentan continuamente la fractura. Adicionalmente, supusieron la condición del no-flujo entre los bloques de la matriz. Con el fin de caracterizar la relación entre la región de doble porosidad, Warren y Root (1963) introdujeron dos parámetros adimensionales: coeficiente de flujo inter-porosidad (λ) y almacenaje de fracturas adimensionales (ω).

Kazemi (1976) realizó un estudio en el cual usó el modelo de aproximación para yacimientos naturalmente fracturados dual continuo, para un sistema multi-capas (modelo de doble permeabilidad). El autor asume que las fracturas son capas delgadas con alta conductividad, alternando con capas gruesas para los bloques de la matriz,

las cuales tienen una alta capacidad de almacenaje pero baja conductividad. Los simuladores para doble permeabilidad permiten flujo matriz-matriz (Kazemi y cols., 1976; Rossen, 1977; Thomas y cols., 1983).

Long y cols. (1985) y Dershowitz (1988) presentaron una aproximación llamada modelo de flujo de fracturas discretas. En estas aproximaciones, las fracturas naturales se asumen como un sistema de segmentos de fracturas en vez de considerarlas como continuas. Debido a que esta aproximación considera flujo solo a través del espacio fracturado, la contribución de la permeabilidad de matriz y fracturas aisladas no son consideradas. Junto a estas limitaciones, los modelos basados en estas aproximaciones son limitados en tamaño, rapidez y niveles de sofisticación requerida para simular el flujo multifásico comparado con modelos basados en la aproximación continua. Estas aproximaciones son aplicables típicamente para calcular el flujo a través de una sola región contenida en un gran número de fracturas conectadas.

Para comparar las ventajas de ambas aproximaciones, redes de fracturas continua y discreta, los métodos tienen que integrarse (Oda, 1985; Lee y cols., 1997; Lough y cols., 1998; Jensen y cols., 1998; Park y cols., 2000; Dershowitz, 2000; Lee y cols., 2000; Sutopo y cols., 2001). En estas aproximaciones, se prepara como primer paso un modelo de red fracturas discretas del yacimiento. La distribución de fracturas derivada de este modelo se usa para proporcionar parámetros de entrada a la malla para simuladores basados en aproximaciones continuas (simple o doble). Esta aproximación tiene más ventajas a lo largo de la aproximación continua con el realismo propuesto por la aproximación de red de fracturas discretas.

El uso de modelos numéricos se ha convertido en un método estándar para 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. Normalmente los parámetros propios del yacimiento se ajustan con respecto 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.

El ajuste histórico se realiza de forma manual o con modelos inversos; en la forma manual se realiza tomando un modelo, en el cual se comparan los resultados simulados con la historia del trazador y luego se cambia

manualmente los parámetros de entrada al modelo. En la modelación inversa se hace lo mismo, pero las estimaciones de los parámetros se actualizan de forma automática. Ambos métodos requieren de un gran número de corridas.

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.

El método numérico es el estándar para el análisis de los resultados en la pruebas de trazadores en Hidrología. Sin embargo, en la industria petrolera rara vez se uso, ya que tan solo el 14% de los estudios reportados en pruebas de trazadores entre pozos han utilizado el método numérico.

Actualmente se cuentan varios simuladores comerciales, propiedad de compañías privadas dedicadas al desarrollo de éste tipo de herramientas, mismas que han ayudado a la realización del análisis numérico de distintas pruebas, entre ellas las de trazadores; entre estos simuladores se encuentran:

- ❖ Simuladores basados en el formulismo de Líneas de Corriente

Simuladores basados en diferencias finitas:

- ❖ UTCHEM, Texas University
- ❖ Eclipse, Geoquest, Schlumberger
- ❖ Stars, CMG

En las siguientes secciones se describen brevemente cada uno de estos simuladores con un enfoque especial en la aplicación del flujo de trazadores en medios porosos.

V.1. MODELADO BASADO EN EL FORMALISMO DE LÍNEAS DE CORRIENTE

Las técnicas de simulación de flujo basadas en líneas de corriente y tubos de corriente han sido utilizadas en la industria del petróleo desde 1950. El reciente interés se ha renovado en gran medida impulsado por los nuevos avances en la caracterización de yacimientos. En las últimas dos décadas se ha visto un enorme crecimiento en la capacidad de la industria petrolera para desarrollar modelos estáticos a escala fina que integren detalladamente datos geofísicos y geológicos en 3D. Los tamaños de los modelos de millones de celdas ahora son rutina y pueden ser generados por códigos comerciales de propósito general. Esto ha llevado a algunos desafíos pendientes. Primero, la diferencia entre el modelado geológico y la simulación de flujo se ha ampliado. Segundo, con el incremento de la resolución del modelo se incrementa el reconocimiento de la incertidumbre. Se debe entender y cuantificar el impacto de los elementos desconocidos del modelo estático del transporte y flujo del fluido para una administración prudente del yacimiento. Los desarrollos recientes en la simulación con líneas de corriente ofrecen un potencial significativo para cumplir con algunos de estos retos. En este apartado se discuten algunos de ellos.

Los modelos de líneas de corriente proporcionan una herramienta rápida para la simulación de flujo, así como la detección y clasificación rápida de los modelos en 3D del yacimiento. La evolución de las inyecciones frontales y su interacción con la heterogeneidad puede ser visualizada fácilmente usando modelos de líneas de corriente. Las líneas de corriente también son intuitivamente atractivas, porque delimitan naturalmente el flujo rápido y lento y a su vez proporcionan un medio natural para la caracterización dinámica del yacimiento. La rapidez y precisión de los modelos de líneas de corriente también conducen a una multitud de otras aplicaciones: por ejemplo, la distribución de gastos y la dirección de la inundación frontal, la integración de corte de agua y datos de trazadores en la descripción del yacimiento, escalamiento de modelos de escala fina, escalamiento multifase a través del uso de permeabilidades pseudorelativas, y generación de malla flexible durante la simulación del yacimiento, por mencionar algunos.

En las siguientes secciones se presentan, antecedentes, fundamentos, procedimientos y algunas aplicaciones de esta técnica.

V.1.1. ANTECEDENTES Y RESEÑA HISTÓRICA

Los fundamentos potenciales de la teoría de flujo se remontan al siglo XX. El modelado del transporte y el flujo de fluidos con líneas de corriente y tubos de corriente se remonta al trabajo pionero de Muskat (1937). Desde entonces, varios autores han aplicado y ampliado los conceptos fundamentales para las aplicaciones de modelado de yacimientos petroleros. Entre ellas se destacan Fay y Prats (1951), Higgins y Leighton (1962), Morel-Seytoux (1966), Pitts y Crawford (1970), LeBlanc y Caudle (1971), y Martin y Wegner (1979). Muchas de estas primeras aplicaciones usaron aproximaciones analíticas o numéricas basados en tubos de corriente de modelos de desplazamientos multifásicos (inyección primaria de agua). El dominio del flujo se divide en un número de tubos de corriente y los cálculos de saturación de fluido se llevan a cabo a lo largo de estos tubos de corriente. Las motivaciones detrás del modelado con tubos de corriente fueron la falta de dispersión numérica y la ventaja computacional asociada a un campo de velocidad que varía lentamente durante una inyección de agua. La extensión directa del enfoque del flujo de los tubos de corriente en 3D, sin embargo, no es trivial debido a las complejidades asociadas con la geometría del tubo de seguimiento en el espacio 3D. Lake y cols. (1981), adoptaron un enfoque híbrido donde combinaron un modelo areal con tubos de corriente en una simulación de diferencias finitas de un corte transversal de un modelo de gran escala de inyección de polímeros micelares. Algunas de las aplicaciones posteriores al éxito de este enfoque híbrido fueron reportadas por Milliken y cols. (1989), Matthews y cols. (1991), Hewett y Behrens (1991) y Milliken (1997).

Otros dos métodos comúnmente utilizados para el transporte convectivo son Langrage rastreo de partículas (Schafer-Perini y Wilson, 1991) y métodos de interfase tales como los esquemas de rastreo frontal (Glimm y cols., 1981; Bratyedt y cols., 1992) y los métodos de nivel establecido (Sethiam, 1996). El algoritmo del rastreo de partículas reemplaza a las curvas frontales, por ejemplo, concentraciones del trazador con una recolección estadísticamente significativa de partículas. Cada partícula representa un paquete finito del fluido ya sea en masa o en volumen. Las partículas son movidas por la suposición de las ecuaciones de velocidad a lo largo de las trayectorias adecuadas. La dispersión puede ser explicada usando un algoritmo desarrollado por Chorin (1973); después de la convección, cada partícula es depositada con una variación en la posición proporcional a la dispersión. Otro de los inconvenientes asociados con estos sistemas es la pérdida de la resolución frontal con la progresión del tiempo y la varianza estadística de la respuesta de la concentración.

Los métodos de rastreo frontal son un enfoque compuesto por Euler-Lagrange, que introduce interfases como un grado de libertad en los cálculos. Un enfoque de Lagrange se usa para mover las curvas frontales. Lejos del frente, un enfoque Euleriano con discretización espacial estándar se utiliza para desarrollar la solución. Las principales limitaciones del método del rastreo frontal son la carga computacional asociada a complicaciones derivadas del acercamiento al enfoque o a la intersección de las curvas frontales. Una alternativa para el método de rastreo frontal es establecer el nivel, lo que representa la propagación interfaz como el nivel cero de una función de un conjunto de dimensiones superiores. La evolución de la parte frontal se obtiene resolviendo el conjunto de ecuaciones, una ecuación de valor inicial en derivadas parciales (Osher y Sethian, 1988).

Los modelos de líneas de corriente usan conceptos de rastreo de partícula para definir trayectorias en el espacio en 3D (Pollock, 1988; Datta-Gupta y King, 1995; King y Datta Gupta, 1998). El enfoque no requiere geometrías de tubo que se evaluaron de forma explícita y por lo tanto son ideales para el modelado de flujo y transporte en tres dimensiones (Bratvedt et al, 1993 y 1996; Peddibhotla et al, 1996 y 1997; Batycky et al, 1997). Esto ha sido facilitado en gran medida por la introducción, del "tiempo de propagación" de la línea de corriente como una variable espacial (Datta-Gupta y King, 1995). El tiempo de propagación es simplemente el tiempo de viaje de un trazador neutral a lo largo de líneas de corriente. La formulación del tiempo de propagación separa los efectos geológicos de la heterogeneidad para el cálculo de transporte (saturación). Este desacoplamiento es realizado en la reconstrucción de las ecuaciones de saturación para el espacio físico de las coordenadas del tiempo de propagación de la línea de corriente.

Las ecuaciones multidimensionales de la saturación ahora se reducen a una serie de cálculos en 1D a lo largo de las líneas de corriente que están desconectadas de la malla geológica subyacente. Esto facilita enormemente los cálculos de saturación. En la actualidad, estos cálculos son lo suficientemente generales para modelar la variación del tiempo en campos de la velocidad, compresibilidad del flujo, gravedad, flujo composicional y fractura, las condiciones no uniformes derivados de la perforación de pozos intermedios y el patrón de conversión, etc. La simplicidad, la eficiencia computacional, y la generalización rápida de tres dimensiones resumen el poder del enfoque de la línea de corriente.

Una visión general de la simulación basada en líneas de corriente es que *los simuladores de línea de corriente aproximan los cálculos del flujo de fluidos en 3D a una cantidad de soluciones en 1D a lo largo de las líneas de corriente.*

El éxito de los cálculos en 1D de la dirección de la línea de corriente es la aproximación extremadamente efectiva del modelado de los flujos dominados por la convección en el yacimiento. Este es el típico caso cuando la heterogeneidad es el factor predominante que rige el comportamiento del flujo. La geometría y densidad de las líneas de corriente reflejan el impacto geológico en las trayectorias del flujo del fluido, proporcionando una mejor resolución en las regiones de flujo más rápido.

Algunos conceptos básicos asociados a este tema son:

- ❖ Líneas de corriente son "líneas instantáneas que están en todas partes tangencialmente a un campo de velocidad". No hay especificaciones en cuanto a la "velocidad" en esta definición. No hay restricciones de que la velocidad este en estado estable. No hay requerimiento de que los líquidos sean incompresibles. En pocas palabras, las líneas de corriente se definen una vez que se tiene un campo de velocidad. Para este tipo aplicaciones, la velocidad siempre será la velocidad intersticial total. Esta es la velocidad total multifásica de Darcy dividida por la porosidad. Para nuestro caso no se considera separar las líneas de corriente para las diferentes fases o los diferentes componentes. Esta definición no cambia si se consideran fluidos comprensibles. Si la velocidad varía con el tiempo, entonces se piensa en términos de fotografía instantánea para definir la línea de corriente. Una vez que son calculadas las líneas de corriente, estas definen una discretización espacial del flujo en el campo. Esta forma de discretización, supone una mayor resolución en las regiones de mayor flujo, de forma análoga un refinamiento local de la malla en las simulaciones con diferencias finitas.
- ❖ Para el caso homogéneo, las líneas de corriente se distribuyen uniformemente. Sin embargo, para los casos heterogéneos la geometría y la densidad de la línea de corriente reflejan la distribución de la permeabilidad subyacente. Específicamente, las líneas de corriente tienden a agruparse en regiones de alto flujo y están distribuidas mayormente en regiones de baja permeabilidad, lo que proporciona una mayor resolución transversal en las regiones de mayor flujo.
- ❖ Un concepto importante en la simulación con líneas de corriente es la del "tiempo de propagación" de la línea de corriente. En otras palabras, es el tiempo de viaje de una partícula neutral de trazador a lo largo de una línea de corriente o la distancia a lo largo de la línea de corriente dividido por la velocidad de la partícula. Debido a que la velocidad puede cambiar a lo largo de la línea de corriente, generalmente, está dado por la integral de la distancia sobre la velocidad a lo largo de una línea de corriente. La

importancia del tiempo de propagación se hará evidente a medida que se exploran los conceptos de simulación con línea de corriente en mayor detalle. Se señala que dado un campo de velocidad, un conjunto de líneas de corriente fijo, el tiempo de propagación puede ser a través de un cálculo de la distancia espacial a lo largo de las líneas de corriente. Por ejemplo, se puede decir que la distancia entre dos puntos A y B es de 70 kilómetros, o bien, de forma alternativa, se puede expresar la misma distancia como 1 hora, viajando a 70 kilómetros / h.

V.2.2. PROCEDIMIENTO DE SIMULACIÓN CON LÍNEAS DE CORRIENTE

El procedimiento utilizado en la simulación basada en el formalismo de líneas de corriente, se ejemplifica utilizando el proceso de inyección de agua en un entorno heterogéneo de cinco puntos con un modelo de pozos intermedios, la distribución de la permeabilidad y la configuración del pozo. La inyección de agua se lleva a cabo hasta que 0.35 PV (volúmenes porosos) es inyectada y entonces cuatro pozos son perforados para convertirse en el diseño de nueve puntos. Se usa el tiempo de propagación de las líneas de corriente para producir la gráfica de estos cinco puntos heterogéneos. Debido a que se tiene un sistema de coordenadas de las líneas de corriente, se tiene lo que parece ser una invasión lineal. La única indicación de que este es un patrón de inundación, es la aparición de líneas de estancamiento en los puntos de equilibrio entre los diferentes productores. (Las líneas de corriente no especifican el punto de estancamiento, por lo que el tiempo máximo de propagación observado sigue siendo finito.) A continuación se describen los principales pasos en la simulación con líneas de corriente:

- ❖ Dada una malla, la distribución inicial de las propiedades del yacimiento, está dada por las condiciones límite generadas por la presión y la distribución de la velocidad del fluido por una solución numérica de la ecuación de presión y la aplicación de la Ley de Darcy. Este paso es idéntico a la simulación convencional de diferencias finitas.
- ❖ El rastro de las líneas de corriente se basa en la velocidad del fluido total. Se puede iniciar con cualquier línea de corriente, tanto para los inyectores como para los pozos productores, o para ambos. Las líneas de corriente tienden a agruparse a lo largo de las líneas de alta permeabilidad, proporcionando una resolución más alta a lo largo de las vías preferenciales de flujo.

- ❖ Se calculan el tiempo de viaje de la partícula o tiempo de propagación a lo largo de las líneas de corriente. Las curvas del tiempo de propagación, o isócronas, corresponden a los frentes del trazador en el yacimiento. Claramente, la coordenada del tiempo de propagación proporciona una forma cuantitativa de visualización del flujo que es un aspecto muy poderoso de la simulación con líneas de corriente.
- ❖ Se resuelven las ecuaciones de transporte (saturación y concentración) a lo largo de las líneas de corriente. Los cálculos de transporte se realizan en la coordenada del tiempo de propagación, desacoplamiento efectivo de los efectos de la heterogeneidad y los cálculos simplificados y significativos. Por ejemplo, el patrón de inundación se reduce a la suma de los cálculos de desplazamiento en 1D.
- ❖ Se actualizan periódicamente las líneas de corriente para explicar los efectos de la movilidad o los cambios de las condiciones del pozo. Una vez que son regeneradas las líneas de corriente, se recalcula el tiempo de propagación a lo largo de las nuevas líneas de corriente. Finalmente, los cálculos de saturación se resumen usando el tiempo de propagación actualizado.
- ❖ Se requiere tomar en cuenta que cada vez que se actualizan las líneas de corriente, es necesario un mecanismo para mapear la saturación desde el antiguo conjunto de líneas de corriente a las nuevas líneas de corriente. Este mapeo es una característica única de la simulación con líneas de corriente y no se requiere una simulación basada en la malla. El mapeo es también una fuente potencial de error en la simulación con líneas de corriente.

Las líneas de corriente basadas en la computación han hecho que sea extremadamente fácil representar el transporte longitudinal. Es menos obvio representar la segregación gravitacional, la capilaridad y difusión, así como los efectos de la velocidad de un estado inestable, los cuales actúan transversalmente a las líneas de corriente. Los mecanismos transversales se resuelven usando técnicas de la división del operador, por lo que la solución de la saturación se divide en dos etapas: flujos a lo largo de la línea de corriente y flujo cruzado en las líneas de corriente. Es más conveniente describir los flujos transversales mediante la solución numérica de la malla al final del “tiempo de paso de la presión”, el intervalo de tiempo en el que las presiones se vuelven a calcular y las líneas de corriente son regeneradas. Sin embargo, si es necesario el paso de tiempo de la línea de corriente se puede dividir en varios pasos de tiempo, dependiendo de los requerimientos de los mecanismos transversales.

- ❖ Las líneas de corriente se calculan en tres dimensiones.
 - Las presiones y velocidades se obtienen de la solución numérica de la ecuación de presión. Como resultado, de la flexibilidad en el tratamiento de la heterogeneidad espacial, compresibilidad, los términos fuente y sumidero, se calculan desde diferencias finitas.
 - Las líneas de corriente son trazadas siguiendo la velocidad total y el tiempo de propagación se calcula a lo largo de las líneas de corriente. El trazado de las líneas de corriente y los cálculos del tiempo de propagación generalmente son completados y pueden manejar celdas con punto de región, mallas con fallas y mallas no estructuradas. Típicamente, las líneas de corriente son iniciadas en el inyector y trazadas anteriormente. Alternativamente, estas pueden ser iniciadas en el productor y trazadas hacia atrás.
 - La técnica numérica en 1D se utiliza para resolver el transporte a lo largo de cada línea de corriente usando el tiempo de propagación como la variable espacial. Técnicas tanto de Euler y Lagrange se han utilizado para la solución en 1D.

- ❖ Presiones, velocidades y líneas de corriente se actualizan durante el cálculo.
 - Las simulaciones no se limitan a estado estacionario, sino que los cálculos se hacen en grandes pasos de tiempo IMPES (Presión Implícita Saturación Explícita).
 - En cada actualización de la presión, las saturaciones son remplazadas en los bloques de la malla a líneas de corriente y viceversa, introduciendo posibles errores de balance de masa, y en cierta medida, la reintroducción numérica de la dispersión.
 -

- ❖ La división del operador se utiliza para combinar los mecanismos.
 - La gravedad se incluye habitualmente en los códigos de líneas de corriente comercialmente existentes. La capilaridad ha sido incluida en los códigos de investigación.
 - En general, todos los flujos transversales serán manejados con la misma formulación del operador de división.

- ❖ Asignación adecuada de las líneas de flujo.
 - El mapeo de la saturación de las líneas de celdas requiere que los elementos de volumen asociados con líneas de corriente se calculen correctamente. Esto está íntimamente relacionado con el flujo, compresibilidad, y la transformación de coordenadas que subyace en la formulación de líneas de corriente. En particular, los pozos desempeñan un papel vital en la asignación de flujo de las líneas de corriente.

Por último, se debe señalar que la simulación con líneas de corriente no es:

- ❖ Simulación con tubos de corriente. Los tubos de corriente requieren la construcción de elementos de volumen explícito. La velocidad del fluido en un tubo de corriente está dada por el flujo volumétrico por unidad de área. En contraste, para líneas de corriente, la velocidad se calcula numéricamente y el área del tubo está implícita en el tiempo de propagación.
- ❖ La simulación de rastreo frontal. No hay elementos en el movimiento correspondientes a los frentes de las curvas de saturación. En cambio, la saturación es interpolada entre líneas de corriente en 3D al final de cada actualización de la presión. La saturación resultante puede no cumplir con la conservación de la masa, y también podrá reintroducir la dispersión numérica.
- ❖ Restringido hasta el estado estable o flujo incompresible. Sin embargo, muchos de los planteamientos iniciales han sido para el flujo incompresible en estado estacionario, lo que puede confundir al lector.

V.2.3. APLICACIONES DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA BASADA EN LÍNEAS DE CORRIENTE

La simulación con líneas de corriente ofrece grandes ventajas sobre la simulación convencional con diferencias-finitas, para el caso de flujos incompresibles o ligeramente compresibles y procesos de empuje-convección. Se ha visto que en flujos dominados por la heterogeneidad, con líneas de corriente se agrupan y se separan en regiones con alta y baja permeabilidad. Excepto por los desplazamientos donde la movilidad es muy favorable ($M \ll 1$), las líneas de corriente tienden a permanecer en ese camino a menos que exista un cambio en la geometría del pozo. Como resultado, las líneas de corriente no necesitan ser actualizadas frecuentemente,

conduciendo a un procesamiento más rápido. El transporte a lo largo de cada línea de corriente puede ser resuelto por métodos numéricos apropiados en 1D y en general estas soluciones pueden llevarse a cabo de manera eficiente con un paso de tiempo relativamente grande (método de Euler) o con algunas limitaciones con un paso de tiempo intrínseco (método de Lagrange). Se hace notar que la simulación con líneas de corriente no es apropiada para modelos de procesos físicos complejos en los que se involucran mecanismos de transporte con líneas de corriente cruzadas tal como la compresibilidad, imbibición capilar, segregación gravitacional y efectos composicionales. El reciente desarrollo en simulación con líneas de corriente vence muchas de estas limitaciones. Sin embargo, la experiencia de la mayoría de las industrias fue con versiones antiguas de la tecnología con líneas de corriente en las que estas limitaciones pueden presentarse. Se están mejorando las ventajas de las experiencias así como la aplicabilidad de los modelos con líneas de corriente en estas situaciones complejas.

La rapidez y versatilidad del método de líneas de corriente lleva a muchas aplicaciones (Datta-Gupta, 2000). A continuación se presenta una lista de aplicaciones importantes.

Cálculo del volumen barrido. Las líneas de corriente proporcionan ventajas únicas en el cálculo del volumen barrido y áreas barridas bajo condiciones muy generales. El tiempo de propagación de la línea de corriente refleja la propagación del fluido frontal en varios tiempos. Para un tiempo dado, en la conectividad (volumen bajo el umbral) el tiempo de propagación en la línea de corriente proporciona una medida directa el volumen barrido para heterogeneidad y configuración de pozo arbitraria.

Distribución de la proporción y arreglo balanceado. Las líneas de corriente pueden ayudar en la dirección del yacimiento proporcionando información importante tal como las relaciones del inyector-productor y los factores de distribución para los inyectores. Naturalmente esta información viene de modelos de líneas de corriente pero no de simuladores numéricos convencionales. Esta información puede ser usada en el arreglo balanceado y la dirección de la inundación frontal.

Modelado de flujo de trazadores e inyección de agua. Los métodos de línea de corriente son particularmente adecuados para el modelado e interpretación de pruebas de trazadores debido a su capacidad para controlar la dispersión numérica. Los métodos de líneas de corriente han sido utilizados con éxito para modelar la inyección

de agua, en ambos tipos de yacimientos, fracturados (doble porosidad y doble permeabilidad) y no fracturados. Dependiendo de la aplicación, ha sido reportado en la literatura, que acelera los factores de 1-1000 sobre el simulador convencional de diferencias finitas. La ventaja computacional de los métodos de líneas de corriente decrece en la presencia de los fuertes efectos gravitacionales, compresibilidad y condiciones que cambian al campo rápidamente tales como cambios de gasto, pozos de relleno, etc.

Clasificación de los Modelos Geoestadísticos. La rapidez de los métodos de líneas de corriente es ideal para clasificar los modelos geoestadísticos de alta resolución del yacimiento. A veces, simples medidas tales como volumen barrido basado en el tiempo de propagación “simulación simplificada del flujo”, basada en supuestos de incompresibilidad puede proporcionar información útil sobre el funcionamiento de los procesos más complicados.

Escalamiento. La cercanía de la línea de corriente es apropiada para detallar la descripción con un mallado grueso del yacimiento en 3D. El término en inglés “*Upgrading*” se refiere a la selección de una malla gruesa de simulación con la base de una malla fina existente para posteriores cálculos de escalamiento. Las líneas de corriente basada en un engrosamiento no uniforme de escala fina describe de forma natural los lugares de alta resolución en regiones de flujo rápido y las celdas más gruesas por todas partes del grueso del modelo. Además, el tiempo de propagación en las líneas de corriente nos proporciona de forma cuantitativa la visualización del flujo que puede tener una variedad de aplicaciones en la dirección y caracterización del yacimiento.

Ajuste de la historia / Integración de Datos de Producción. Los métodos de líneas de corriente ofrecen ventajas únicas para el ajuste del histórico de producción de los modelos del yacimiento. Junto a un rápido procesamiento, los modelos de línea de corriente permiten visualizar fácilmente o calcular la sensibilidad de la respuesta de producción con respecto a los parámetros del modelo del yacimiento, tales como permeabilidad y porosidad del bloque de la malla. Cuantificar el cambio en la respuesta de la producción debido a un pequeño cambio en las propiedades del yacimiento se puede utilizar en cualquier ajuste del histórico de presión/producción, ya sea “asistida” o “automática”.

Recuperación primaria y flujo compresible. A diferencia de las percepciones comunes, los modelos basados en líneas de corriente no son limitados para flujos incompresibles. Pueden ser utilizados para modelar dos y tres

fases en la simulación de aceite negro. Sin embargo, incrementar los efectos de compresibilidad generalmente reduce las ventajas computacionales. Los métodos de líneas de corriente pueden ser usados para definir áreas o volúmenes de drenaje asociados con los pozos durante el agotamiento primario. Tales volúmenes de drenaje se basan en tiempo de propagación de una línea de corriente “difusiva” proporcionando un mecanismo para la visualización del flujo durante la recuperación primaria.

Simulación Composicional e inyección de polímeros. Las líneas de corriente basada en técnicas que han sido usadas para modelar inyección de polímeros y varios desplazamientos inestables a escala del campo. La mayoría de estas técnicas se basan en la solución numérica o analítica de procesos de desplazamiento multicomponente a lo largo de las líneas de corriente. Se ha demostrado que los resultados presentan excelente congruencia con los resultados que proporcionan los simuladores numéricos convencionales con una significativa aceleración en el cálculo. La simulación con líneas de corriente basadas completamente en una simulación composicional está ganando un creciente interés aunque su aplicación a nivel de campo ha sido limitada hasta la fecha.

V.2.4. DEBILIDADES Y FORTALEZAS

Se han discutido las características principales de la simulación con líneas de corriente. ¿Cómo se compara con la simulación Euleriana convencional? En la simulación con diferencias finitas o elemento finito, se involucran elementos o celdas que describen la geometría del yacimiento en estudio (Fig. V.1). Se calculan los flujos de entrada y salida de cada celda y el volumen de masa acumulado. Se habla de “tanques” (bloque de la malla) discretizado en x, y, z, conectados por “tubos” (transmisibilidad inter-bloques). Se divide el tiempo eligiendo pequeños incrementos para no llenar el tanque durante el paso de tiempo. Este es un sentido muy preciso de lo que se tiene y donde se encuentran, pero no hay sentido de hacia dónde fluyen los fluidos.

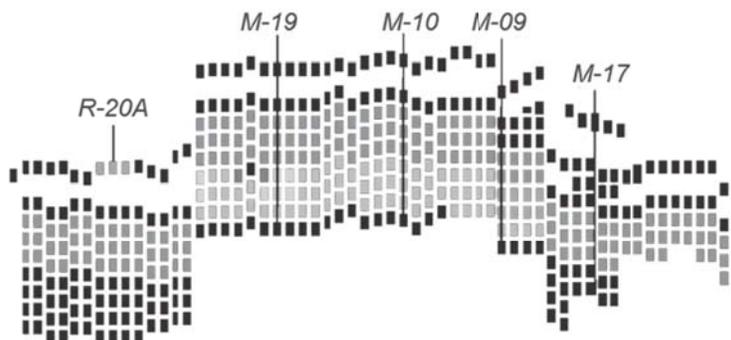


Fig. V.1. Discretización en diferencias finitas.

La simulación con líneas de corriente introduce una discretización numérica basada en hacia donde fluyen los fluidos

De acuerdo a la simulación con diferencias-finitas, las coordenadas x , y , z , describen un lugar y DX , DY , DZ proporcionan un volumen. En simulación con líneas de corriente, la coordenada τ describe una ubicación en una línea de corriente, pero el volumen se puede obtener de la interpolación de las soluciones entre las líneas de corriente adyacentes para obtener un sentido volumétrico. Se puede asociar implícita o explícitamente tubos de corriente en los volúmenes alrededor de las líneas de corriente. Si se definen estos volúmenes de forma explícita se llega a las mismas dificultades que las técnicas de Lagrange teniendo que ir a tres dimensiones. Si se define el volumen implícitamente, entonces es necesario tomar una solución en τ hacia x , y , z . Debido a que las líneas de corriente transportan saturación antes que el volumen conservado, la transformación τ puede introducir errores de balance de masa.

Lo anterior es una debilidad de la discretización espacial, con respecto a la discretización temporal, se ha definido a las líneas de corriente basada en una fotografía instantánea de la velocidad. Desafortunadamente, la coordenada τ es tan efímera. Un enfoque riguroso obliga moverse hacia la simulación de líneas de corriente de Lagrange, con toda la complejidad que ésta conlleva, ya que se tiene la variable tiempo en el campo de velocidad y además, en este sistema, la coordenada fundamental también varía con el tiempo.

Actualmente, se tiene como debilidad los mecanismos físicos. Se ha introducido la coordenada τ debido a que contribuye de gran forma a la solución de los problemas de convección. Sin embargo, otros efectos de las fuerzas actuantes, así como mecanismos de transporte, como Gravedad, Capilaridad, Dispersión transversal, comportamiento fisicoquímico de los fluidos, entre otros, tienen una influencia en términos de τ , complicando todos los demás aspectos de la simulación. En resumen, una formulación uniforme que usa mejores aspectos de discretización en x,y,z y τ es posible. Tal vez, es necesario reconocer que la debilidad más importante es que la simulación con líneas de corriente es mucho más reciente que la simulación convencional. La industria ha tenido relativamente poco tiempo para aprender de sus errores y proporcionar técnicas numéricas más robustas.

Se ha revisado brevemente la tecnología actual de líneas de corriente: su fundamento (formulación del tiempo de propagación), precedentes históricos, aplicaciones actuales y limitaciones potenciales. Se discutió un amplio

rango de aplicaciones tanto de la simulación con líneas de corriente como la formulación para demostrar la utilidad de la simulación con líneas de corriente y formulación del tiempo de propagación. Una mayor fuerza de los modelos para líneas de corriente es su atractivo intuitivo. Los ingenieros de yacimientos se relacionan fácilmente con las cantidades tales como volumen barrido así como la asignación de los factores que se derivan naturalmente de los modelos de líneas de corriente. La evolución de los frentes de fluido y sus interacciones con la heterogeneidad pueden ser visualizadas fácil y cuantitativamente usando el tiempo de propagación de las líneas de corriente. Todo conduce a un medio natural para caracterizar dinámicamente al yacimiento, el equilibrio de patrón y la dirección de la inyección frontal. Es importante enfatizar que los modelos de línea de corriente no son substitutos de la simulación convencional basada en diferencias finitas. Sin embargo, los modelos de línea de corriente pueden proporcionar una idea importante para la caracterización del yacimiento.

La ventaja computacional de los modelos basados en líneas de corriente se atribuye a los siguientes factores principalmente:

1. Las líneas de corriente pueden necesitar ser actualizadas con poca frecuencia.
2. Las ecuaciones de transporte a lo largo de las líneas de corriente a menudo pueden resolverse analíticamente.
3. La solución numérica en 1D a lo largo de las líneas de corriente no está restringida por los criterios de estabilidad de la malla geológica, lo que permite mayores pasos de tiempo.
4. Para los desplazamientos dominados por la heterogeneidad, frecuentemente las escalas del tiempo del CPU son casi lineales con el número de bloques de la malla, tomándolo como método preferido para las simulaciones geológicas de escala fina.

Además, la misma similitud de la solución a lo largo de las líneas de corriente permite calcular la solución sólo una vez y el mapa está directamente en el tiempo de interés. Otra ventaja es la resolución submalla reduciendo los artificios numéricos tales como la difusión artificial y los efectos de la orientación de la malla, después la línea de corriente usa la malla para resolver las ecuaciones de transporte las cuales son efectivamente inadecuadas para una malla estática subyacente.

Probablemente la limitación más severa de los modelos de líneas de corriente es la suposición de que el transporte del fluido es en 1D y a lo largo de las líneas de corriente. Cuando esta suposición se viola, por

ejemplo, el fracaso de la inyección de agua, difusión transversal en flujos multicomponentes, capilaridad transversal y cambios de gasto en el pozo, entonces dividir el paso de tiempo o múltiples pasos de tiempo son requeridos para mantener la precisión. Cabe mencionar que en sentido fundamental las líneas de corriente son un método no conservativo.

Para simulaciones de estado no estacionario, las líneas de corriente varían con el tiempo, generando un flujo transversal en 3D en las direcciones originales del flujo. Un paso clave es el remuestreo de las saturaciones de un conjunto de líneas de corriente a otro. Esto podría conducir a posibles problemas potenciales de balance de masa. La tecnología con línea de corriente aún está evolucionando. Los acontecimientos actuales están ocurriendo rápidamente, impulsados por las necesidades y oportunidades comerciales. La simulación de aceite negro en 3D es una realidad comercial como son las líneas de corriente basado en el mallado y asistido por técnicas de ajuste de la historia de presión/producción.

V.2.5. SIMULACIÓN CON LÍNEAS DE CORRIENTE, TUBOS DE CORRIENTE Y FUNCIONES DE CORRIENTE

Las líneas de corriente son las curvas integradas que son localizadas tangencialmente a la dirección de la velocidad. Sólo la dirección de la velocidad del fluido es importante: no su magnitud. Las líneas de corriente se basan en una velocidad instantánea. Si se tiene una velocidad variable en el tiempo, las líneas de corriente se trazan a partir de una velocidad instantánea en un tiempo de interés. Una definición relacionada es la trayectoria de una partícula de trazador neutral mientras se mueve a través del espacio y el tiempo. Esta última depende de la magnitud y dirección de la velocidad. Para una velocidad constante, en la trayectoria de la línea y las líneas de corriente describen la misma trayectoria. Para un problema de estado no estacionario, las líneas de corriente son una representación de la velocidad instantánea, no una trayectoria física. Para la construcción de las líneas de corriente, se tiene que tomar en cuenta que nunca pueden cruzarse, pero el patrón de las líneas se puede cruzar a menudo. La Fig. V.2 muestra un campo de velocidad homogéneo de $\frac{1}{4}$ -cinco-puntos, con velocidades constantes integradas en las líneas de corriente.

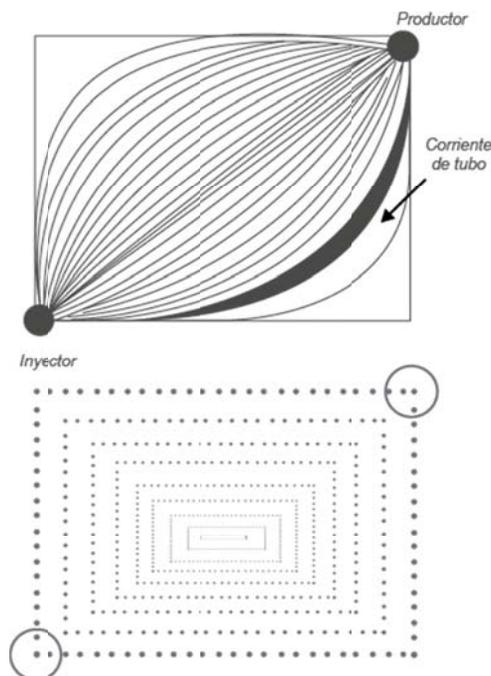


Fig. V.2. Campo de velocidad integrada en las líneas de corriente y tubos de corriente.

En dos dimensiones, un tubo de corriente es la región limitada por un par de líneas de corriente. En la Fig. V.2, el interior de las líneas de corriente y límites del yacimiento (también líneas de corriente) define 31 tubos de corriente. Porque la velocidad es tangencial a las líneas de corriente, el flujo no convectivo cruza las fronteras de un tubo de corriente.

Dentro de cada tubo, se cuenta con una descripción del flujo en 1D. El promedio de velocidad de Darcy en cualquier lugar en un tubo de corriente es igual al flujo volumétrico en el tubo de corriente dividido por el área de la sección transversal del tubo. Ampliamente espaciados los tubos de corriente corresponden al flujo lento y estrecho, las líneas de corriente corresponden a un flujo rápido. Esto puede verse en la Fig. V.2. Para los pozos (regiones de flujo rápido) y cerca de las esquinas estancadas (regiones de flujo lento) de los 1/4-cinco-puntos.

Una definición importante es el tiempo de propagación. Si se introduce una partícula neutra (no reactiva) en un pozo de inyección o un límite de afluencia de dominio, la partícula se mueve de acuerdo a la velocidad intersticial instantánea, y mide el tiempo que tarda en llegar a un punto. Esta es la definición del tiempo de propagación, $\tau(x,y,z)$ para ese punto, como se muestra en la Fig.V.3.

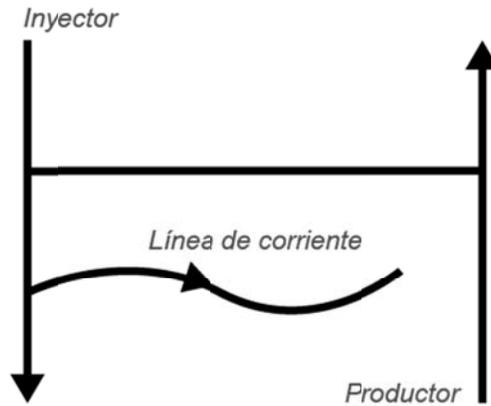


Fig. V.3. Ilustración del tiempo de propagación en la línea de corriente.

Como se mencionó anteriormente, se utiliza el tiempo de propagación primario como una coordenada espacial. En otras palabras, la distancia desde la entrada del sistema será medida para este tiempo, no para la distancia euclidiana. El uso del tiempo de propagación como la coordenada espacial es fundamental para la simulación con líneas de corriente.

Se puede determinar la velocidad del fluido a partir de la ecuación de Darcy y el gradiente de presión. Para el flujo de fluidos incompresibles en 2D, también es posible determinar la velocidad de la derivada de una función llamada función de corriente. Una construcción gráfica de la función de corriente se presenta en la Fig. V.4, dada una velocidad de Darcy, dos puntos, y los trazados entre esos dos puntos.

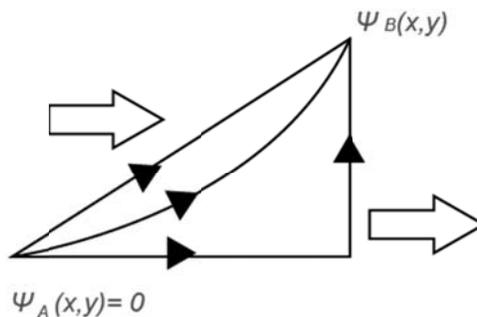


Fig. V.4. Construcción de la función de corriente que no depende de la definición de la ruta.

La función de corriente es una cantidad escalar, como la presión, y como la presión está referida a un punto de referencia, en este caso, el punto A, $\psi_A = 0$. Para determinar la función de corriente en el punto B, se traza una trayectoria arbitraria de A a B, y se calcula el flujo total de Darcy que cruza la trayectoria. La función de corriente en el punto B se define como el flujo volumétrico, normalizado por unidad de espesor. Por el teorema de la divergencia, esta integral, y por lo tanto la diferencia en la función de corriente entre ψ_A y ψ_B , depende de la ruta, siempre y cuando la trayectoria no rodee un pozo. Para la construcción, porque no hay flujo cruzado en las líneas de corriente, la función de corriente es constante a lo largo de las líneas de corriente. Por el contrario cuando una función de corriente se conoce, las curvas de la función de corriente se pueden utilizar para determinar las líneas de corriente. El concepto de función de corriente puede ser extendido a 2D y 3D usando dos funciones de corriente. Se hace notar que también, se puede extender a flujo incompresible usando una densidad efectiva.

La Teoría del potencial dice que para un dominio homogéneo infinito en 2D, esta no es una solución analítica de presión o potencial de fluido (y velocidad) de un sólo pozo. Son bastantes complejos los campos de presión y velocidad, los cuales pueden ser desarrollados por superposición de estas soluciones para multipozos. Estos pozos pueden ser reales, o estos pueden ser pozos imagen por ejemplo: pozos adicionales que no representan las condiciones de flujo de un dominio. La teoría potencial es la más útil para yacimientos sin límites o para yacimientos con pocos límites.

Para el caso del Potencial Complejo se dice que para dominios homogéneos en 2D, la presión y la función de corriente pueden ser combinadas en un solo dominio potencial. En general dentro de las constantes, la presión está dada por la parte real de la potencial y la función de corriente está dada por la parte imaginaria. Mediante la técnica de continuación analítica, cualquier solución de presión es obtenida por la teoría potencial, la cual puede ser usada para construir la función de corriente correspondiente y por lo tanto las líneas de corriente y los tubos de corriente. Usando el potencial complejo, se puede obtener ventaja de las técnicas del mapeo para desarrollar soluciones de conformación para condiciones arbitrarias del yacimiento o del flujo.

En la simulación con tubos de corriente, puede ser desarrollado un simulador de diferencias finitas 2D, donde la malla computacional del simulador se construye de elementos curvilíneos que se ajustan a los tubos de corriente. Los tubos de corriente usualmente son obtenidos a partir de las curvas de la función de corriente, calculado para cualquier dominio homogéneo o heterogéneo. Este simulador tiene la ventaja de no tener flujo

cruzado en los lados de los tubos de corriente, por lo que se basa en la suma de la simulación en 1D a lo largo de cada tubo. Como la movilidad del fluido (o resistencia) a lo largo de los cambios del tubo de corriente el flujo localizado en ese tubo puede ser cambiado. Para grandes cambios en el movimiento del fluido en el yacimiento, los tubos de corriente y la función de corriente pueden ser recalculados y la saturación reemplazada. Debido a la complejidad de esta construcción geométrica en tres dimensiones, la simulación con tubos de corriente es esencialmente restringida a dos dimensiones.

En un tubo de corriente, la velocidad del fluido es igual al flujo volumétrico por unidad de área. El flujo se fija a lo largo de un tubo, el área de sección transversal del tubo se calcula explícitamente. En la simulación con líneas de corriente, la velocidad es calculada en la solución de un problema de diferencias finitas y se trazan las líneas de corriente usando esta velocidad. Al igual que en los tubos de corriente se asocia un flujo volumétrico con cada línea de corriente. Se puede obtener el área efectiva de la sección transversal a lo largo de una línea de corriente dividiendo el flujo volumétrico por la velocidad; debido a que la geometría espacial está implícita. En resumen, los tubos de corriente calculan explícitamente la sección transversal de un tubo e implícitamente la velocidad, en contraste, las líneas de corriente hacen lo opuesto. Pues la geometría es implícita, y no hay ninguna dificultad en el desarrollo de un simulador en tres dimensiones con líneas de corriente. Al igual que en la simulación con tubos de corriente, no hay flujo a través de las líneas de corriente y de nuevo se obtiene la suma de los problemas de transporte en 1D. Para grandes cambios en el movimiento del fluido, la velocidad se actualiza periódicamente, nuevas líneas de corriente son determinadas y las saturaciones reemplazadas.

En la simulación de rastreo-frontal se utiliza el concepto de introducir un anillo de partículas trazadas alrededor de una inyección de agua en un inyector. Estas partículas se mueven con la velocidad de una saturación de agua en particular o con una saturación discontinua, después, se traza una línea que conecte todas estas partículas para generar una curva de saturación. Se utilizan anillos de partículas para diferentes curvas de saturación. Esto describe un simulador de seguimiento frontal. Estas partículas de trazador pueden moverse de acuerdo a un tiempo dependiente de la velocidad, en lugar de limitarse a la velocidad de estado estacionario.

Un frente es una superficie (una curva en 2D) que consiste de partículas que tienen el mismo tiempo de propagación. Para flujo en estado estacionario, los frentes son isócronas o curvas de igual tiempo de propagación (Fig. V.5). Una interfase es un caso especial de un frente si se separan dos fluidos inmiscibles.

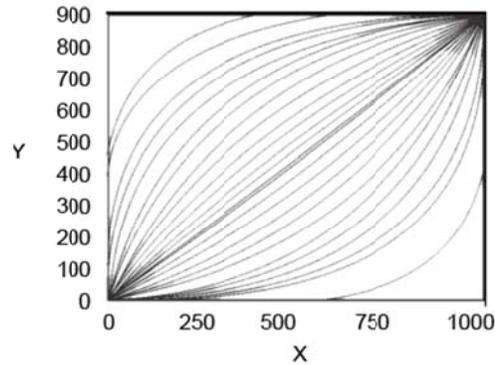


Fig. V.5. Líneas de corriente (izquierda) y contornos de tiempo de propagación (derecha) de un patrón homogéneo 1/4-cinco-puntos que representa la propagación frontal. El tiempo de propagación está en días.

La formulación matemática de la simulación con líneas de corriente se basa en el análisis de los campos vectoriales y escalares. Un campo vectorial asociado a un vector en cada punto del espacio, por ejemplo, la distribución de la velocidad en el yacimiento. En concreto, en las matemáticas de la simulación con líneas de corriente se utilizan tres importantes operaciones de cálculo vectorial que se definen a continuación.

El gradiente de presión es una medida de la velocidad y dirección del cambio en un campo escalar. Se define como:

$$\nabla p = \left(\frac{\partial}{\partial x} \hat{i} + \frac{\partial}{\partial y} \hat{j} + \frac{\partial}{\partial z} \hat{k} \right) P = \frac{\partial p}{\partial x} \hat{i} + \frac{\partial p}{\partial y} \hat{j} + \frac{\partial p}{\partial z} \hat{k}.$$

El gradiente de un campo escalar es un vector de campo y ∇p será perpendicular a la superficie de p constante, y se apunta en la dirección del cambio máximo de presión.

La *divergencia* del campo de un vector representa el flujo neto (entrada y salida de flujo) por unidad de volumen en un punto dado y se define como:

$$\nabla \cdot \vec{u} = \left(\hat{i} \frac{\partial}{\partial x} + \hat{j} \frac{\partial}{\partial y} + \hat{k} \frac{\partial}{\partial z} \right) \cdot (\hat{i}u_x + \hat{j}u_y + \hat{k}u_z) = \frac{\partial u_x}{\partial x} + \frac{\partial u_y}{\partial y} + \frac{\partial u_z}{\partial z}.$$

Se puede apreciar que la divergencia de un campo vectorial es un campo escalar.

El rotacional de un campo vectorial es una medida de la tendencia de rotación alrededor de un punto y se define como:

$$\begin{aligned} \nabla \times \vec{u} &= \left(\hat{i} \frac{\partial}{\partial x} + \hat{j} \frac{\partial}{\partial y} + \hat{k} \frac{\partial}{\partial z} \right) \times (\hat{i}u_x + \hat{j}u_y + \hat{k}u_z) = \begin{bmatrix} \hat{i} & \hat{j} & \hat{k} \\ \frac{\partial}{\partial x} & \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial z} \\ u_x & u_y & u_z \end{bmatrix}, \\ &= \hat{i} \left(\frac{\partial u_z}{\partial y} - \frac{\partial u_y}{\partial z} \right) - \hat{j} \left(\frac{\partial u_z}{\partial x} - \frac{\partial u_x}{\partial z} \right) + \hat{k} \left(\frac{\partial u_y}{\partial x} - \frac{\partial u_x}{\partial y} \right). \end{aligned}$$

El rotacional de un campo vectorial es otro campo vectorial.

Algunas identidades de cálculo vectorial son:

1. $\nabla \cdot (P\vec{A}) = \nabla P \cdot \vec{A} + P\nabla \cdot \vec{A}$, donde P es campo escalar.
2. $\nabla \times \nabla P = 0$, donde P es un campo escalar.
3. $\nabla \cdot (\vec{A} \times \vec{B}) = \vec{B} \cdot (\nabla \times \vec{A}) - \vec{A} \cdot (\nabla \times \vec{B})$, donde \vec{A} y \vec{B} son campos vectoriales.

V.2.6. CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE CORRIENTE

La construcción de las líneas de corriente se esboza en dos dimensiones como se indica en la Fig. V.6.

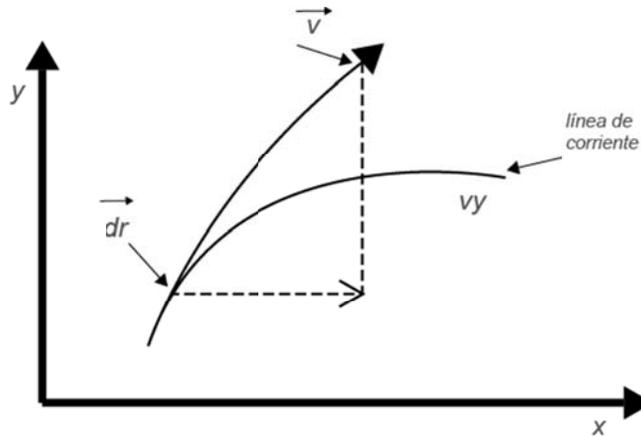


Fig. V.6. Relación entre las líneas de corriente y la velocidad del flujo planar (Bear, 1972).

Los componentes del vector velocidad \vec{v} son v_x y v_y y en tres dimensiones, v_z . La longitud de arco local \overline{dr} tiene componentes dx , dy y dz .

Siguiendo el esquema de la Fig. V.7., la pendiente de la línea de corriente en cualquier punto viene dada por la relación de los componentes de la velocidad en un instante de tiempo t_0 , dado:

$$\frac{dy}{dx} = \frac{v_y(x,y,z,t_0)}{v_x(x,y,z,t_0)} = \frac{v_z(x,y,z,t_0)}{v_x(x,y,z,t_0)} \quad (V.1)$$

Estas ecuaciones diferenciales pueden ser integradas (analítica o numéricamente) para un punto (x_0, y_0, z_0) para resolver $y(x)$ y $z(x)$, para determinar la línea de corriente que pasa por este punto inicial. Por otra parte, se pueden escribir estas ecuaciones en forma paramétrica:

$$dt = \frac{dx}{v_x(x,y,z,t_0)} = \frac{dy}{v_y(x,y,z,t_0)} = \frac{dz}{v_z(x,y,z,t_0)} \quad (V.2)$$

Y determinar $x(t)$, $y(t)$ y $z(t)$.

La ecuación de trayectoria física (*pathline*) es muy similar, excepto que el campo de velocidad puede ser dependiente del tiempo.

$$dt = \frac{dx}{v_x(x,y,z,t)} = \frac{dy}{v_y(x,y,z,t)} = \frac{dz}{v_z(x,y,z,t)}. \quad (\text{V.3})$$

Se señala que una línea de corriente es definida como una línea en el espacio, la cual se obtiene trazando el campo de velocidad instantánea. Se hace notar que esto no es *pathline*, que es trayectoria física particular. Esta distinción es importante cuando se examina el flujo en estado no estacionario.

Se pueden definir las líneas de corriente para alguna velocidad determinada. Si la velocidad en la Ec. V.1 es el tiempo de propagación, entonces las líneas de corriente cambian con el tiempo. Para condiciones de estado no estacionario se utiliza una fotografía instantánea de la velocidad en un tiempo de interés. Se obtienen aproximadamente situaciones de estado no estacionario como una serie de campos de velocidad en estado estacionario. Definiendo las líneas de corriente, el medio permeable puede ser homogéneo o heterogéneo, isotrópico o anisotrópico y los fluidos pueden ser compresibles o incompresibles.

La relación entre potencial y las líneas de corriente, bajo la Ley de Darcy para una sola fase se define como:

$$\vec{u} = -\frac{1}{\mu} \vec{k} \cdot \nabla \Phi, \quad (\text{V.4})$$

Donde Φ denota el potencial del fluido (la presión). Las líneas de corriente son paralelas a la velocidad, es decir, en términos matemáticos se cumple que $\vec{dr} \times \vec{u} = 0$. Para el caso de un medio poroso isotrópico, cuando el tensor de la permeabilidad es un escalar, se tiene:

$$\vec{dr} \times \nabla \Phi = 0. \quad (\text{V.5})$$

Las curvas del potencial son ortogonales a las líneas de corriente para un medio isotrópico. Velocidad, líneas de corriente y curvas de potencial para ¼-cinco-puntos se muestran en la Fig.V.2. Las líneas de corriente son paralelas a la velocidad del flujo y ortogonales a las líneas isopotenciales.

Los principales pasos en la simulación con líneas de corriente son:

- ❖ Dada una malla, se debe realizar la distribución inicial de las propiedades del yacimiento, y establecer las condiciones límite generadas por la presión y la distribución de la velocidad del fluido por una solución numérica de la ecuación de presión y la aplicación de la Ley de Darcy. Este paso es idéntico a la simulación convencional de diferencias finitas.
- ❖ Obtener el rastro de las líneas de corriente basadas en la velocidad del fluido total. Las líneas de corriente tienden a agruparse a lo largo de las líneas de alta permeabilidad, proporcionando una resolución más alta a lo largo de las vías preferentes del flujo.
- ❖ Calcular el tiempo de viaje de la partícula o tiempo de propagación a lo largo de las líneas de corriente. La coordenada del tiempo de propagación proporciona una forma cuantitativa de visualización del flujo, lo cual es un aspecto muy potente de la simulación con línea de corriente.
- ❖ Resolver las ecuaciones de transporte (saturación y concentración) a lo largo de las líneas de corriente. Los cálculos de transporte se realizan en la coordenada del tiempo de propagación, desacoplamiento efectivo de los efectos de la heterogeneidad y los cálculos simplificados y significativos.
- ❖ Actualizar periódicamente las líneas de corriente para explicar los efectos de la movilidad o los cambios de las condiciones del pozo. Una vez que las líneas de corriente son regeneradas, se recalcula el tiempo de propagación a lo largo de las nuevas líneas de corriente. Finalmente, los cálculos de saturación se resumen usando el tiempo de propagación actualizado.
- ❖ Se tiene que tener en cuenta que cada vez que se actualizan las líneas de corriente, se necesita un mecanismo para mapear la saturación desde el antiguo conjunto de líneas de corriente hasta las nuevas líneas de corriente. Este mapeo es una característica única de la simulación con líneas de corriente y no

se requiere una simulación basada en la malla. El mapeo es también una fuente potencial de error en la simulación con líneas de corriente.

Si es necesario, los pasos de tiempo en las líneas de corriente se pueden dividir en varios pasos de tiempo subsidiarios, dependiendo de los requerimientos de los mecanismos transversales. Todos estos pasos se ilustran en la figura siguiente.

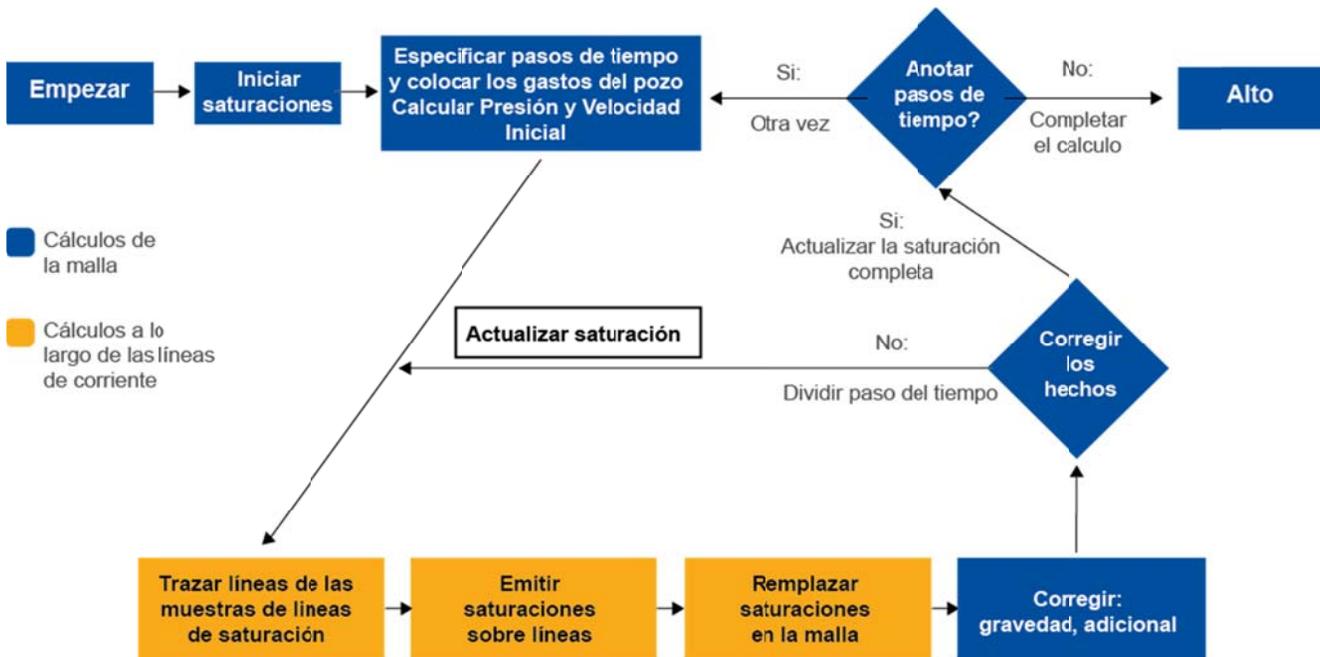


Fig. V.7. Diagrama de flujo ilustrando los pasos de simulación con líneas de corriente. El amarillo representa los cálculos a lo largo de las líneas de corriente mientras que el gris representa los cálculos en la malla.

El diagrama de flujo de la figura anterior también enfatiza que el simulador de líneas de corriente básicamente es un híbrido. Porciones de los cálculos ocurren en una malla espacial subyacente y otros ocurren en las líneas.

Los principales atributos de un simulador de línea de corriente en 3D son:

- ❖ Las líneas de corriente se calculan en tres dimensiones
- ❖ Presiones, velocidades y líneas de corriente se actualizan durante el cálculo
- ❖ La división del operador se utiliza para combinar los mecanismos
- ❖ Asignación adecuada de las líneas de flujo
- ❖ Por último, se debe de señalar que la simulación con líneas de corriente no es simulación con tubos de corriente. Los tubos de corriente requieren la construcción de elementos de volumen explícito. La velocidad del fluido en un tubo de corriente está dada por el flujo volumétrico por unidad de área. En contraste, para las líneas de corriente, la velocidad se calcula numéricamente y el área del tubo está implícita en el tiempo de propagación.

V.2.7. FORMULACIÓN DE UN SIMULADOR DE LÍNEAS DE CORRIENTE CONSIDERANDO ANISOTROPÍA

Como ya se mencionó en las secciones anteriores, una alternativa más práctica (bajo costo y con menor información requerida) puede constituirse a partir del uso de simuladores basados en modelos de líneas de corriente. No obstante su simplicidad estos simuladores pueden contemplar esquemas de inyección irregulares, heterogeneidades en el campo de porosidad, de saturaciones de fluidos, anisotropía, etc. Algunos de los más avanzados son los diseñados por G. Pope (Universidad de Texas), el de A. Datta Gupta en Texas A&M o el de M. Thiele, en StreamSim Technologies, entre otros. A continuación se presenta de forma breve el marco teórico.

Dados los campos de presión y velocidad:

$$\left. \begin{aligned} \vec{v} &= -\frac{k}{\mu} \nabla p \\ \nabla \cdot \vec{v} &= 0 \end{aligned} \right\} \nabla^2 p = 0,$$

Y las capas de propiedades uniformes:

$$p = p_w - \frac{q}{2\pi k} \frac{\mu}{k} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right); v = \frac{q}{2\pi hr},$$

Aplicando el principio de superposición:

$$v_x = \sum_{j=1}^J \frac{q_j}{2\pi h} \frac{x-x_{wj}}{(x-x_{wj})^2 + (y-y_{wj})^2},$$

$$v_y = \sum_{j=1}^J \frac{q_j}{2\pi h} \frac{y-y_{wj}}{(x-x_{wj})^2 + (y-y_{wj})^2}.$$

Podemos generar líneas de corriente haciendo:

$$\left. \begin{aligned} x_{1,i} &= R_0 \cos(\theta_i) \\ y_{1,i} &= R_0 \sin(\theta_i) \end{aligned} \right\} \quad i = 1, 2, \dots, I; \quad \theta_i = i \frac{2\pi}{I},$$

Y luego:

$$\left. \begin{aligned} x_{k+1,i} &= x_{k,i} + (v_x)_{k,i} \Delta t \\ y_{k+1,i} &= y_{k,i} + (v_y)_{k,i} \Delta t \end{aligned} \right\} \quad \begin{cases} k = 1, 2, \dots, K-1 \\ i = 1, 2, \dots, I \end{cases}.$$

El cómputo de cada línea de corriente debe finalizar cuando:

$$R_w = \sqrt{(x_{k,i} - x_w)^2 + (y_{k,i} - y_w)^2} \quad i = 1, 2, \dots, I.$$

En la siguiente figura se ilustra el esquema “Five spot” balanceado.

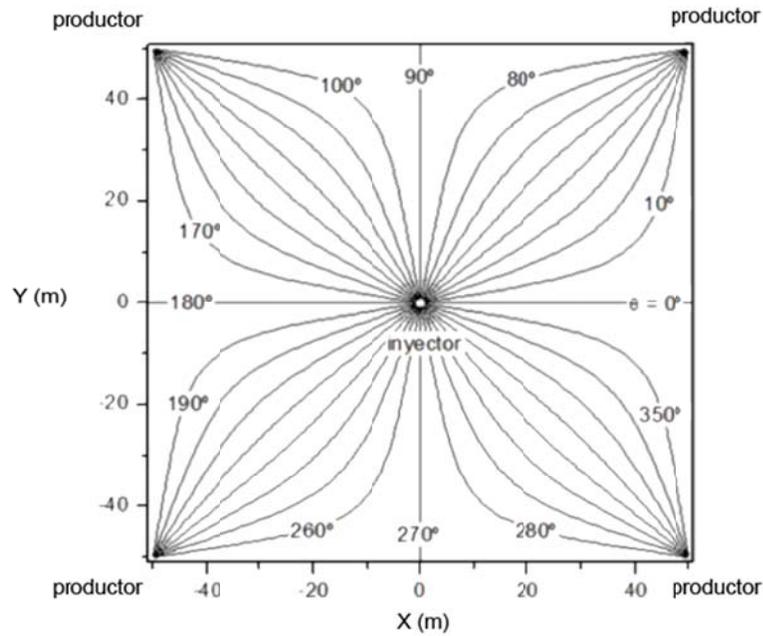


Fig. V.8. Esquema de "five spot" balanceado.

Se toma solo un cuadrante del arreglo "five spot":

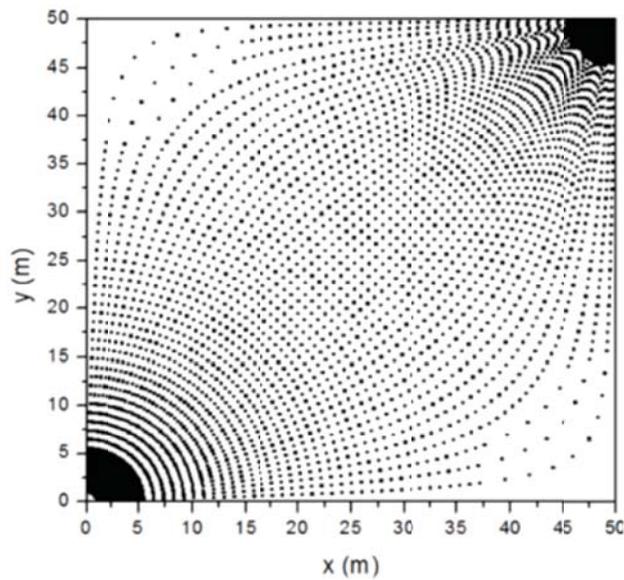


Fig. V.9. Cuadrante de five spot balanceado.

En las siguientes dos figuras se ilustran dos distintos frentes de avance del cuadrante correspondiente a un arreglo Five spot balanceado.

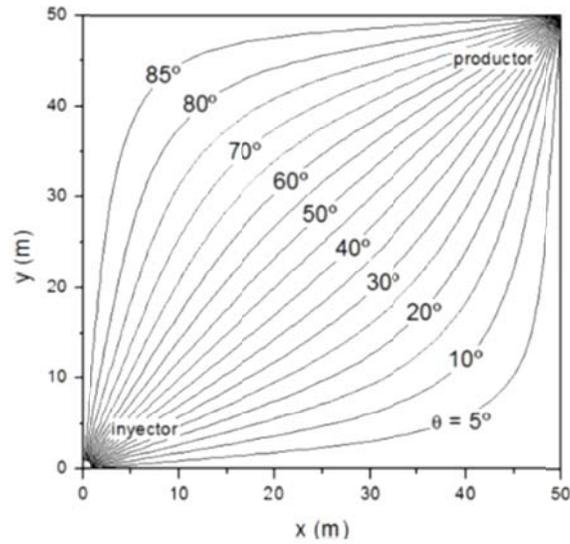


Fig. V.10. Frentes de avance (días).

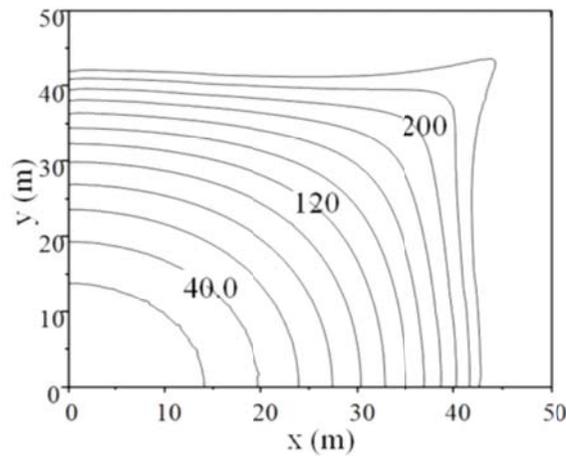


Fig. V.11. Frentes de avance (días).

El caso balanceado reviste una gran importancia teórica como caso de referencia. Encontrar casos balanceados en la práctica es muy difícil. La anisotropía y la heterogeneidad en los campos de permeabilidad constituyen

factores de desbalance de la inyección. Están ligados a la “génesis de la roca” y en segundo lugar a eventos posteriores. Muchos yacimientos presentan permeabilidad anisotrópica.

A continuación se ilustra un esquema que representa hipotéticamente un yacimiento estratificado.

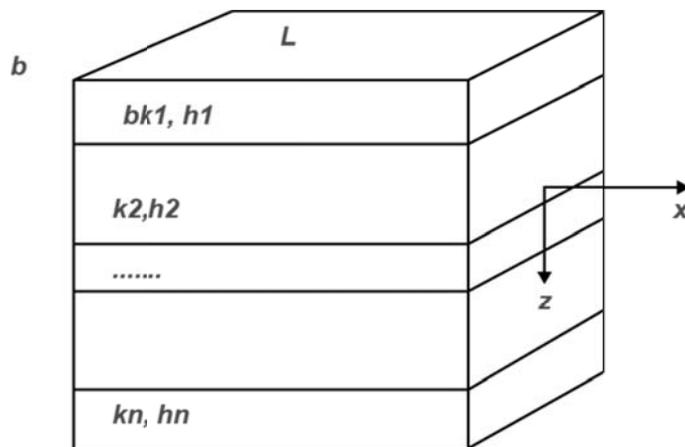


Fig. V.12. Esquema representativo de un yacimiento estratificado.

La permeabilidad horizontal se calcula de la siguiente manera, para la dirección x por ejemplo:

$$k_x = \frac{\sum_{i=1}^n h_i k_i}{\sum_{i=1}^n h_i}.$$

La permeabilidad vertical se calcula de la siguiente manera, en la dirección z :

$$k_z = \frac{\sum_{i=1}^n h_i}{\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{k_i}}.$$

Un esquema de líneas de corriente desbalanceado puede lograrse asignando distintos gastos a los pozos productores de una malla.

Este procedimiento, obliga a que las diferencias de presión inyector-productor sean distintas para distintos pares inyector-productor, de acuerdo a:

$$k_n = \frac{\mu_n \phi_n S_{wn}}{\Delta p} \int_0^{S_p} (v_{real})_n ds .$$

No obstante esta situación es posible en la práctica (existencia de pozos con distinta regulación, inyectores o productores), interesa en principio, atribuirlo a anisotropía en el campo de permeabilidades. Se asume que existe un factor de anisotropía:

$$FA = \frac{k_{x'}}{k_{y'}} ,$$

Donde x' e y' son las direcciones “principales” de permeabilidad.

La Fig. V.13 ilustra las direcciones principales de permeabilidad partiendo de la velocidad (y sus componentes según los ejes principales):

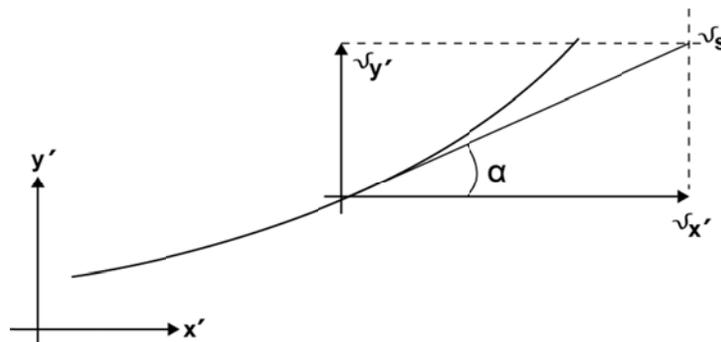


Fig. V.13. Direcciones principales de permeabilidad.

Las velocidades correspondientes quedan determinadas por:

$$v_s = -\frac{k_s}{\mu} \frac{\partial p}{\partial s}, \quad (\text{V.6})$$

$$v_{x'} = -\frac{k_1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x'} = v_s \cos \alpha, \quad (\text{V.7})$$

$$v_{y'} = -\frac{k_2}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y'} = v_s \sin \alpha, \quad (\text{V.8})$$

Donde K_1 y K_2 son las permeabilidades en ambas direcciones principales.

Por la propiedad de derivadas parciales se tiene:

$$\frac{\partial p}{\partial s} = \frac{\partial p}{\partial x'} \frac{\partial x'}{\partial s} + \frac{\partial p}{\partial y'} \frac{\partial y'}{\partial s}, \quad (\text{V.9})$$

Pero:

$$\frac{\partial x'}{\partial s} = \cos \alpha; \quad \frac{\partial y'}{\partial s} = \sin \alpha, \quad (\text{V.10})$$

Sustituyendo:

$$-v_s \frac{\mu}{k_s} = -v_{x'} \frac{\mu}{k_1} \cos \alpha - v_{y'} \frac{\mu}{k_2} \sin \alpha, \quad (\text{V.11})$$

O sea:

$$\frac{1}{k_s} = \frac{1}{k_1} \cos^2 \alpha + \frac{1}{k_2} \sin^2 \alpha, \quad (\text{V.12})$$

Tomando,

$$x' = \sqrt{k_s} \cos \alpha; \quad y' = \sqrt{k_s} \sin \alpha, \quad (\text{V.13})$$

Sustituyendo en la Ec. V.12:

$$\frac{x'^2}{k_1} + \frac{y'^2}{k_2} = 1. \quad (\text{V.14})$$

La ecuación anterior corresponde a una elipse, la cual se ilustra en la Fig. V.14.

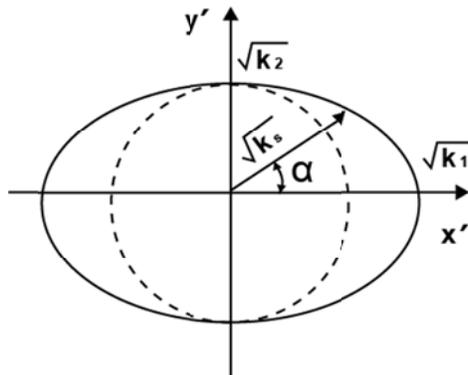


Fig. V.14. Elipse construida con las direcciones principales de permeabilidad.

La ecuación corresponde a una elipse dada por:

$$k_s = x'^2 + y'^2. \quad (\text{V.15})$$

Si los ejes principales de permeabilidad no coinciden con los ejes cartesianos, se pueden rotar los mismos usando la transformación:

$$x' = x \cos \theta + y \operatorname{sen} \theta, \quad (\text{V.16})$$

$$y' = -x \operatorname{sen} \theta + y \cos \theta, \quad (\text{V.17})$$

Donde (x, y) es el nuevo sistema de coordenadas y θ es el ángulo entre ambos sistemas.

El ángulo que forma la dirección de la permeabilidad en cualquier punto y el nuevo eje de abscisas se escribe:

$$\phi = \alpha + \theta, \quad (\text{V.18})$$

Reemplazando y despejando k_s queda:

$$k_s = \left\{ \frac{(\cos \phi \cos \theta + \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \theta)^2}{k_1} + \frac{(\operatorname{sen} \phi \cos \theta - \cos \phi \operatorname{sen} \theta)^2}{k_2} \right\}^{-1}. \quad (\text{V.19})$$

Esta expresión corresponde a una elipse “inclinada” con un ángulo θ con respecto al eje x . Cuando $\phi = 0$ nos queda:

$$k_x = \left\{ \frac{\cos^2 \theta}{k_1} + \frac{\operatorname{sen}^2 \theta}{k_2} \right\}^{-1}, \quad (\text{V.20})$$

Y cuando $\phi = 90^\circ$:

$$k_y = \left\{ \frac{\text{sen}^2\theta}{k_1} + \frac{\text{cos}^2\theta}{k_2} \right\}^{-1}, \quad (\text{V.21})$$

El Angulo ϕ queda determinado por las componentes de la velocidad en el sistema (x,y):

$$\phi = \tan^{-1} \left(\frac{v_y}{v_x} \right), \quad (\text{V.22})$$

Considerando un flujo estacionario e incompresible, se cumple:

$$\frac{\partial v_{x'}}{\partial x'} + \frac{\partial v_{y'}}{\partial y'} = 0, \quad (\text{V.23})$$

Reemplazando las ecuaciones V.7 y V.8 en la V.23:

$$k_1 \frac{\partial^2 p}{\partial x'^2} + k_2 \frac{\partial^2 p}{\partial y'^2} = 0, \quad (\text{V.24})$$

Dividiendo esta expresión por k_2 :

$$\frac{k_1}{k_2} \frac{\partial^2 p}{\partial x'^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y'^2} = 0, \quad (\text{V.25})$$

Consideremos las coordenadas (X, Y) como una transformación de escala:

$$X = x' \sqrt{\frac{k_2}{k_1}}, \quad (\text{V.26})$$

$$Y = y', \quad (\text{V.27})$$

Reemplazando estas en la Ec. V.25:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial Y^2} = 0, \quad (\text{V.28})$$

En estas coordenadas la elipse de permeabilidades queda reducida a un círculo y se puede tratar el tema como un flujo isotrópico de permeabilidad $K = k_2 = \text{constante}$.

Bajo estas condiciones,

$$V_X = \frac{1}{2\pi h} \frac{Q_j(X-X_j)}{(X-X_j)^2 + (Y-Y_j)^2}, \quad (\text{V.29})$$

$$V_Y = \frac{1}{2\pi h} \frac{Q_j(Y-Y_j)}{(X-X_j)^2 + (Y-Y_j)^2}. \quad (\text{V.30})$$

Para volver al sistema de coordenadas (x, y) , se aplica lo siguiente:

$$\frac{\partial X}{\partial t} = \frac{\partial X}{\partial x'} \frac{\partial x'}{\partial t} + \frac{\partial X}{\partial y'} \frac{\partial y'}{\partial t}, \quad (\text{V.31})$$

$$\frac{\partial Y}{\partial t} = \frac{\partial Y}{\partial x'} \frac{\partial x'}{\partial t} + \frac{\partial Y}{\partial y'} \frac{\partial y'}{\partial t}, \quad (\text{V.32})$$

Pero de V.26 yV.27:

$$\frac{\partial X}{\partial x'} = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}}; \quad \frac{\partial X}{\partial y'} = 0, \quad (\text{V.33})$$

$$\frac{\partial Y}{\partial x'} = 0; \quad \frac{\partial Y}{\partial y'} = 1, \quad (\text{V.34})$$

Y de V.16 y V.17:

$$\begin{aligned} \frac{\partial x'}{\partial t} &= \frac{\partial x'}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial t} + \frac{\partial x'}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial t} = v_x \cos \theta + v_y \sen \theta \\ \frac{\partial y'}{\partial t} &= \frac{\partial y'}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial t} + \frac{\partial y'}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial t} = -v_x \sen \theta + v_y \cos \theta \end{aligned} \quad (\text{V.35})$$

Donde,

$$v_x = \frac{\partial x}{\partial t}; \quad v_y = \frac{\partial y}{\partial t}, \quad (\text{V.36})$$

Reemplazando V.33, V35 y V.36 en V.31:

$$v_X = \sqrt{\frac{k_2}{k_1}} (v_x \cos \theta + v_y \sen \theta), \quad (\text{V.37})$$

Reemplazando V.34, V35 y V.36 en V.32:

$$v_Y = -v_x \sen \theta + v_y \cos \theta, \quad (\text{V.38})$$

Despejando de aquí se tiene:

$$v_x = \sqrt{\frac{k_1}{k_2}} v_X \cos \theta - v_Y \sen \theta, \quad (\text{V.39})$$

$$v_y = v_X \sen \theta + v_Y \cos \theta, \quad (\text{V.40})$$

Reemplazando V.29 y V.30 en V.39 y V.40:

$$V_x = \frac{Q_j}{2\pi h} \frac{\sqrt{\frac{k_1}{k_2}}(X-X_j) \cos\theta - (Y-Y_j) \operatorname{sen}\theta}{(X-X_j)^2 + (Y-Y_j)^2}, \quad (\text{V.41})$$

$$V_y = \frac{Q_j}{2\pi h} \frac{\sqrt{\frac{k_1}{k_2}}(X-X_j) \operatorname{sen}\theta - (Y-Y_j) \cos\theta}{(X-X_j)^2 + (Y-Y_j)^2}, \quad (\text{V.42})$$

Reemplazando V.26 y V.27 en V.41 y V.42:

$$V_x = \frac{1}{2\pi h \cos\theta} \frac{Q_j (y' - y'_j)}{\frac{k_2}{k_1} (x' - x'_j)^2 + (y' - y'_j)^2}, \quad (\text{V.43})$$

$$V_y = \frac{Q_j}{2\pi h} \frac{(x' - x'_j) \operatorname{sen}\theta + (y' - y'_j) \cos\theta}{\frac{k_2}{k_1} (x' - x'_j)^2 + (y' - y'_j)^2}, \quad (\text{V.44})$$

Reemplazando V.16 y V.17 en V.43 y V.44:

$$V_x = \frac{Q_j}{2\pi h} \frac{(x-x_j)}{\frac{k_2}{k_1} ((x-x_j) \cos\theta + (y-y_j) \operatorname{sen}\theta)^2 + (-(x-x_j) \operatorname{sen}\theta + (y-y_j) \cos\theta)^2}, \quad (\text{V.45})$$

$$V_y = \frac{Q_j}{2\pi h} \frac{(y-y_j)}{\frac{k_2}{k_1} ((x-x_j) \cos\theta + (y-y_j) \operatorname{sen}\theta)^2 + (-(x-x_j) \operatorname{sen}\theta + (y-y_j) \cos\theta)^2}. \quad (\text{V.46})$$

Para $k_2=k_1$, las ecuaciones V.45 y V.46 se reducen a expresiones idénticas a las V.29 y V.30 correspondiente a un flujo isotrópico.

Existiendo varios pozos (inyectores y productores) el principio de superposición permite calcular las velocidades en cualquier punto:

$$v_x = \frac{1}{2\pi h} \sum_{j=1}^J \frac{Q_j(x-x_j)}{\frac{k_2}{k_1}((x-x_j) \cos\theta + (y-y_j) \operatorname{sen}\theta)^2 + (-(x-x_j) \operatorname{sen}\theta + (y-y_j) \cos\theta)^2},$$

$$v_y = \frac{1}{2\pi h} \sum_{j=1}^J \frac{Q_j(y-y_j)}{\frac{k_2}{k_1}((x-x_j) \cos\theta + (y-y_j) \operatorname{sen}\theta)^2 + (-(x-x_j) \operatorname{sen}\theta + (y-y_j) \cos\theta)^2},$$

Donde J representa la cantidad total de pozos.

Las figuras siguientes ilustran los resultados obtenidos para un problema real en el cual se aplicó el caso isotrópico y el caso anisotrópico.

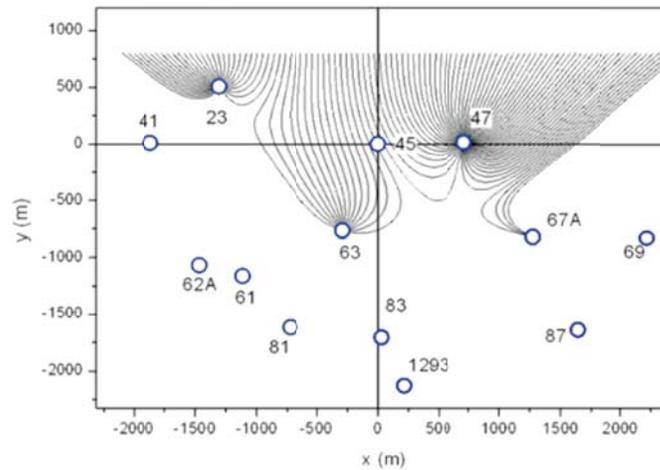


Fig. V.15. Líneas de corriente para el caso isotrópico de un ejemplo de aplicación.

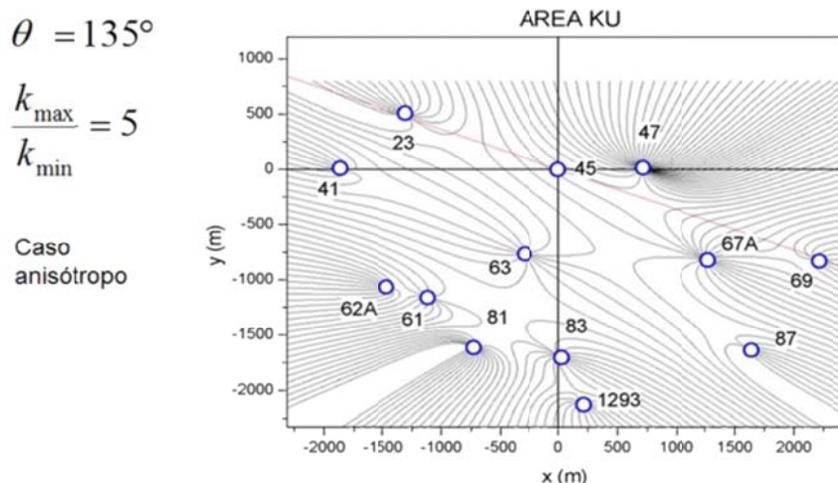


Fig. V.16. Líneas de corriente para el caso anisotrópico del mismo ejemplo de aplicación.

V.2. MODELADO DE TRAZADORES CON EL 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 (3D), 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 microbiológicas, etc.) 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.

V.2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SIMULADOR UTCHEM

A continuación se listan las características principales de este simulador:

- ❖ Simulador de tres dimensiones, temperatura variable
- ❖ Formulación tipo IMPES
- ❖ Diferencia finita de tercer orden con limite 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 cationes arcilla-surfactante
- ❖ Comportamiento de fase de aceite/solvente, 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 permeabilidad relativa dependiente de la roca
- ❖ Modelo de presión capilar, histéresis y permeabilidad relativa de Parker y Lenhard para una y dos fases

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

Tabla V.1. Sistema de unidades del simulador UTCHEM.

Parámetro	Sistema Inglés	Sistema 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)	PV	PV
Viscosidad	cP	cP
Longitud	ft	m
Agua, aceite, surfactante	Vol. Fracción	Vol. Fracción
Polímero	wt%	wt%
Trazador	Dependiendo del usuario	Dependiendo del usuario

Dentro de las aplicaciones en hidrología se pueden mencionar:

- ❖ NAPL y migración ambos en zonas saturadas y no saturadas
- ❖ Pruebas entre pozos de trazador particionado en zonas de acuíferos saturadas y no saturadas
- ❖ Remediaciones usando surfactantes, solventes, polímeros y/o espumas
- ❖ Bioremediaciones
- ❖ Reacciones geotérmicas (metales pesados y radionucleidos)

Como aplicaciones en yacimientos de aceite se han identificado las siguientes:

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

V.2.2. OPERACIÓN DEL SIMULADOR

UTCHEM, se ejecuta en un SV1 CRAY, en el Centro de Cómputo Avanzado de la Universidad de Texas, un sistema DEC Alfa (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.

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

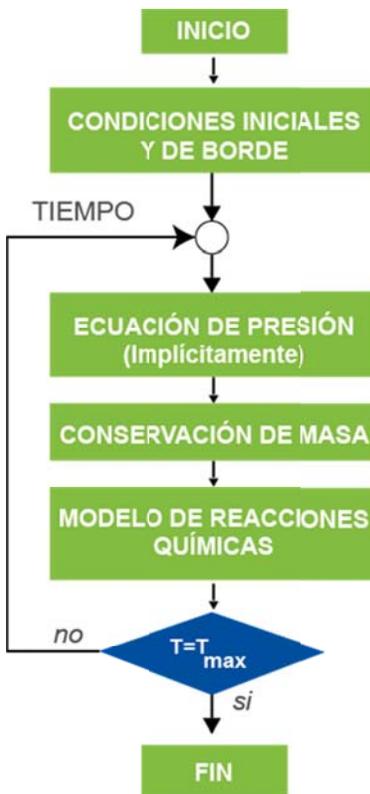


Fig. V.17. Diagrama de flujo del UTCHEM.

V.2.3. ARCHIVOS DE ENTRADA Y SALIDA

Este simulador necesita dos archivos de entrada, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla V.2. Archivos de entrada del simulador 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 siguiente tabla:

Tabla V.3. Archivos de salida del simulador 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

V.2.4. ECUACIONES GENERALES

A continuación se escribirá de forma breve las ecuaciones generales del modelo con las que el simulador trabaja.

V.2.4.1. Ecuación de conservación de la masa

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

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

Donde el volumen total del componente k por unidad de volumen es la suma del volumen ocupado en todas las fases, incluso en las fases adsorbidas.

$$\tilde{C}_k = (1 - \sum_{K=1}^{n_{cv}} \hat{C}_K) \sum_{l=1}^{n_p} S_l C_{kl} + \hat{C}_k ,$$

Para $k = 1$,

Donde n_{cv} representa el número de volúmenes ocupados por los componentes (agua, aceite, surfactante y gas); n_p el número total de fases; C_{kl} es la concentración del componente k en la fase l ; \hat{C}_k es la concentración absorbida de la especie k ; ρ_K es la densidad del componente puro k a la presión de la fase de referencia (P_R), con respecto a su densidad a la presión de referencia (P_{RO}), normalmente tomada a condiciones de superficie (1 atm). Se asume un mezclado ideal y una compresibilidad pequeña y constante C_K° y ρ_K se expresa como:

$$\rho_K = 1 + C_K^\circ (P_R - P_{RO}) .$$

El flujo de dispersión tiene la forma de la ecuación de Fick:

$$\vec{D}_{kl,X} = \phi_{S_l} \vec{K}_{kl} \cdot \vec{\nabla} C_{kl} .$$

En esta expresión, el tensor de dispersión (\vec{K}_{kl}) incluye el efecto de la dispersión molecular (D_{kl}) y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\vec{K}_{kl,ij} = \frac{D_{kl}}{\tau} \delta_{ij} + \frac{\alpha_{Tl}}{\phi_{S_l}} \delta_{ij} + \frac{(\alpha_{Ll} + \alpha_{Tl}) u_{li} u_{lj}}{\phi_{S_l} |\vec{u}_l|} ,$$

Donde α_{Ll} es la dispersión longitudinal de la fase (l); α_{Tl} es la dispersión transversal de la fase (l); τ es el factor de torsión establecido como (>1); u_{li} , u_{lj} son las componentes del flujo de Darcy en la fase l y δ_{ij} es la función delta de Kronecker.

La magnitud del vector de flujo para cada fase se calcula de la manera siguiente:

$$|\vec{u}_1| = \sqrt{(u_{x1})^2 + (u_{y1})^2 + (u_{z1})^2} .$$

Aplicando la Ley de Darcy, la velocidad de la fase resulta:

$$\vec{u}_1 = -\frac{k_{r1}\vec{k}}{\mu_1} \cdot (\vec{\nabla}P_1 - \gamma_1\vec{\nabla}h) ,$$

Donde \vec{k} se define como el tensor de permeabilidad intrínseco; h es la profundidad vertical, la permeabilidad relativa se define como (k_{r1}) , la viscosidad de la fase (μ_1) y la densidad específica (γ_1) .

El término fuente R_k es una combinación de los términos de todas las tasas para un componente en particular, y puede ser expresado de la manera siguiente:

$$R_K = \emptyset \sum_{l=1}^{n_p} S_l r_{Kl} + (1 - \emptyset) r_{KS} + Q_K ,$$

Donde Q_k es la tasa de inyección/producción para el componente k por volumen total; r_{Kl}, r_{KS} es la tasa de reacción para el componente k en la fase l y en la fase sólida s respectivamente. Las ecuaciones de flujo utilizadas para las direcciones y, z , son análogas a las aplicadas para la dirección x .

V.2.4.2. 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.

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

Donde:

T: Temperatura del yacimiento

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

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

λ_T : Conductividad térmica

q_H : Entalpía térmica por unidad de volumen

Q_L : Pérdida de calor utilizando el método de Vinsome y Westerveld (1980)

V.2.4.3. Ecuación de presión

La ecuación de presión es desarrollada como sigue:

- i. Se realiza una sumatoria de las ecuaciones de balance de masa en todo el volumen ocupado por los componentes.
- ii. Se sustituyen los términos de flujo de las fases por la Ley de Darcy para flujo multifásico.
- iii. Se establece la definición de presión capilar.
- iv. Se especifica que $\sum_{K=1}^{n_{cv}} C_{Kl} = 1$.
- v.

La ecuación de presión en términos de la presión de la fase acuosa es:

$$\phi c_t \frac{\partial P_1}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot \vec{k} \cdot \lambda_{rTc} \vec{\nabla} P_1 = -\vec{\nabla} \cdot \sum_{l=1}^{n_p} \vec{k} \lambda_{rlc} \vec{\nabla} P_{cl1} + \sum_{K=1}^{n_{cv}} Q_K ,$$

Donde $\lambda_{rlc} = \frac{k_{rl}}{\mu_l} \sum_{K=1}^{n_{cv}} \rho_K C_{Kl}$ es la movilidad relativa corregida por la compresibilidad del fluido. La movilidad relativa total con la corrección por compresibilidad del fluido es $\lambda_{rTc} = \sum_{l=1}^{n_p} \lambda_{rlc}$.

La compresibilidad total C_t , es la suma de la compresibilidad de la roca (C_r) y las compresibilidades de componentes (C_K°) presentes en el yacimiento:

$$c_t = c_r + \sum_{K=1}^{n_{cv}} c_K^\circ \tilde{C}_K .$$

La porosidad se calcula con base en la presión y la porosidad de referencia:

$$\phi = \phi_R [1 + c_r (P_R - P_{RO})].$$

V.2.5. LA OPCIÓN DE TRAZADORES EN UTCHEM

En UTCHEM pueden modelarse las 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 consideradas en el modelado de trazadores son:

- i. Los trazadores no ocupan algún volumen
- ii. Los trazadores no tienen algún efecto en las propiedades físicas de la formación

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

Las ecuaciones básicas para cada caso son:

- ❖ Trazador no particionado

$$C_{Ti} = C_{Ki} \frac{C_T}{C_K},$$

Donde T es el trazador agua, aceite o gas

- ❖ Trazador particionado (Agua-aceite):

- Coeficiente de partición

$$K_T = \frac{C_{T2}}{C_{T1}},$$

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

- Coeficiente de partición del trazador i como una función de la salinidad del agua del yacimiento

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

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 $(\text{eq/l})^{-1}$

$K_{Ti,Sref}$: Coeficiente de partición tomando como referencia la salinidad de $C_{S1,ref}$ en (eq/l)

- Coeficiente de partición como una función de la temperatura del yacimiento

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

T : Temperatura en $(^{\circ}F)$

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

TK_i : Constante como parámetro de entrada en $(^{\circ}F)^{-1}$

❖ Trazador particionado (Gas – aceite):

- Coeficiente de partición

$$K_T = \frac{C_{T2}}{C_{T8}} ,$$

C_g , C_2 : Concentración total del gas y el aceite

- Coeficiente de partición como función de la temperatura del yacimiento

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

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

TK_i : Contante de parámetro de entrada in $(^{\circ}F)^{-1}$

- Decaimiento radioactivo: el decaimiento radioactivo puede se usa para algunos tipos de trazadores (aceite, agua, gas) como:

$$\frac{dC_T}{dt} = -\lambda C_T,$$

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

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

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

- Adsorción

$$D_s = \frac{\bar{C}_T}{C_{T1}} = \frac{(1-\phi)\rho_r a_T}{\phi \rho_l C_{T1}},$$

- Reacción

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

T : Temperatura en °K

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

HK_i : Constante del parámetro de entrada in (°K)

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

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

k : Componentes del trazador, agua/aceite, gas

C_{kl}^f : Concentración de la fase

V.3. MODELADO DE TRAZADORES CON EL SIMULADOR ECLIPSE

El simulador ECLIPSE de la Compañía Schlumberger consiste de dos simuladores separados: ECLIPSE 100 especializado en modelar aceite negro y ECLIPSE 300 especializado en modelos composicionales.

ECLIPSE 100 es completamente implícito, tres fases, tridimensional; su propósito general es simular aceite negro, con opciones de gas condensado. ECLIPSE 300 es un simulador composicional con ecuación de estado cubica, presión dependiente del valor K y tratamientos de fluidos de aceite negro. ECLIPSE 300 puede ser corrido de los siguientes modos:

- ❖ Completamente de forma implícita, ó IMPES
- ❖ Implícito adaptativo, AIM

Ambos programas están escritos en FORTRAN y operados en alguna computadora ANSI-estándar, con suficiente memoria y compilador en FORTRAN 90.

Para simulaciones grandes el simulador puede correrse en modo paralelo. La opción paralela está basada en una distribución de memoria con arquitectura implementada usando MPI (message passing interface).

V.3.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SIMULADOR ECLIPSE

- ❖ *Formato libre de entrada.* Los datos de entrada para ECLIPSE son preparados en un formato libre usando un sistema de keywords. Puede usarse algún editor estándar para preparar la carpeta de entrada. Alternativamente se puede emplear ECLIPSE office o Petrel para preparar los datos interactivamente a través de paneles y así llevarse a cabo las corridas.

- ❖ *Opciones de fase y fluido.* ECLIPSE 100 puede usarse para simular 1, 2 o 3 sistemas de fases. Opciones de dos fases (aceite/agua, aceite/gas, gas/agua), las cuales se resuelven como dos sistemas de componentes, ahorrando memoria y tiempo en la computadora. Adicionalmente disolviendo el gas en el aceite (variable presión en el punto de burbuja o proporción gas/aceite), ECLIPSE 100 también puede emplearse en el modelo de vaporización de aceite en el gas (presión en el punto de rocío o proporción aceite/gas).
- ❖ *Opciones de Geometría.* Tanto corner-point como block-center convencional se encuentran en la opción de geometría, disponible en ECLIPSE. Las opciones radial y cartesiana en block-center están disponibles en 1, 2 o 3 dimensiones. Una opción en 3D radial completa el círculo permitiendo el flujo cruzado tomado en el lugar de 0, 360 grados de interface.

La opción de geometría corner-point en ECLIPSE es única y permite construir geometrías extremadamente complejas, obtenidas una representación fiel de la geología del yacimiento.

La geometría corner-point es especialmente útil para yacimientos altamente fracturados.

- ❖ *Tecnología completamente implícita (Aceite negro).* ECLIPSE usa un método completamente implícito que proporciona estabilidad sobre los largos pasos de tiempo. Asegurar que las ecuaciones no lineales completamente implícitas se resuelven precisamente para reducir todos los residuales a tolerancias muy pequeñas. Los errores en el balance de materia (cantidad residual) son extremadamente reducidos. El método de Newton se usa para resolver las ecuaciones no lineales. La matriz jacobiana se expande completamente en todas las variables con convergencia cuadrática (rápida) segura. Varios métodos especiales se utilizan para acelerar la convergencia en problemas altamente no lineales. Las ecuaciones lineales surgen en cada interacción Newtoniana, las cuales se resuelven simultáneamente por la factorización anidada acelerada por Orthomin.

Tradicionalmente, las técnicas completamente implícitas están reservadas para estudios de conificación, donde muchas celdas de cierto volumen pueden estar interactuando con celdas pequeñas cerca de los pozos durante un solo paso de tiempo.

- ❖ *Implícito adaptativo e IMPES (Composicional)*. En un modelo composicional donde el número de componentes de las ecuaciones es grande, es decir 5 o 6, el costo para usar una técnica completamente implícita puede convertirse en prohibitivo tanto en la memoria como en el tiempo del CPU. En ECLIPSE 300 este problema se aborda usando un esquema implícito adaptativo, empleando celdas implícitas solo donde es necesario.

- ❖ *Factorización anidada*. Las ecuaciones lineales sugieren que cada iteración Newtoniana resulta de la factorización anidada acelerada por Orthomin. Esta es una técnica interactiva rápida, sin embargo orientado para la solución de grandes conjuntos de ecuaciones lineales esparcidas. La factorización anidada es el mejor proceso para la solución de grandes problemas. Problemas de dos y tres fases se han resuelto simultáneamente por medio de este método.

- ❖ *Conexiones non-neighbor*. En ECLIPSE, es posible conectar partes seleccionadas de celdas non-neighbor, permitiendo el flujo del fluido directamente de una celda a otra parte. Las aplicaciones típicas de las conexiones non-neighbor son:
 - i. Completar el círculo en estudios radiales 3D
 - ii. Fallas conductivas permitiendo el flujo entre las diferentes capas cruzadas de la falla.
 - iii. Refinamiento local de la malla permitiendo la definición fina de los pozos cercanos, incluyendo la habilidad de insertar mallas radiales dentro de un sistema cartesiano.

- ❖ *Dimensionamiento del tiempo de simulación*. Toda la información interna en ECLIPSE está dimensionada en el tiempo de corrida para minimizar el uso de la memoria de la computadora.

- ❖ *Equilibrio vertical*. ECLIPSE 100 contiene una opción de Equilibrio Vertical para modelar el flujo segregado en tres dimensiones. La opción puede usarse con la geometría block-center o corner-point.

- ❖ *Doble porosidad.* La opción de doble porosidad/permeabilidad en ECLIPSE es apropiada para simular yacimientos altamente fracturados., también puede modelar los efectos gravitacionales de imbibición/drene, difusión molecular entre la matriz y las celdas de fractura.

Adicionalmente ECLIPSE 100 puede modelar también desplazamientos de fluidos viscosos hacia la matriz.

- ❖ *Datos PVT y de la formación.* ECLIPSE acepta datos en función de la presión y saturación de acuerdo a como los especifique el usuario. Esto no es una práctica común en la industria; llanamente los datos se obtienen por interpolación de un número fijo espaciado igualmente por intervalos de saturación.

Se pueden ampliar varias de tablas para representar a las diferentes zonas del yacimiento.

- ❖ *Permeabilidades relativas direccionales.* Las curvas de permeabilidad relativa pueden especificarse separadamente por el flujo en las direcciones horizontal y vertical. Se tiene la opción de establecer las curvas de permeabilidad relativa para cada región en función de la saturación.
- ❖ *Escalamiento de la tabla de saturación.* La saturación crítica y máxima en los puntos de la permeabilidad relativa y las curvas de presión capilar pueden introducirse separadamente para cada celda dentro del yacimiento, o alternativamente como una serie de tablas de profundidad para cada región dentro de la malla.

El escalamiento de la tabla de saturación puede ser usada fácilmente para equilibrar el modelo del yacimiento con la cantidad inicial correcta del fluido móvil en el lugar, para hacer la corrección espacial aplicada a los fluidos de contacto.

- ❖ *Histéresis*
- ❖ *Compactación de la roca*

- ❖ *Tracer Tracking.* La opción Tracer Tracking en general es fácil determinar el movimiento del fluido “marcado” durante la corrida de una simulación. También pueden ser usados, por ejemplo, para diferenciar el movimiento del agua inyectada para diferentes pozos y acuífero inicial o para predecir la variación en la salinidad o concentración de otras especies químicas.

En ECLIPSE 100, los trazadores también pueden ser definidos en una fase de hidrocarburos y usados en el modelo de los cambios de los elementos del fluido entre los estados libre y en solución cuando la transferencia de masa se hace en el lugar. Por lo tanto la opción de trazador es útil en la predicción del movimiento inicial del gas libre y/o del gas en solución. Si inicialmente contiene sulfuro puede definirse como una función de la profundidad y rastrearse con el movimiento del aceite.

ECLIPSE 100 tiene disponible una opción para controlar los efectos de la difusión numérica en las interfaces del trazador.

- ❖ *Rastreo API.* La opción tracking tracer es “pasiva” mientras que la opción API tracking es “activa”, por lo cual son diferentes. Este toma en cuenta la mezcla completa de aceites con propiedades PVT completamente diferentes. En contraste con la practica convencional.

Algunas bondades adicionales son:

- ❖ *Rastreo de la salmuera*
- ❖ Modelo de temperatura
- ❖ Miscibilidad
- ❖ Controles individuales de pozo
- ❖ Controles de producción de campo y grupo
- ❖ Jerarquía de grupos multinivel
- ❖ Controles de inyección de grupos
- ❖ Control de las ventas de la producción de gas
- ❖ Flujo cruzado y co-mezclado en pozos
- ❖ Pozos horizontales y altamente desviados

- ❖ Facilidades especiales para pozos de gas
- ❖ Equilibrio de la malla fina
- ❖ Acuíferos

Los programas auxiliares disponibles en eclipse son los siguientes:

- ❖ FILL
- ❖ VFPI
- ❖ GRAF
- ❖ PSEUDO

Los programas que pueden ser comprados como adiciones especiales en el sistema básico de ECLIPSE, son:

- ❖ Opciones ECLIPSE. Consisten en una serie de extensiones especiales de ECLIPSE, que incrementa la capacidad del programa para modelar:
 - Modelo del flujo de polímeros
 - Cadenas superficiales
 - Condiciones de frontera de flujo
 - Refinamiento local y ordinario de la malla
 - Opción fricción del agujero del pozo
 - Modelo de operaciones de campo de gas
 - Modelo de solventes
 - Modelo GI pseudo composicional
 - Modelo de surfactantes
 - Optimización del gas lift
 - Opciones paralelas
 - Trazadores ambientales
 - Opción coal bed methane
 - Modelo de espumas
 - Acoplamiento del yacimiento
 - Control del valor calorífico del gas

- Pozos multi segmentos
- Opciones térmicas

Las extensiones especiales pueden compararse separadamente según se requiera. Estas extensiones son:

- ❖ Open ECLIPSE
- ❖ DRID
- ❖ FloGrid
- ❖ PVTi
- ❖ SCAL
- ❖ Schedule
- ❖ FloViz
- ❖ Weltest 100
- ❖ Weltest 200
- ❖ ECLIPSE Office
- ❖ SimOpt
- ❖ PlanOpt
- ❖ FrontSim

Para correr ECLIPSE o alguna de sus opciones adicionales, se necesita obtener una licencia FLEX apropiada.

Adicionalmente, la licencia DATACHECK está disponible, permitiendo que el conjunto de datos corran en ECLIPSE en un modo NOSIM.

Las unidades que maneja este simulador se muestran en la tabla siguiente:

Tabla V.4. Sistemas de unidades simulador ECLIPSE.

Parámetro	Sistema Métrico	Campo	Laboratorio	PVT-M
Longitud, profundidad, radio	m	ft	cm	m
Tiempo	día	día	hr	día

Densidad	Kg/m ³	Lb _m /ft ³	g/cc	Kg/m ³
Presión (absoluta)	Bara	Psia	Atma	Atma
Presión (diferencial)	Bars	Psi	Atm	Atm
Temperatura (absoluta)	K	°R	K	K
Temperatura (diferencial)	°C	°F	°C	°C
Compresibilidad	1/Bars	1/Psi	1/Atm	1/Atm
Viscosidad	cpoise	cpoise	cpoise	cpoise
Permeabilidad	mDarcy	mDarcy	mDarcy	mDarcy
Volumen de líquido en superficie	sm ³	stb	scc	sm ³
Volumen de gas en superficie	sm ³	Mscf	scc	sm ³
Volumen del yacimiento	rm ³	RB	rcc	rm ³
Vol promedio de líquido en sup	sm ³ /day	stb/day	scc/hrs	sm ³ /day
Vol promedia de gas en sup	sm ³ /day	MScf/day	scc/hr	sm ³ /day
Factor de vol de la formación(liq)	rm ³ /sm ³	RB/Mscf	rcc/scc	rm ³ /sm ³
Relación gas aceite	sm ³ /sm ³	Mscf/stb	scc/scc	sm ³ /sm ³
Relación aceite gas	sm ³ /sm ³	stb/Mscf	scc/scc	sm ³ /sm ³
Transmisibilidad	cP·m ³ /day/Bar	cP·RB/day/Ps i	cP·cm ³ /hr/Atm	cP·cm ³ /hr/Atm
Masa	kg	lb	g	kg
Moles	kg-mol	lb-mol	g-mol	kg-mol

Dentro de las aplicaciones de este simulador se enlistan las siguientes:

- ❖ Modelo alcalino
- ❖ Rastreo API
- ❖ Modelado acuífero
- ❖ Modelado de asfaltenos
- ❖ Rastreo de salmuera
- ❖ Modelado de inyección de CO₂: atrapamiento, EOR y ecuación de balance de materia
- ❖ Solución CO₂/H₂S en la fase acuosa
- ❖ Reacciones químicas
- ❖ Modelado de yacimientos de carbón y metano
- ❖ Difusión
- ❖ Doble porosidad

- ❖ Trazadores ambientales
- ❖ Modelado con espumas
- ❖ Modelado en operaciones de campo de gas
- ❖ Optimización de gas lift
- ❖ Plantas de gas y NGLs
- ❖ Solución GASSOL en fase acuosa
- ❖ GASWAT
- ❖ Control del valor calorífico del gas
- ❖ Modelo pseudo-composicional
- ❖ Histéresis
- ❖ Histéresis en flujos WAG
- ❖ Modelado de flujo miscible
- ❖ Multi-fase flash
- ❖ Multi-porosidad
- ❖ Flujo no darciano
- ❖ Modelado del flujo de polímeros
- ❖ Mecanismos de recuperación
- ❖ Compactación de la roca
- ❖ Saturación
- ❖ Modelado con solventes
- ❖ Efectos de tensión superficial
- ❖ Modelado de surfactantes
- ❖ Tensor de permeabilidad
- ❖ Compresibilidad total
- ❖ Transmisibilidad
- ❖ Rastreo de trazadores

V.3.2. OPERACIÓN DEL SIMULADOR

Este simulador está escrito en FORTRAN; puede operarse en una computadora con memoria suficiente y compilado en un código ANSI-estándar FORTRAN 90. Para una simulación donde se requiera de más tiempo se puede ejecutar en modo paralelo, el cual está basado en la distribución de la arquitectura de la memoria

usando MPI (mensaje de interfase de paso). Para ejecutar Eclipse o cualquiera de sus opciones adicionales es necesario obtener una licencia.

Los datos de entrada para Eclipse, se proporcionan en una forma libre, usando un sistema de Keywords (palabras clave); se puede usar cualquier editor estándar emplearse para preparar el archivo de entrada. Alternativamente Petrel y Office Eclipse pueden ser usados para preparar los datos de una forma interactiva a través de paneles, lo cual facilita la ejecución del simulador.

Con el esquema mostrado en la Fig. V.18, se muestran los archivos de salida del simulador con Eclipse 100.

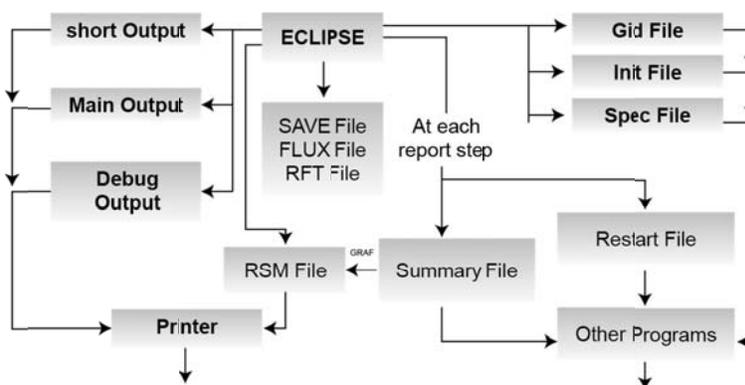


Fig. V.18. Esquema de los datos de salida.

La estructura de los datos del archivo de entrada es:

- ❖ RUNSPEC – obligatorio, características generales del modelo
- ❖ GRID – obligatorio, propiedades básicas de la roca y geometría de la malla
- ❖ EDIT – opcional, modificación de los procesos de la sección GRID
- ❖ PROSPS – obligatorio, datos de propiedades de fase PVT en forma tabular y otros datos PVT, tablas de compresibilidad de la roca, permeabilidad relativa y presión capilar
- ❖ REGIONS – opcional, subdivisión del yacimiento acorde a propiedades comunes y el reporte de otras regiones

- ❖ SOLUTION – obligatorio, las condiciones iniciales se especifican en esta sección
- ❖ SUMMARY – opcional, vectores de salida para gráficos
- ❖ SCHEDULE – obligatorio, pozos, terminaciones, tipo de datos, correlaciones de flujo, instalaciones de superficie, avance del simulador control y terminación

Cada una de las secciones antes mencionadas está conformada por un grupo de palabras clave (keywords) específicas.

Hoy en día la mayoría de los yacimientos petroleros se estudian de forma sistemática, utilizando todas las herramientas existentes a la fecha, entre ellas, la simulación numérica. Actualmente, sin embargo, el uso de esta herramienta no ha sido aprovechado para el diseño de pruebas de trazadores. Una parte importante en el procedimiento aquí propuesto es justo el empleo de la simulación numérica del yacimiento para predecir el comportamiento del trazador.

V.3.3. PALABRAS CLAVE UTILIZADAS POR EL SIMULADOR

En las siguientes tablas se presentan las palabras clave que se emplean en la simulación de trazadores en un yacimiento con sus descripciones y formatos respectivos. Debido a que la opción de ambiental tracer es una ampliación de la opción de tracer tracking, se decidió incluir en una sola tabla todas las palabras clave para la simulación de la inyección de trazadores; si existe alguna dependencia entre ellas se menciona en la parte de descripción.

Tabla V.5. Palabras clave (RUNSPEC).

Keyword	Descripción
RUNSPEC	
1.- <u>TRACERS</u>	Especifica el número de trazadores pasivos en cada fase (NOTRAC, NWTRAC y NGTRAC) y el número de trazadores de ambiente (NETRAC).
OPCIONES: (NOTRAC)	NOTRAC: Número máximo de trazadores pasivos en la fase aceite.
(NWTRAC)	NWTRAC: Número máximo de trazadores pasivos en la fase agua.
(NGTRAC)	

(NETRAC)(DIFF) (Número máximo de iteraciones) TRACERS 0 0 1 0 'DIFF' 1*/	NGTRAC: Número máximo de trazadores pasivos en la fase gas. NETRAC: Número máximo de trazadores que permiten adsorción y decaimiento. Si es mayor que cero significa que se ha activado la opción de ambiental tracers. DIFF: Utiliza el algoritmo de difusión numérica, si la opción TRACTVD está presente en la sección PROPS, se utilizará el esquema de flujo limitado de otro modo se utilizará el algoritmo de cascada.
2.- <u>EQLDIMS</u> OPCIONES: EQLDIMS 16 100/	Especifica las dimensiones de la concentración de los trazadores contra las tablas de profundidad usadas para el equilibrio (en el ejemplo, 16 regiones de equilibrio).
3.-PARTTRAC OPCIONES: PARTTRAC 1 5 30/	Habilita y dimensiona la opción de trazadores particionados. Consta de tres entradas; la primera se refiere al número máximo de trazadores particionado con TRACER; la siguiente se refiere al número máximo de tablas K(P) asociadas; la tercera describe el número máximo de puntos de presión en cada tabla K(P); estas dos últimas entradas están asociadas con la palabra clave TRACERKP.

Tabla V.6. Palabras clave (PROPS).

Keyword	Descripción
PROPS	
<i>xxx = Nombre del trazador, para ECLIPSE 300 es posible utilizar cuatro caracteres; como salida</i>	
1.- <u>RPTPROPS</u> OPCIONES: 'TRACER' 'TRADSxxx' 'TRROCK' 'TRDCYxxx'	Controla la salida de la sección: 'TRACER'; como salida los nombres de los trazadores pasivos; 'TRADSxxx', 'TRROCK' y 'TRDCYxxx' dan como salida las propiedades de los trazadores de ambiente.
2.- <u>TRACER</u> OPCIONES: TRACER 'xxx' 'GAS' / /	Define los trazadores pasivos de nombre xxx y la fase en la que se inyecta el trazador. Para ECLIPSE 100 se emplean las palabras OIL, WAT o GAS, para ECLIPSE 300 se emplea el nombre del componente. Si se van a introducir trazadores particionados, esta opción considera solo la fase libre.
3.- <u>TRACERKP</u> OPCIONES: TRACERKP 2000 0.00012 2600 0.00014	Define las funciones K(P) para los trazadores particionados. En la primera columna se especifican las presiones y en la segunda el valor de la función de partición K(P).

<p>4.-TRADSxxx</p> <p>OPCIONES: TRADSTRG 1.0.0000 1.0.0005 3.0.0005/</p>	<p>Especifica los datos de adsorción del trazador xxx.</p> <p>En la primera columna se especifica la concentración del trazador en solución alrededor de la roca; los valores deben aumentar progresivamente. En la segunda columna se escribe la concentración saturada correspondiente del trazador adsorbido en la formación rocosa. NETAC en la palabra clave de TRACERS debe ser mayor que cero.</p>
<p>5.-TRDCYxxx</p> <p>OPCIONES: TRDCYTRG 10.0/</p>	<p>Especifica los datos de decaimiento del trazador xxx. Se escribe el valor de decaimiento de vida media de cada trazador habilitado. NETRAC en la palabra clave de TRACERS debe ser mayor que cero.</p>
<p>6.-TRDIFxxx</p> <p>OPCIONES: TRDIFTRG 0.3/</p>	<p>Especifica los datos de difusión del trazador xxx. Se especifica el coeficiente de difusión del trazador. NETRAC en la palabra clave de TRACERS debe ser mayor que cero.</p>
<p>7.-TRROCK</p> <p>OPCIONES: TRROCK 1 2650/</p>	<p>Especifica los datos de la roca requeridos por la opción de adsorción del trazador. En la primera columna se anota el índice de adsorción a ser usado para el tipo de roca (1 para cuando la isoterma de adsorción se retrae y la concentración local del trazador en la solución decae, ó 2 para cuando no existe efecto de desorción). En la segunda columna se anota la densidad del tipo de roca a condiciones de yacimiento, Kg/cm³. NETRAC en la palabra clave de TRACERS debe ser mayor que cero.</p>

Tabla V.7. Palabras clave (REGIONS y SOLUTION).

Keyword	Descripción
REGIONS	
<p>F= Libre, si el trazador es inyectado en fase de agua, aceite o gas;</p> <p>S= Solución, si está especificada DISGAS o VAPOIL en la sección RUNSPEC.</p>	
<p>1.-RPTREGS</p> <p>OPCIONES: 'TNUM'</p>	<p>Controla la salida de la sección: 'TNUM' da como salida el trazador vs los números regionales de profundidades.</p>
<p>2.-TNUMFxxx</p> <p>TNUMSxxx</p> <p>OPCIONES: TNUMFTRG 48*1/</p>	<p>Especifica los números de región a ser usados para la inicialización de la concentración de cada trazador y especifica el enlace de las celdas a tablas de concentraciones iniciales de trazadores respecto a la profundidad. Si se plantea la misma concentración para todas las celdas, se puede incluir el número total de celdas seguido de</p>

	asterisco y del valor de la concentración inicial; de otro modo se deben especificar las coordenadas de la celda (X, Y, Z) seguido de la concentración.
3.-TRKPFxxx OPCIONES: TRKPFTRG 144*1 96*2/	Esta opción puede ser utilizada solo cuando se ha activado la opción de PARTTRAC. Especifica las regiones y número de tabla que contiene las funciones de partición para el trazador xxx en cada bloque del grid.
SOLUTION	
F= Libre, si el trazador es inyectado en fase de agua, aceite o gas; S= Solución, si está especificada DISGAS o VAPOIL en la sección RUNSPEC.	
1.-RPTSOL OPCIONES: 'FIPTR' 'ROCKMASS' 'TBLK' 'TVDP'	Controla la salida de la sección: 'FIPTR' da como salida el fluido trazador. 'ROCKMASS' la mas de la roca, 'TBLK' las concentraciones del trazador del bloque inicial del grid, 'TVDP' las concentraciones iniciales del trazador vs tablas de profundidad.
2.-TBLKFxxx TBLKSxxx OPCIONES: TBLKFTRG 20240*0.0/	Especifica la concentración inicial del trazador xxx en cada celda de la malla. Si se plantea la misma concentración para todas las celdas, se puede incluir el número total de las celdas seguido de un asterisco y del valor de la concentración inicial; de otro modo se deben especificar las coordenadas de la celda (X, Y, Z) seguida de la concentración. En la primera columna se especifica el número de la celda, en la segunda columna se anota la concentración correspondiente.
3.-TVDPFxxx TVDPSSxxx OPCIONES: TVDFPTRG 1.0.0 6000.0 0.0/	Especifica las tablas de profundidad a ser usadas para la inicialización de la concentración de los trazadores en cada celda. Cada tabla consta de dos columnas de datos, en la primera se establecen los valores de profundidad en forma ascendente, y la segunda columna contendrá los valores de concentración inicial correspondientes siempre mayores de cero.

Tabla V.8. Palabras clave (SUMMARY y SCHEDULE).

Keyword	Opciones	Descripción
SUMMARY		
De acuerdo a la letra de inicio de cada palabra pueden referirse a: F= Campo; G= Grupo; W= Pozo; C= Conexión; R= Región; B= Bloque.		

* Todos llevan al final el nombre del trazador.		
1.-CTFR		Gasto del trazador (positivo o negativo)
2.- <u>FTPR</u> GTPR <u>WTPR</u>	FTPRTRG WTPRTRG	Gasto de producción del trazador.
3.- <u>FTPT</u> GTPT <u>WTPT</u> CTPT	FTPTTRG WTPPTTRG	Producción total del trazador.
4.- <u>FTPC</u> GTPC <u>WTPC</u>	FTPCTRG WTPCTRG	Producción de la concentración del trazador.
5.-FTIR GTIR <u>WTIR</u>	WTIRTRG	Gasto inyección del trazador.
6.-FTIT GTIT WTIT CTIT		Inyección total del trazador
7.-FTIC GTIC <u>WTIC</u>	WTICTRG	Concentración de inyección del trazador.
8.-BTCNF BTCNS	1 1 1 / /	Concentración del trazador (F= libre y S= en solución)
SCHEDULE		
1.-RPTSCHED	'FIPTR' 'TBLK' 'TRADS' 'TRDCY'	Controla la salida de la sección: FIPTR da como salida el fluido trazador, TBLK o TRACER las concentraciones de trazador en el bloque inicial del grid, TRADS o TRDCY la adsorción y decaimiento del trazador.
2.-WTRACER	WTRACER 'pozo' 'xxx' 30.0/ TSTEP 0.04167/ WTRACER 'pozo' 'xxx' 0.0/	Establece la concentración inicial en los pozos inyectoras (en este caso 30.0), especifica un tiempo de inyección con TSTEP (1 hora) y señala el fin de la inyección del trazador (estableciendo una concentración de 0.0). Si no se incluye algún trazador en esta lista se asume que su concentración es de 0.0.
3.-SCDPTRAC	SCDPTRAG 'xxx' /	Establece un trazador de nombre 'xxx' cuya concentración representará la fracción de agua de mar presente en el flujo

		de agua dentro del pozo. En conjunto con las tablas de depositación a escala (SCDPTAB), este trazador es utilizado para calcular la cantidad de depositaciones alrededor del pozo. El trazador debe de ser definido como un trazador pasivo en fase agua.
--	--	---

V.3.4. ECUACIONES GENERALES DE UN SIMULADOR SENCILLO

Se considera el planteamiento de un simulador en dos dimensiones r-z de aceite negro con dos fases (aceite y gas) y tres o componentes (aceite, trazador y gas), por lo que se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned}
 X_{oo} & - \text{aceite}; & X_{oT} & - \text{trazador en aceite}; \\
 Y_{gg} & - \text{gas}; & Y_{go} & - \text{aceite en gas}; \\
 Y_{gT} & - \text{trazador en gas},
 \end{aligned}$$

De tal forma que:

$$\begin{aligned}
 Y_{gg} + Y_{go} + Y_{gT} & = 1, \\
 X_{oo} + X_{oT} & = 1, \\
 X_{oT} + Y_{gT} & = 1.
 \end{aligned}$$

El coeficiente de partición del trazador.

$$K = \frac{X_{oT}}{Y_{gT}},$$

La difusión del trazador en la fase aceite y en la fase gas se describe conforme a la Ley de Fick. Como ejemplo se presentan las ecuaciones de Balance de Materia para los componentes aceite, trazador y gas en unidades de campo para el sistema de fracturas:

Para el componente aceite:

$$1.127 * 10^{-3} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r X_{oo} \frac{k_o \rho_{oo}}{\mu_o M_o} \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{k_{oz} \rho_{oo}}{\mu_o M_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \frac{\rho_o g}{g_c} \right) \right] + \frac{1}{5.615} (\varphi_{om} - \varphi_o) \right] \\ = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(1 - \sum_{j=1}^{nc} \hat{C}_j \right) \frac{\rho_o^o S_o X_{oo}}{M_o} + \phi \rho_o^o \hat{C}_o \right] \pm \frac{W_o}{M_j}$$

Para el componente trazador:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left[X_{oT} \frac{k_o \rho_{oo}}{\mu_o M_o} \frac{\partial p_o}{\partial r} - \frac{\rho_{oo}}{M_o} D_{oT} \frac{\partial X_{oT}}{\partial r} + Y_{gT} \frac{k_g \rho_g}{\mu_g M_g} \frac{\partial p_g}{\partial r} - \frac{\rho_{gg}}{M_o} D_{gT} \frac{\partial Y_{gT}}{\partial r} \right] \right] \\ + \frac{\partial}{\partial z} \left[X_{oT} \frac{k_o \rho_{oo}}{\mu_o M_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \frac{\rho_o g}{g_c} \right) + Y_{gT} \frac{k_g \rho_{gg}}{\mu_g} \left(\frac{\partial p_z}{\partial z} - \frac{\rho_g g}{g_c} \right) \right] \\ + \frac{\lambda_g^T}{5.615} (\varphi_{gm} - \varphi_g) + \frac{\lambda_o^T}{5.615} (\varphi_{om} - \varphi_o) \\ = \frac{1.127 * 10^3}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(1 - \sum_{j=1}^{nc} \hat{C}_j \right) \left(Y_{gT} \frac{\rho_{gg} S_g}{M_g} + Y_{oT} \frac{\rho_o^o S_o}{M_g} \right) + \phi \rho_{oo} \hat{C}_{oT} + \phi \rho_g^g \hat{C}_{gT} \right]$$

Para el componente gas:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r Y_{gg} \frac{k_g}{\mu_g} \rho_g \frac{\partial p_g}{\partial r} + Y_{og} \frac{k_o}{\mu_o} \rho_{og} \frac{\partial p_o}{\partial r} \right] \\ + \frac{\partial}{\partial z} \left[Y_{gg} \frac{k_{gz}}{\mu_g} \rho_g \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} - \frac{\rho_g g}{g_c} \right) + Y_{og} \frac{k_{gz} k_{ro}}{\mu_o} \rho_{ro} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \frac{\rho_o g}{g_c} \right) \right] \\ + \frac{\lambda_g}{5.615} (\varphi_{gm} - \varphi_g) + \frac{\lambda_{og}}{5.615} (\varphi_{om} - \varphi_o) \\ = \frac{1.127 * 10^3}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(1 - \sum_{j=1}^{nc} \hat{C}_j \right) \left(Y_{gg} \frac{\rho_g S_g}{M_g} + Y_{og} \frac{\rho_{og} S_o}{M_g} \right) + \phi \rho_{og} \hat{C}_{gg} + \phi \rho_g \hat{C}_{gg} \right]$$

Donde para el aceite:

$$\rho_o^{(r)} = \frac{\rho_o^{(s)} + R_s \rho_g^{(s)}}{B_o},$$

$$B_o = \frac{V_o^{(r)} + V_g^{(r)}}{V_o^{(s)}},$$

$$R_s = \frac{V_g^{(s)}}{V_o^{(s)}},$$

Para el gas

$$\rho_g^{(r)} = \frac{\rho_g^{(s)} + R_v \rho_o^{(s)}}{B_g},$$

$$B_g = \frac{V_g^{(r)} + V_o^{(r)}}{V_g^{(s)}},$$

$$R_v = \frac{V_o^{(s)}}{V_g^{(s)}}.$$

Por otro lado se sabe que:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P},$$

y

$$\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P}.$$

V.3.5. LA OPCIÓN DE TRAZADORES EN ECLIPSE

El simulador de ECLIPSE 100 y 300 de GeoQuest cuenta con dos opciones para manejar la simulación de trazadores:

- ❖ Tracer tracking:
 - Esta opción del trazador es útil para predecir el movimiento de los fluidos originales del yacimiento, por medio del análisis de su irrupción en los pozos vecinos.
 - Es posible controlar la difusión numérica de las interfaces de los trazadores dentro del simulador.

- ❖ Environmental tracers:
 - La opción de environmental tracers es una extensión de la opción de tracer tracking para ECLIPSE; 100, no está disponible para ECLIPSE 300.
 - Esta opción permite el modelado de contaminantes y otras sustancias en el yacimiento.
 - La extensión del modelo consiste en considerar la adsorción del trazador en la roca, el decaimiento del trazador después de un tiempo y su difusión molecular es posible modelar los tres fenómenos en un mismo trazador.

El simulador a utilizar dependerá de la plataforma empleada por el ingeniero de yacimientos para modelar numéricamente el yacimiento. La importancia de utilizar el modelo numérico del yacimiento reside en integrar los mecanismos de transporte del trazador al conjunto de las condiciones particulares bajo las cuales ocurre el flujo de fluidos en el campo de estudio; esto comprende: modelo geológico, propiedades PVT, estado mecánicos de los pozos, producción por pozo, inyecciones de fluido, etc. De la simulación se obtendrá la curva de surgencia de trazador por pozo, así como la producción de trazador por pozo y producción total del campo; también se obtiene la producción de trazador acumulada.

Estos resultados son importantes para verificar que los niveles de trazador a detectar estén dentro de la sensibilidad de los métodos y equipos de detección considerados en el diseño preliminar. La retroalimentación de la simulación numérica al diseño preliminar y al modelado matemático. Es esencialmente en los siguientes aspectos:

- ❖ Los valores de concentración reportados por el simulador son adimensionales, C/C_0 , donde C es la concentración del trazador (en masa o en actividad radioactiva por volumen) y C_0 la concentración de inicio (definida ésta como la masa o actividad del trazador total inyectado en el volumen definido por el tamaño de la celda del simulador).

- ❖ Con el valor de la concentración de inyección se determina la concentración real en los pozos de observación.
- ❖ De los rangos de valores de estas concentraciones obtenidas por pozo y por campo, y de la actividad mínima detectable del equipo, se modifica o ratifica la cantidad de trazador mínima a inyectar.
- ❖ De acuerdo a las direcciones preferenciales de flujo, obtenidas de la información con la que se alimentó el modelo numérico del campo, y teniendo en cuenta las condiciones de operación del mismo, se obtienen los pozos susceptibles de producir trazador, en los que las predicciones de la prueba reportaron presencia de trazador.
- ❖ Con esto se amplía el diseño preliminar de la prueba, incluyendo como observadores todos los pozos que reporten producción de trazador.
- ❖ Otro aspecto importante en el que la simulación numérica contribuye al diseño preliminar de la prueba de trazadores, es respecto al tiempo de duración de la prueba, así como al rediseño del programa de muestreo.
- ❖ De las curvas de respuesta de trazador por pozo, se determinan los tiempos de arribo, medio y final de la prueba.

Con estas curvas se estima el tiempo de duración de la prueba y el programa de muestreo por pozo, teniendo como base los valores de los tiempos antes mencionados. Con esta información se rediseña el programa de muestreo obtenido de la modelación matemática.

V.3.6. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Como ejemplo del uso del módulo de trazadores de Eclipse en un estudio de pruebas de trazadores, se presenta el caso de un campo marino naturalmente fracturado.

Dos de los aspectos a considerar son el diseño y la interpretación de las pruebas de inyección de trazadores radioactivos entre pozos. Se tiene la alternativa de usar y desarrollar modelos analíticos para el diseño y la interpretación, y también existe la alternativa más compleja de usar la Simulación Numérica de yacimientos para el diseño e interpretación de pruebas de trazadores radioactivos entre pozos.

En el Instituto Mexicano del Petróleo se dispone del Simulador Eclipse 100 y de estudios de Simulación de yacimientos realizados en Yacimientos Naturalmente Fracturados. En uno de estos yacimientos se realizó una prueba de inyección de trazador radioactivo en el pozo 45, el 30 de Agosto de 2003. Se dispone del diseño de la prueba y de interpretación de resultados. Se consideró importante evaluar el diseño de la prueba comparando los resultados esperados en la producción del trazador, en los diferentes pozos productores cercanos al pozo inyector 45, y la producción de trazador medida en estos pozos.

En el pozo 45 se inyectaron 60.0 Ci de tritio en los estratos 6 y 7 del modelo de Simulación dentro de la zona de aceite del yacimiento al momento de la inyección, 30 de agosto de 2002. Se debía preparar un archivo de datos lo más cercano posible al comportamiento real del yacimiento y la prueba de inyección de trazador realmente efectuada. Un problema que inicialmente se presentó fue que no se conservaba la cantidad de trazador inicialmente inyectada con la suma de la cantidad de trazador producida y la cantidad de trazador que permanece en el yacimiento.

Se puede hacer un seguimiento a la cantidad de trazador mediante las variables FTIPTTRG (Field Tracer In Place Total de TRG), FTIPFTRG (Field Tracer In Place Free de TRG) y FTIPSTRG (Field Tracer In Place Solution de TRG).

Se consideró la primera corrida TRG1D.DATA, donde hay, tiempos de reporte para las fechas 31-mayo-2002, 30-junio-2002; 31-julio-2002 y 29-agosto-2002; se inyectó el 30-agosto-2002 y se tienen tiempos de reporte día a día hasta el 31-octubre-2002. Se observa el 31-agosto-2002, 59.46786Ci, (45.00103 como FTIPFTRG Y 14.46684 Ci como FTIPSTRG), para el 07-sep-2002 la cantidad de trazador total ha aumentado a 65.49342 Ci (51.03545 como FTIPFTRG Y 14.45797 Ci como FTIPSTRG), apareciendo en el yacimiento 5.49342 Ci más de la cantidad inyectada. Por lo tanto, se ha presentado un problema de balance de trazador.

Considerando una segunda corrida TRG9.DATA, donde para amortiguar los tiempos de reporte de un mes antes de la inyección de trazador y de día a día después de la inyección; se toman 10 reportes día a día antes de la inyección para permitir una transición más suave. En esta situación, se observa el 30-agosto-2002, 59.35587 Ci, (54.68623 como FTIPFTRG Y 4.669639 Ci como FTIPSTRG), para el 07-sep-2002 la cantidad de trazador total aumentó a 60.86733 Ci (56.20253 como FTIPFTRG y 4.664802 Ci como FTIPSTRG); en este caso, hay un excedente de 0.86733 Ci; aparece otro problema la distribución del trazador total entre libre y disuelto. En la primera corrida 76% y 24% y en la segunda corrida 92% y 8%.

Tomar tiempos de reporte diarios antes de la inyección en vez de tiempos de reporte mensuales es una mejora importante, y por lo tanto se debe incorporar a la metodología de diseño de pruebas de trazador mediante el uso del Simulador Eclipse 100.

En los dos casos anteriores se inyectó el trazador por debajo de la capa de gas. Una pregunta válida es, cómo cambiarían los resultados anteriores si el trazador se hubiese inyectado en los estratos 4 y 5 (en la capa de gas)? Esa situación se considera en la corrida TRG11.DATA. En esta situación, se observa el 30-agosto-2002, 59.99781 Ci (59.9978 como FTIPFTRG Y 1.83E-05 Ci como FTIPSTRG), en este caso, hay un balance aceptable entre la cantidad de trazador inyectada, 60 Ci, y la cantidad total de trazador en el yacimiento; y además el trazador está casi 100% como libre.

En el siguiente cuadro se presentan los pozos en el orden en que irrumpen cuando se inyecta trazador en la zona de aceite. Se da el nombre del pozo, fecha de irrupción del trazador, expresada en años contados a partir del 1 de marzo de 1981 cuando comienza la producción del Campo, tiempo de irrupción del trazador expresado en días a partir del 29-agosto-2002. En la sexta columna se anota la primera concentración en Ci/MSCF mayor que cero que reporta el simulador; a continuación la concentración máxima de trazador en Ci/MSCF y finalmente la producción acumulada de trazador en Ci.

Tabla V.9. Irrupción en los pozos del trazador inyectado en la zona de aceite.

TRAZADOR INYECTADO EN LA ZONA DE ACEITE						
POZO	FECHA	AÑOS	DIAS	WTPCTRG1 Ci/MSCF	WTPCTRG2 Ci/MSCF	WTPTRG Ci
63	30-aug-2002	21.4976	1	6.96E-17	4.88E-07	1.611797
23	30-aug-2002	21.4976	1	4.21E-17	5.55E-08	0.250948
21	13-sep-02	21.53593	15	1.01E-20	5.42E-08	0.321323
41	15-sep-02	21.54141	17	1.21E-20	6.78E-09	0.003717
401	07-nov-02	21.68652	70	4.55E-17	1.23E-08	18.14824
47	07-nov-02	21.68652	70	2.17E-20	3.33E-13	6.05E-07
22	15-dec-02	21.79055	108	1.83E-20	2.64E-08	0.121401
67A	31-jan-2003	21.91923	155	1.02E-20	4.48E-18	2.69E-12
62A	07-mar-03	22.01506	190	8.34E-20	8.79E-09	0.039259
26	31-may-03	22.24778	275	1.47E-20	5.63E-09	0.039259
44	31-aug-2003	22.49966	367	1.25E-19	7.83E-09	0.011976
84D	31-aug-2003	22.49966	367	1.32E-20	4.12E-09	0.067029
64	31-jan-2004	22.91855	520	2.74E-20	1.67E-09	0.005176
61	30-jun-04	23.33196	671	2.75E-20	1.44E-07	0.006898
69	31-jul-04	23.41684	702	1.15E-20	4.66E-11	0.015258
46	30-apr-2005	24.16427	975	1.63E-20	4.49E-10	0.000375
66	31-may-05	24.24914	1006	1.12E-20	7.16E-15	0.001536
84	30-jun-05	24.33128	1036	3.47E-20	8.09E-19	1.65E-09
25	31-dec-2005	24.83504	1220	9.14E-10	3.35E-08	9.22E-08
43	31-may-06	25.24846	1371	2.47E-07	6.94E-07	0.096831
83	31-may-06	25.24846	1371	4.72E-20	1.13E-10	1.801033
9	30-sep-06	25.58248	1493	2.89E-19	6.80E-11	0.000492
81	30-nov-06	25.74949	1554	2.66E-19	2.02E-09	0.00012
65D	30-nov-06	25.74949	1554	3.00E-18	1.42E-10	0.008903
82	31-dec-2006	25.83436	1585	1.37E-19	1.06E-09	0.000811
1293	31-dec-2006	25.83436	1585	1.12E-16	1.12E-16	0.001362
27	31-jan-2007	25.91923	1616	8.56W-12	2.68E-09	4.46E-10
1293D	31-jan-2007	25.91923	1616	1.99E-19	1.89E-10	0.007885
1292	31-jan-2007	25.91923	1616	2.14E-20	1.44E-10	0.000167
1291	28-feb-07	25.99589	1644	5.10E-20	1.34E-10	0.000492
89	28-feb-07	25.99589	1644	3.26E-20	6.02E-12	0.000356
1297	31-mar-07	26.08077	1675	1.14E-20	5.91E-12	3.06E-05

1299	31-mar-07	26.08077	1675	6.60E-20	1.40E-12	9.03E-07
288	31-mar-07	26.08077	1675	7.93E-19	4.71E-14	1.87E-06
1277	30-apr-2007	26.1629	1705	1.66E-20	1.37E-14	1.09E-06
29	31-may-07	26.24778	1736	4.70E-13	6.73E-11	4.11E-08
1271	31-may-07	26.24778	1736	2.29E-20	5.14E-12	6.38E-05
87	31-may-07	26.24778	1736	3.13E-20	1.13E-12	4.45E-05
67D	30-jun-07	26.32991	1766	2.84E-20	8.06E-13	4.65E-06
65	31-aug-2007	26.49966	1828	8.01E-15	8.63E-12	4.46E-05
1273	30-sep-07	26.58179	1858	6.85E-20	1.23E-10	1.84E-05
1295	30-sep-07	26.58179	1858	1.01E-20	1.01E-20	5.54E-08
83D	31-oct-07	26.66667	1889	4.60E-19	4.60E-19	1.62E-11
49	31-dec-2007	26.83368	1950	1.64E-11	1.64E-11	0.000361
87D	31-mar-08	27.08282	2041	4.44E-15	4.44E-15	1.56E-06

Para contrastar se efectuó una corrida con el trazador inyectado en la capa de gas, estratos 4 y 5. A continuación se presenta un cuadro similar al anterior:

Tabla V.10. Irrupción en los pozos del trazador inyectado en la zona de gas.

TRAZADOR INYECTADO EN LA CAPA DE GAS						
TRG11	FECHA	AÑOS	DIAS	WTPCTRG1 Ci/MSCF	WTPCTRG2 Ci/MSCF	WPTTRG Ci
63	15-nov-02	21.70842	78	1.34E-20	6.43E-09	0.051177
23	09-sep-02	21.52498	11	3.02E-20	3.34E-08	0.091786
21	30-sep-02	21.58248	32	1.09E-20	3.19E-08	0.177614
41	27-sep-02	21.67426	29	1.02E-20	2.04E-12	3.82E-05
42	15-nov-02	21.70842	78	1.76E-20	2.77E-08	0.119032
401	07-dec-02	21.76865	100	1.72E-20	1.31E-08	19.20121
47	21-oct-02	21.63997	53	1.04E-20	5.53E-13	1.00E-06
22	31-mar-03	22.08077	214	1.35E-20	1.63E-08	0.06899
67A	31-dec-05	24.83504	1220	1.01E-20	9.70E-20	1.43E-14
62A	30-jun-03	22.32991	305	1.10E-20	7.87E-09	0.038493
26	30-nov-03	22.7488	458	1.67E-20	5.47E-09	0.011608
44	30-nov-03	22.7488	458	1.70E-20	5.73E-09	0.048287
84D	30-nov-04	23.75086	824	1.35E-20	4.34E-09	0.005501

64	31-jan-05	23.9206	886	1.06E-20	1.56E-09	0.006776
61	30-nov-04	23.75086	824	5.78E-20	4.50E-09	0.010446
69	31-jul-04	23.41684	702	2.32E-20	4.74E-11	0.000384
46	31-jan-07	25.91923	1616	3.24E-20	3.31E-10	0.001129
66	31-dec-06	25.83436	1585	1.30E-20	5.13E-16	5.64E-11
25	31-dec-05	24.83504	1220	6.89E-14	1.06E-08	0.027539
43	31-may-06	25.24846	1371	2.54E-11	8.94E-08	0.150884
83	30-nov-06	25.74949	1554	6.54E-20	1.14E-10	0.000491
9	30-sep-06	25.58248	1493	3.45E-19	6.54E-11	0.000204
81	30-nov-06	25.74949	1554	2.65E-19	2.17E-09	0.009008
65 D	30-nov-06	25.74949	1554	8.51E-20	1.06E-10	0.000698
82	31-dec-06	25.83436	1585	9.80E-20	1.14E-09	0.001473
1293	31-dec-06	25.83436	1585	8.10E-17	8.10E-17	4.12E-10
27	31-jan-07	25.91923	1616	7.20E-12	2.72E-09	0.007637
1293D	31-jan-07	25.91923	1616	1.71E-19	1.91E-10	0.000177
1292	31-mar-07	26.08077	1675	1.47E-20	1.59E-10	0.000541
1291	28-feb-07	25.99589	1644	6.31E-20	1.44E-10	0.000378
89	28-feb-07	25.99589	1644	3.59E-20	6.57E-12	3.33E-05
1297	31-mar-07	26.08077	1675	1.31E-20	6.34E-12	9.42E-07
1299	31-mar-07	26.08077	1675	5.94E-20	1.58E-12	2.68E-06
288	31-mar-07	26.08077	1675	7.93E-19	4.81E-14	1.16E-06
1277	30-apr-07	26.1629	1705	1.82E-20	1.51E-14	4.51E-08
29	31-may-07	26.24778	1736	4.81E-13	6.70E-11	6.36E-05
1271	31-may-07	26.24778	1736	2.47E-20	5.64E-12	4.86E-05
87	31-may-07	26.24778	1736	3.85E-20	1.24E-12	5.07E-06
67D	30-jun-07	26.32991	1766	2.84E-20	8.57E-13	1.75E-06
65	31-aug-07	26.49966	1828	8.39E-15	9.13E-12	4.74E-05
1273	28-feb-07	25.99589	1644	3.51E-19	1.34E-10	2.06E-05
1295	30-sep-07	26.58179	1858	1.14E-20	1.47E-14	6.04E-08
83D	31-oct-07	26.66667	1889	4.89E-19	7.37E-17	1.83E-11
49	31-dec-07	26.83368	1950	1.72E-11	9.51E-11	0.000365
87D	31-mar-08	27.08282	2041	4.69E-15	1.26E-12	1.68E-06

A primera impresión, en los primeros 4 pozos el trazador irrumpe primero y con un máximo más fuerte cuando se inyecta en la zona de aceite en comparación que cuando la inyección se lleva a cabo en la capa de gas, comportamiento que se ilustra por medio de la gráfica siguiente para el pozo 23:

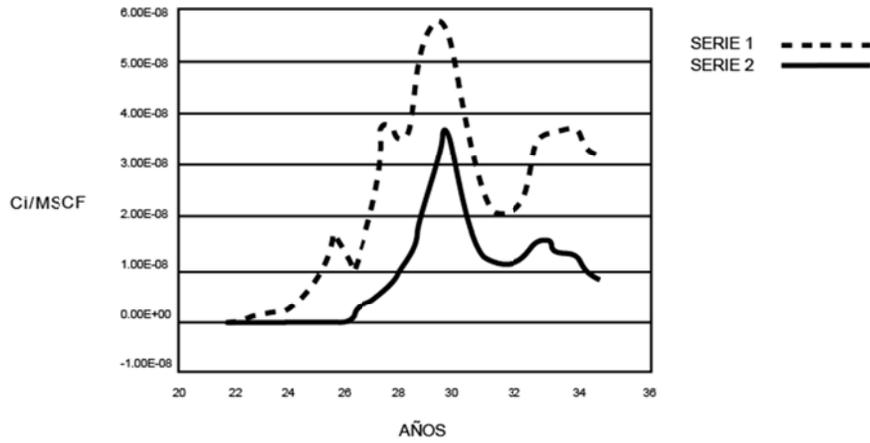


Fig. V.19. Irrupción de los trazadores inyectados en zona de aceite (serie 1) y zona de gas (serie 2) en el pozo 23.

Para el pozo 47 el comportamiento es al revés como se muestra a continuación:

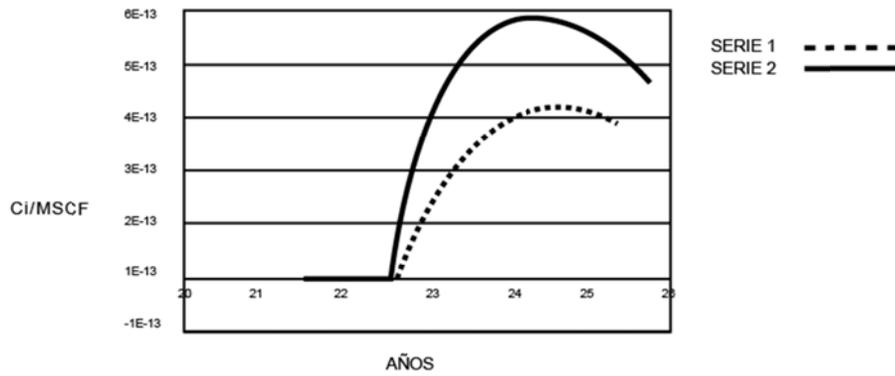


Fig. V.20. Irrupción de los trazadores inyectados en zona de aceite (serie 1) y zona de gas (serie 2) en el pozo 47.

También se presentan casos en los cuales los tiempos de irrupción del trazador son iguales, situación que se ilustra mediante el comportamiento del pozo 69:

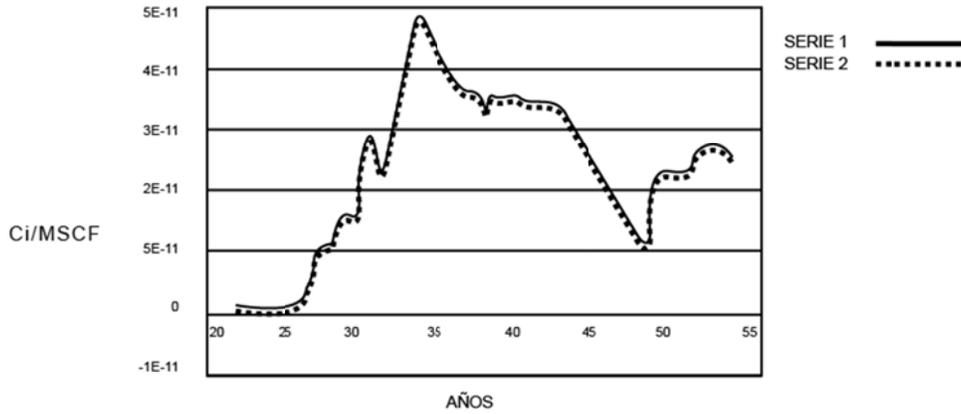


Fig. V.21. Irrupción de los trazadores inyectados en zona de aceite (serie 1) y zona de gas (serie 2) en el pozo 69.

Una posible explicación de las gráficas anteriores, es que presentan esta esta variación derivado de la posición donde se encuentren los pozos productores cercanos, ya sea en zona de aceite, capa de gas o zona de transición. Para el caso del pozo 23 se encuentra ubicado en zona de aceite y el pozo 47 en la capa de gas o muy cercano a ella, en la zona de transición.

Los tiempos de irrupción de los gráficos anteriores están dados para un límite de detección implícito en el simulador de 1.0 e-20 Ci/MSCF para nuestro caso. Sin embargo el límite de detección real corresponde a 2.0 e-16 Ci/MSCF. A modo de prueba, tomando un límite de detección de 1.0 e-15 Ci/MSCF, los tiempos de irrupción para los primeros pozos que irrumpen cuando se inyecta en la zona de aceite se modifican de la forma siguiente:

Tabla V.11. Modificación de la irrupción en los pozos del trazador inyectado en la zona de aceite.

TRAZADOR INYECTADO EN LA ZONA DE ACEITE						
TRG9	FECHA	AÑOS	DIAS	WTPCTRG1 Ci/MSCF	WTPCTRG2 Ci/MSCF	WPTTRG Ci
63	01-sep-02	21.50308	3	1.27E-15	4.88E-07	1.611797
23	03-sep-02	21.50856	5	1.74E-15	5.55E-08	0.250948

21	30-nov-02	21.74949	93	1.07E-15	5.42E-08	0.321323
41	15-dec-02	21.79055	108	1.05E-15	6.78E-09	0.003717
42	07-jan-03	21.85353	131	1.37E-15	3.94E-08	0.197213
401	07-mar-03	22.01506	190	1.03E-15	1.23E-08	18.14824
47	31-oct-03	22.66667	428	1.86E-15	3.33E-13	6.05E-07
22	31-aug-03	22.49966	367	2.17E-15	2.64E-08	0.121401
62A	31-jul-04	23.41684	702	2.41E-15	8.79E-09	0.039259
26	31-dec-04	23.83573	855	1.38E-15	5.63E-09	0.011976
44	30-nov-04	23.75086	824	1.15E-15	7.83E-09	0.067029

Cuando se inyecta en la capa de gas para el límite de detección de 1.0×10^{-15} los tiempos de irrupción se modifican de la forma siguiente:

Tabla V.12. Modificación de la irrupción en los pozos del trazador inyectado en la zona de gas.

TRAZADOR INYECTADO EN LA CAPA DE GAS						
TRG11	FECHA	AÑOS	DIAS	WTPCTRG1 Ci/MSCF	WTPCTRG2 Ci/MSCF	WTPTRG Ci
63	30-nov-03	22.7488	458	1.71E-15	6.43E-09	0.051177
23	21-oct-02	21.63997	53	1.06E-15	3.34E-08	0.091786
21	31-may-03	22.24778	275	1.45E-15	3.19E-08	0.177614
41	30-jun-03	22.32991	305	1.26E-15	2.04E-12	3.82E-05
42	31-oct-03	22.66667	428	1.36E-15	2.77E-08	0.119032
401	31-jan-04	22.91855	520	1.23E-15	1.31E-08	19.20121
47	31-oct-03	22.66667	428	2.97E-15	5.53E-13	1.00E-06
22	31-jan-05	23.9206	886	1.15E-15	1.63E-08	0.06899
62A	28-feb-07	25.99589	1644	6.93E-15	7.87E-09	0.038493
26	31-dec-06	25.83436	1585	1.18E-15	5.47E-09	0.011608
44	28-feb-07	25.99589	1644	1.19E-15	5.73E-09	0.048287

En las corridas TRG9.DATA y TRG1.DATA se inyectaron los 60 Ci de trazador durante el día 30 de agosto de 2002. Sin embargo, en realidad los 60 Ci se inyectaron durante 1 hora y se empujaron durante 23 horas siguientes con nitrógeno; para modelar de esta forma la inyección del trazador se efectuó la corrida TRG16.DATA. El balance de trazador mejoró sensiblemente a 60.01523 Ci, e inicialmente 59.99 Ci están disueltos en aceite y sólo 0.01 Ci libres en la capa de gas.

En el cuadro siguiente se resume la irrupción del trazador en los pozos productores:

Tabla V.13. Irrupción del trazador inyectado en zona de aceite en 1 hora.

SE INYECTAN 60 Ci EN LA ZONA DE ACEITE EN 1 HORA					
TRG16	TIRRUP DIAS	FECHA	Cirrup Ci/MSCF	Cmax Ci/MSCF	WTPTRG Ci
63	1	30-aug-02	1.92E-16	6.26E-06	14.82478
23	1	30-aug-02	7.24E-17	4.21E-07	1.12769
21	11	09-sep-02	1.49E-20	2.52E-07	0.472875
41	12	10-sep-02	1.47E-20	8.75E-08	0.047682
42	14	12-sep-02	1.45E-20	1.51E-07	0.427945
401	70	07-nov-02	4.25E-16	2.20E-08	0.054187
47	70	07-nov-02	4.10E-20	4.97E-14	3.47E-08
22	86	23-nov-02	1.41E-20	1.37E-07	0.19894
67A	124	31-dec-02	1.32E-20	5.72E-17	3.42E-11
62A	190	07-mar-03	1.02E-18	2.62E-09	0.00171
26	214	31-mar-03	1.38E-20	4.72E-09	0.004458
84D	190	31-may-03	1.65E-20	3.48E-10	0.000437
44	214	31-jul-03	5.06E-20	1.13E-08	0.011844
64	275	30-nov-03	3.22E-20	5.65E-10	0.000461
61	336	31-may-04	2.72E-20	6.94E-10	0.000788
46	458	31-dec-04	1.46E-20	3.25E-10	0.000216
66	641	31-jan-05	2.19E-20	8.75E-14	2.07E-08

69	855	31-mar-05	1.60E-20	3.02E-13	3.88E-07
84	886	31-mar-05	1.53E-20	1.04E-17	1.20E-06
81	945	31-oct-05	1.13E-20	6.74E-11	8.49E-05
25	945	31-dec-05	1.18E-08	3.92E-07	0.898565
83	1159	31-mar-06	1.54E-20	8.60E-12	6.15E-06
43	1220	31-may-06	3.13E-06	7.83E-06	21.22745
9	1310	31-oct-06	2.41E-20	6.12E-13	1.97E-06
65D	1371	30-nov-06	3.64E-17	1.92E-12	3.50E-06
82	1554	30-nov-06	2.65E-20	2.27E-11	2.69E-05
1293	1585	31-dec-06	2.56E-17	2.56E-17	1.68E-10
1292	1585	31-dec-06	4.08E-20	7.94E-13	5.40E-07
27	1616	31-jan-07	1.62E-11	2.54E-09	0.005516
1293D	1616	31-jan-07	1.51E-19	1.25E-12	1.73E-06
1291	1616	31-jan-07	2.16E-20	5.39E-12	4.92E-06
1273	1644	28-feb-07	1.04E-20	1.50E-14	2.84E-06
288	1675	31-mar-07	1.14E-19	1.02E-14	1.70E-07
89	1705	30-apr-07	1.89E-20	5.24E-14	7.07E-08
29	1736	31-may-07	4.23E-15	6.15E+13	5.79E-07
1299	1736	31-may-07	1.99E-20	1.81E-14	5.07E-09
87	1736	31-may-07	3.70E-20	6.15E-15	3.00E-09
1297	1766	30-jun-07	1.61E-20	7.83E-15	9.68E-09
1271	1766	30-jun-07	1.27E-20	3.09E-13	2.17E-07
65	1828	31-aug-07	9.52E-17	1.06E-13	2.45E-07
1277	1828	31-aug-07	1.04E-19	4.45E-16	9.50E-10
67D	1858	30-sep-07	1.17E-20	2.10E-15	2.34E-09
83D	1919	30-nov-07	1.34E-20	9.05E-19	2.17E-13
49	1950	31-dec-07	1.86E-13	2.44E-12	3.33E-06
1295	1981	31-jan-08	1.51E-20	1.28E-16	8.99E-11
87D	2041	31-mar-08	5.71E-17	1.58E-14	2.12E-08

En la corrida TRG1.DATA los 60 Ci de trazador se inyectan en la capa de gas durante 1 hora y se empuja durante 23 horas con nitrógeno. El balance de trazador es de 59.99825 Ci, que es bastante aceptable; sin embargo, la producción de trazador es de 1.39e-7 Ci durante el primer año de producción a partir del tiempo de

inyección comparados con la producción de 0.0345578 Ci que se producen en un año cuando el trazador se inyecta en la zona de aceite. Por tanto, no es recomendable inyectar el trazador en la capa de gas y empujarlo a continuación durante 23 horas con nitrógeno.

Algunas conclusiones del estudio descrito anterior fueron:

- ❖ Para un yacimiento naturalmente fracturado, un trazador radioactivo gaseoso se puede inyectar en la capa de gas de yacimiento o en la zona de aceite. Se obtienen mejores resultados al inyectar en la zona de aceite, ya que se obtienen menores tiempos de irrupción y concentraciones de trazador más altas. Lo ideal sería inyectar un trazador en la capa de gas y otro en la zona de aceite.

- ❖ Cuando se inyecta un trazador gaseoso en la capa de aceite aparece un problema de balance de trazador. La suma de la cantidad de trazador en el yacimiento más la cantidad de trazador producida es mayor que la cantidad de trazador que se inyecta al yacimiento. Se encontró que estabilizando el yacimiento antes de la inyección del trazador tomando 10 tiempos de reporte diarios previos a la inyección, se mejora notablemente el balance del trazador. Cuando el trazador se inyecta en la capa de gas no aparece el problema de balance de trazador.

- ❖ Se considera que el Simulador Eclipse 100 es una herramienta poderosa y adecuada, para el diseño y análisis de pruebas de inyección de trazadores radiactivos entre pozos, para yacimientos naturalmente fracturados.

- ❖ En Simulador Eclipse 100 se pueden efectuar un seguimiento al factor de recuperación de aceite por los mecanismos de compresibilidad de la roca, entrada de agua, expansión de la capa de gas, expansión de aceite, gas en solución e inyección de gas; sin embargo, para el caso de yacimientos naturalmente fracturados se deberían incorporar el seguimiento de los factores de recuperación de aceite correspondientes a los mecanismos de imbibición, drene gravitacional y difusión.

- ❖ La forma de simular la inyección del trazador modifica muy significativamente los resultados de la irrupción del trazador en los pozos productores.
- ❖ Cuando se inyecta trazador en la capa de gas no es conveniente empujarlo a continuación con nitrógeno, ya que se produce la dispersión del trazador y se obtiene una producción menor del trazador.

El balance de materia del trazador se estima, de los datos de campo, de la modelación matemática y de la simulación numérica.

De los datos de la prueba, se obtiene con la construcción de las gráficas, el trazador producido total; es decir curvas acumulativas de trazador por pozo y por campo. La diferencia entre, el trazador producido total, por campo y el trazador inyectado, representa el trazador que permanece en el medio poroso. Lo cual indica el volumen de fluido de inyección que se distribuye en el yacimiento. Cabe resaltar, que con frecuencia la duración de un programa de muestreo no es lo suficientemente largo como para obtener la producción de trazador que se tendría a tiempos grandes, ya sea por pozo o también por campo. A través de las predicciones de los modelos matemáticos, es posible, determinar la producción de trazador que se tendría a tiempos grandes, así que completando la información obtenida de los ajustes de las curvas (calculadas y observadas), se obtiene mejor información sobre este balance de materia del trazador.

Por otro lado, de las predicciones “ajustadas” de la simulación numérica se obtiene el balance de materia de trazador, el cual determina la cantidad de trazador que se queda en el medio poroso, y se puede hacer el seguimiento, incluso en la fase en la que se encuentra, a través de las variables siguientes:

FTIPTTR1 → Field Tracer In Place Total del Trazador TR1,

FTIPFTR1 → Field Tracer In Place Free de TR1,

FTIPSTR1 → Field Tracer In Place Solution de TR1,

FTPTTR1 → Field Tracer Production Total de TR1,

De tal forma que:

$$FTIPTTR1=FTIPFTR1+ FTIPSTR1.$$

El balance se cumple cuando la diferencia de (FTPTR1 - FTIPTTR1) sea igual a la masa del trazador TR1. Estas variables se obtienen a cada paso de tiempo, de tal forma que es posible realizar las predicciones hasta completar el total de trazador producido, al tiempo de la prueba y hasta que ya no se reporten cambios en las irrupciones de trazador (en pozos nuevos, es decir de irrupción tardía, no considerados como pozos observadores en la prueba), así como incrementos en la producción de trazador en los pozos. Con esto, es posible determinar el comportamiento global del trazador, a tiempos tales que económicamente no son permisibles llevar a cabo.

Para la prueba de trazadores que se ha utilizado como ejemplo, se tiene que se inyectaron 60 curies en el yacimiento el 29 de agosto del 2002; a continuación en la tabla V.14 se presenta el balance de materia obtenido, de la predicción hasta el 2010.

Tabla V.14. Tabla de balance del trazador.

FECHA	AÑOS	FTIPTTRG Ci	FTIPFTRG Ci	FTIPSTRG Ci	FTPTRG Ci	BALANCE Ci
29-ago02	21.495	60	1.46E-10	60	3.78E-19	60
30-sep-02	21.582	60.01286	0.120323	59.89254	4.16E-07	60.01286
01-oct-02	21.585	60.0128	0.122925	59.88988	4.76E-07	60.0128
07-nov-02	21.687	60.01053	0.250304	59.76023	1.45E-05	60.01054
07-feb-03	21.938	60.00972	0.585492	59.42423	0.000771	60.01049
31-may-03	22.248	60.00198	1.097718	58.90426	0.008465	60.01045
03-dic-03	22.834	59.88158	2.072984	57.80859	0.127884	60.00946
31-dic-04	23.836	58.82227	3.642589	55.17968	1.186679	60.00895
31-oct-05	24.668	55.46933	4.309246	51.16008	4.537386	60.00672
31-dic-06	25.834	48.89079	5.525232	43.36555	11.11936	60.01015

31-dic-07	26.834	38.00134	5.44903	32.55231	22.0871	60.01005
31-dic-08	27.836	29.58165	5.408687	24.17297	30.42879	60.01044
31-dic-09	28.835	22.73233	5.371747	17.36058	37.27845	60.01078
31-dic-10	29.834	20.70517	5.353325	15.35184	39.30568	60.01085

De esta tabla se observa que para tiempos muy cortos el desplazamiento del trazador en el yacimiento es mucho muy pequeño, por lo que su producción a estos tiempos es reducida, por ejemplo, en diciembre del 2003 se tiene que la producción de trazador fue 0.1278 Ci, misma que se incrementa poco a poco hasta llegar a un total producido en el 2010 de 39.30 Ci, lo que implica que en el yacimiento quedan 20.70 Ci (35%).

Es importante anotar que el programa de muestreo de esta prueba fue de un año, lo que implica que a nivel de campo, no se cuenta con datos suficientes para comparar los resultados del balance del trazador real y simulado. Por lo que las predicciones con el simulador son valiosas, en cuanto a que no existe otra forma de conocer el comportamiento del trazador a tiempos grandes.

Cabe resaltar, que la interpretación de la prueba, en cuanto al balance de trazador reportada por la simulación numérica, depende en gran medida, de que el modelo numérico que simula la prueba de trazadores haya reportado o no grandes similitudes con respecto a los datos duros de la prueba (esto es a tiempos cortos), de aquí el grado de confiabilidad que se le otorgue a la simulación numérica de la prueba.

V.4. MODELADO DE TRAZADORES CON EL SIMULADOR STARS (VAPOR, TÉRMICO Y PROCESOS AVANZADOS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS)

STARS, es parte de la compañía CMG (Computer Modelling Group Ltd), es un simulador de procesos avanzados para simular el flujo en tres fases, fluidos multi-componente. Es una herramienta de simulación numérica, puede ser usada para modelos composicionales, vapor, geomecánica (fracturamiento, compactación, falla), componentes de dispersión (polímeros, geles, finos, emulsiones, espumas), y procesos de combustión in-situ.

Este simulador incorpora una opción única para discretización de pozos que permite mejorar el modelado de pozos horizontales, así como para la investigación de inyección de vapor asistida con drene gravitacional (SAGD).

STARS, simula una variedad de complejos campos productores de aceite y procesos mejorados más allá de las capacidades del simulador convencional y composicional de aceite negro. Si se está modelando un campo a escala, elementos simétricos o proyectos de laboratorio a escala, STARS puede hacer el modelado más eficaz.

Algunos casos son:

- ❖ Generación in-situ y flujo de emulsiones y espumas (incluyendo aceites espumosos)
- ❖ Precipitación in-situ para ceras y asfáltenos
- ❖ Procedimientos de tratamiento de pozos para el manejo de la inyección de aditivos químicos
- ❖ Procesos de recuperación mejorada de aceite (EOR)

STARS es una herramienta esencial en el campo y en el laboratorio para los ingenieros. También es una herramienta indispensable para la administración del petróleo quien está dedicado a incrementar eficiente y significativamente su producción. Puede correr en sistemas operativos múltiples, s decir, su operatividad ilimitada, ya que se puede crear una corrida en una plataforma y ser revisada o restaurada en otra.

STARS está soportado por los siguientes sistemas operativos:

- ❖ Windows XP (32 y x64 bits)
- ❖ Windows Vista(x64 bits)
- ❖ Linux: Red Hat Enterprise 5.0 x86 & x86_64
- ❖ IBM pSeries: Red Hat Enterprise 5.0
- ❖ IBM AIX 5L (5.3 & higher)

V.4.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE STARS

- ❖ *Formulación Adaptiva Implícita.* El modo adaptivo implícito de STARS determina de paso de tiempo a paso de tiempo que los bloques de malla deben de ser resueltos completamente en modo implícito o explícito. Esta característica reduce la cantidad de tiempo requerido para completar una corrida del simulador mientras que se guarda la precisión de los cálculos. El modo adaptivo implícito es especialmente útil para aplicaciones que involucran altos índices de flujo y gradientes de presión cercanos a los de los pozos y para flujo a través de capas muy delgadas.

- ❖ *Avances de la opción Gridding.* El usuario puede aplicar refinamiento local para la malla (LGR por sus siglas en inglés) en coordenadas cartesianas, cilíndricas y combinadas para la malla de simulación del yacimiento lo más cercano posible al modelo geológico. LGR puede ser usada para estudiar los efectos cercanos a los pozos y variaciones extremas en las propiedades del yacimiento que se puedan encontrar en fracturas naturales o inducidas.

- ❖ *Avance del método de la solución de la matriz.* CMG desarrollo AIMSOL, un programa de inversión de la matriz, para resolver grandes y complejos conjuntos de ecuaciones en la simulación a escala de campo la producción de aceite del campo y la producción de los procesos mejorados. AIMSOL usa incompleta la Eliminación Gaussiana como un paso pre condicionado para acelerar el GMRES y es ideal para la solución del jacobiano generado por las matrices en conjunto con la formulación adaptativa implícita de CMG.

- ❖ *Interacción compresiva roca-fluido.* STARS permite para modelado estándar de funciones de permeabilidad relativa y presión capilar incluyendo opciones de modificación punto final, dependiente de la temperatura, cálculo de la fase media, suposición de mojabilidad e histéresis drene/imbibición. También puede especificar conjuntos de datos roca-fluido para interpolar sobre de los componentes de la composición local, tensión interfacial y/o número capilar.

- ❖ *Modelo de pozos discretizado.* Pozos horizontales, especialmente pozos con circulación de doble flujo, requiere una aproximación más sofisticada del modelado del pozo para respuestas complejas acerca del pozo y operaciones concernientes. En particular, esto incluye el impacto del tiempo transitorio de la

respuesta, las caídas de presión, diseño del flujo multifásico y conductividad del flujo caliente, etc. STARS proporciona un eficiente y consistente método para modelar estos fenómenos de discretización de pozos y resolviendo problemas de flujo simultáneamente para pozo/yacimiento.

- ❖ *Modelo de componentes dispersos.* Para un modelo de componentes dispersos/dispersión estabilizada, STARS proporciona una estructura subyacente para el modelado de transporte de componentes suspendidos en una fase. Esto permite el modelado robusto de:
 - Polímeros y geles
 - Emulsiones y espumas
 - Finos suspendidos
 - Floculación de asfáltenos, depósito y taponamiento

En conjunción con las propiedades del componente flexible para la opción de STARS, el concepto de componentes dispersos permite la flexibilidad para diseñar apropiadamente los modelos de simulación para fenómenos complejos.

- ❖ *Modelo geomecánico.* STARS tiene distintas opciones para modelar efectos geomecánicos junto al tratamiento estándar elástico/plástico. Depende de la historia irreversible está disponible en dos modelos empíricos: dilatación/compactación utilizada dentro de la simulación cíclica de vapor y compactación/rebote para la fase en calma. Adicionalmente, un modelo a la par simulando fenómenos que introduzcan tensión tal como deformación plástica, dilatación cizallamiento, deformación por esfuerzos y descarga.
- ❖ *Modelo para yacimientos naturalmente fracturados.* El flujo de fluidos a través yacimientos naturalmente fracturados pueden ser simulados usando de uno a cuatro modelos: doble porosidad, doble permeabilidad, múltiple interacción continua o refinamiento vertical.

- ❖ *Modelos para polímero, espuma y gel.* STARS es el simulador de espumas más usado comercialmente en el mundo. Este tiene la capacidad de ser exacto en el modelado de geles usando una reacción general del modelo cinético para manejar multi-etapas, multi-componentes de gelación y sinéresis.

- ❖ *Tiempo dimensionado de las corridas.* Ese simulador determina el almacenaje interno requerido para ejecutar una corrida y distribuirla automáticamente en el tiempo de la corrida. En la práctica el límite para el tamaño del trabajo es el espacio disponible para el proceso en la computadora, en STARS no es limitante, en términos del número de bloques de malla, pozos o número de terminaciones.

- ❖ *Propiedades de los componentes simplificados o rigurosos.* Densidad del líquido, viscosidad y adsorción pueden ser definidos por medio de correlaciones estándar. Los datos de capacidad calorífica y temperatura dependen de todas las otras propiedades son opcionales para minimizar datos de entrada para simulaciones isotermales.

- ❖ *Modelado de pozos – fuente/sumidero, modelos semi-analíticos y discretizados.* Acoplado completamente para el modelado de pozo dado que hace tres implementaciones:
 - Modelo estándar fuente/sumidero
 - Modelo semi-analítico para hidráulica de pozo y pérdida de calor
 - Modelo de pozo discretizado para pozos horizontales con una o doble circulación de flujo:
 - Tiempo largo transitorio de respuesta
 - Viscous pressure drop
 - Diseño de flujo multi – fase
 - Flujo caliente conductivo
 - Segregación de fluido
 - Inyectores multi-fase
 - Pozos multilaterales

- ❖ *Formulación de los componentes definidos por el usuario.* El usuario define los componentes que pueden aparecer en alguno de los tres fluidos (aceite, gas, agua) y en una fase inmóvil (sólido, líquido adsorbido, líquido atrapado). Cada componente puede ser un químico puro, una combinación de

varios químicos o una expansión continua en un rango de químicos. Un componente también puede ser una forma específica de material, tal como una burbuja pequeña de gas entrando en la fase del aceite, para el modelado de procesos especiales.

- ❖ *Reacciones cinéticas definidas por el usuario.* STARS permite al usuario modelar reacciones cinéticas para gastos, temperatura y concentración dependiendo de los procesos tales como combustión o inyección de ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero). Transferencia de masa entre las fases dependiendo de la velocidad del flujo de fluidos simulando la formación y/o el rompimiento de las emulsiones y espumas si es posible. Las reacciones de múltiples sólidos pueden también ser modeladas.

- ❖ *Malla dinámica (DynaGrid, Dynamic Gridding).* El refinamiento de la malla dinámica y amalgamación. Los pequeños bloques de malla en el modelo es una característica única donde y cuando se requiere y un bloque grande en todas partes restantes del modelo. En un modelo típico el rango del tiempo de corrida decrece de 5 a 2 tiempos.

- ❖ *Procesamiento paralelo.* El procesamiento paralelo es soportado por multi-CPU, el cual proporciona un decremento significativo en los tiempos de corrida del modelo. CMG es un método único de paralelización que permite a cualquier modelo ser paralelizado no obstante de la complejidad de la malla o la colocación de los pozos.

- ❖ *Paradyn.* Esta poderosa combinación de procesamiento paralelo y mallado dinámico multiplica la reducción del tiempo de corrida, factores para ambas opciones, resultando una reducción de 30 a 3 tiempos dependiendo de los parámetros del modelo y número de CPU's utilizados.

V.4.2. PRINCIPALES APLICACIONES

- ❖ Procesos Térmicos
 - Inundación de vapor

- Vapor cíclico
- SAGD (vapor de agua asistida por gravedad)
- ES-SAGD ()
- Termal VAPEX
- Flujo de agua caliente
- Inyección de solventes calientes
- Combustión (inyección de aire):
 - HTO & LTO (alta y baja temperatura de oxidación)
 - THAI (inyección de aire)
- Calefacción eléctrica
- Inyección de agua con una diferencial de temperatura

❖ Químicos

- Gelificación, simple o multi-etapa, multi-componente
- Espumas, emulsiones y aceite espumoso
- Inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero)
- EOR microbiana
- VAPEX
- Inyección de agua de baja salinidad
- Acidificación del yacimiento

❖ Transporte y depósito de sólidos

- Transporte de finos
- CHOP (Cold Heavy Oil Production)
- Precipitación de asfáltenos, floculación, depósito y obstrucción
- Precipitación con cera

❖ Geomecánicos

- Compactación y hundimiento
- Fractura de roca
- Dilatación

- Arrastre

- ❖ Modelado de yacimiento con fractura natural e hidráulica
 - Doble porosidad
 - Interacción continua múltiple
 - Refinamiento vertical
 - Doble permeabilidad
 - Integrated to Pinnacle Technologies, Inc.'s FracProPT , software para el diseño de fracturas
 - Integrated to Fracture Technologies Ltd.'s WellWhiz well, software para el diseño de fracturas y terminaciones.

Algunas aplicaciones adicionales son:

- ❖ Movimiento de agua subterránea
- ❖ Limpieza y recuperación de contaminantes
- ❖ Eliminación de residuos peligrosos y reinyección
- ❖ Producción de yacimientos geotérmicos
- ❖ Solución a operaciones de minería
- ❖ Reacciones exotérmicas cerca del pozo

CAPÍTULO VI. CASOS DE CAMPO

VI.1 DISEÑO DE LA PRUEBA DE TRAZADORES QUÍMICOS EN EL CAMPO TAMAULIPAS – CONSTITUCIONES

VI.1.1. INTRODUCCIÓN

En el área del piloto de inyección de CO₂ en el Campo Tamaulipas – Constituciones (Fig.VI.1) se planificó la realización de una prueba de trazadores diseñada con dos objetivos fundamentales:

- ❖ El primero se concentró en la identificación del (o los) pozo(s) inyector(es) causante (s) de la emanación de agua salada a 200 metros de profundidad, que ocurrió durante la perforación del pozo C-1001.

- ❖ El segundo contempló el monitoreo del comportamiento del frente de agua inyectada en cada uno de los pozos inyectores que conforman la prueba para obtener información que de soporte tanto a la caracterización del yacimiento como al proceso de recuperación adicional, que incluye:
 - Detección de posible comunicación mecánica en los pozos que permita el movimiento del agua entre los yacimientos Jurásico San Andrés (JSA) y Cretácico Tamaulipas Inferior A (KTIA), dado que en la columna estratigráfica, estos dos yacimientos se encuentran separados por la formación Pimienta, la cual ha sido reconocida como un sello regional.
 - Identificar la fuente del agua producida en cada uno de los pozos asociados a los inyectores marcados.
 - Calcular los tiempos de irrupción.
 - Identificar canales o barreras al movimiento de los fluidos.
 - Reconocer dirección preferencial del movimiento del frente inyectado.
 - Evaluar la distribución del frente en los patrones de inyección, y por ende, las direcciones preferenciales de flujo.
 - Reconocer la heterogeneidad del yacimiento y la eficiencia de barrido.
 - Dar soporte a la caracterización de yacimientos en el Área Piloto del campo Tamaulipas - Constituciones.

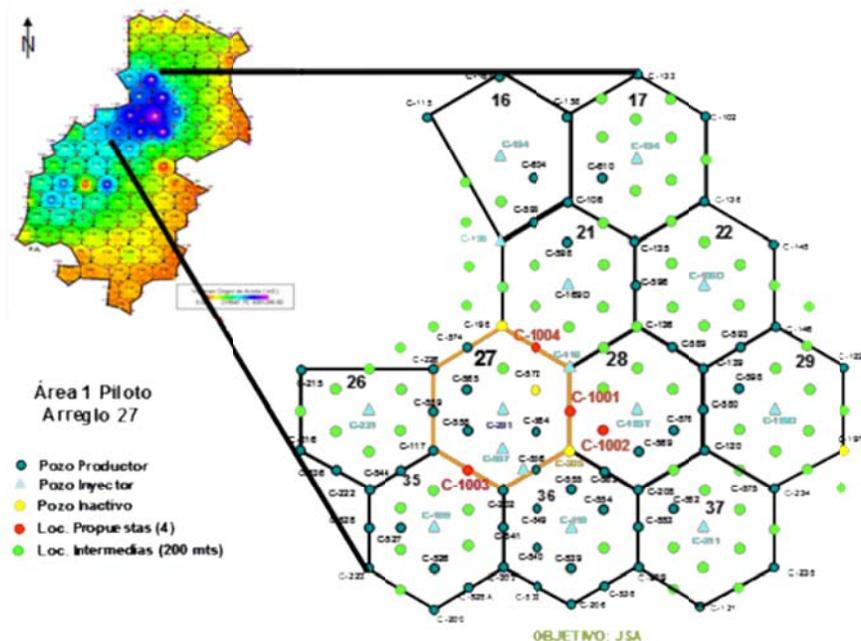


Fig. VI.1. Localización del Área Piloto de CO2 campo Tamaulipas – Constituciones.

Los dos objetivos constituyeron la base de la estrategia propuesta en el trabajo para la aplicación de la técnica de trazadores pozo a pozo en el área piloto del campo Tamaulipas – Constituciones; para la definición de la cual se partió de la información del comportamiento del frente de agua inyectado, derivado de los resultados de estudios previos de trazadores realizados en este campo, en varias etapas del proyecto de recuperación adicional por inyección de agua (Fig. VI.2); complementado con los resultados de las pruebas de campo que forman parte del programa diseñado para detectar e identificar la fuente del agua en el pozo C1001, e integrando los datos de la historia de producción, presión y comportamiento de los pozos localizados en la región del área piloto objeto del estudio.

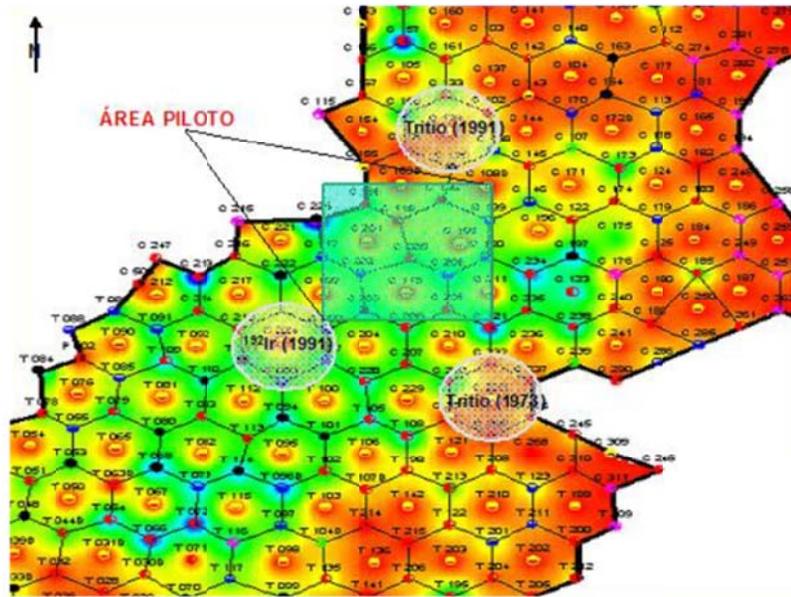


Fig. VI.2. Localización de los arreglos de inyección de agua sometidos a pruebas de trazadores radioactivos (IMP, 1973; IMP, 1991).

Establecidos los objetivos se procedió a la evaluación y ajuste del programa de trazadores propuesto para el área piloto, para que se ajuste a dichos objetivos incluyendo el seguimiento detallado de cada etapa, a fin de que se llevará a cabo con la calidad requerida para obtener resultados a tiempo y con la cantidad necesaria para ser interpretados.

Una prueba de trazadores consta de tres etapas fundamentales: Evaluación y Diseño, Ejecución e Interpretación, las cuales son consecutivas y están estrechamente relacionadas entre sí como se muestra en la Fig.VI.3.

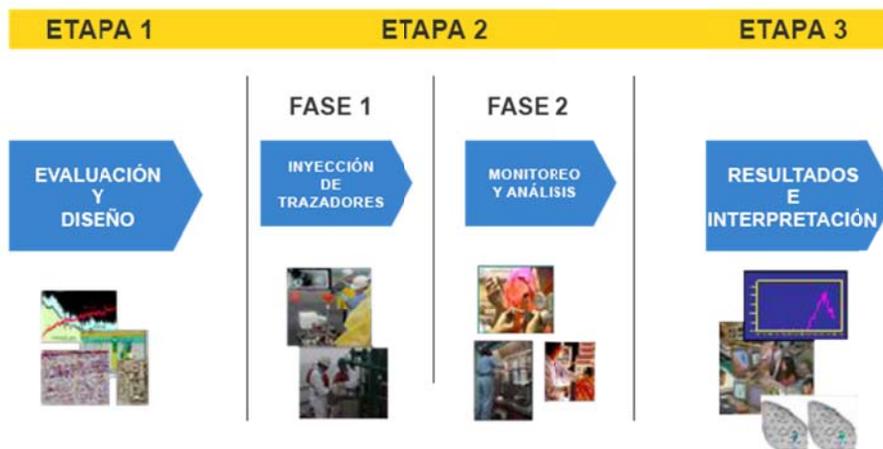


Fig. VI.3. Etapas en la ejecución de una prueba de trazadores.

En el caso de este estudio, el trabajo estuvo dirigido a la primera etapa del programa, revisar y ajustar el diseño original del programa planificado, el cual estaba dirigido únicamente a la identificación del pozo inyector causante de la emanación de agua salada en el pozo C1001, de tal forma que fuera posible alcanzar también el segundo objetivo planteado en la estrategia discutida.

El ajuste del programa se llevó a cabo en tres fases: propuesta de inyección, detalle del escalamiento de la prueba (estimación de cantidades de cada compuesto trazador a ser inyectado) y elaboración del protocolo de monitoreo y seguimiento del programa.

VI.1.2. SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN

La propuesta de inyección fue preparada conjuntamente con la compañía contratista de los trazadores, se propusieron dos posibles esquemas de inyección, ambos con seis trazadores químicos estables, de la familia de los ácidos fluoro-benzoicos (FBA).

La primera posibilidad incluyó cinco pozos inyectores que rodean al pozo C1001, un trazador por pozo en cuatro pozos y dos trazadores en el quinto. La segunda posibilidad propone la inyección de un trazador por pozo en seis pozos inyectores que rodean al pozo C1001; ambos esquemas se presentan en la Tabla V.1.

Tabla VI.1. Propuestas de inyección para el programa de trazadores.

PROPUESTA DE INYECCIÓN 1				PROPUESTA DE INYECCIÓN 2			
Pozo	Formación	Trazador ID CIA	Compuesto Químico	Pozo	Formación	Trazador ID CIA	Compuesto Químico
C118	JSA, KTIA	IWT1400	3,5-DFBA	C118	JSA, KTIA	IWT1400	3,5-DFBA
C119	JSA	IWT1500	3,4-DFBA	C119	JSA	IWT1500	3,4-DFBA
C195T(TR)	KTIB	IWT2400	2,4,5 TFBA	C119D	KTIA	IW2400	2,4,5 TFBA
C195T(TP)	JSA	IWT1600	2,5 DFBA	C195T	JSA (KTIB)	IW1600	2,5 DFBA
C-201	JSA	IWT3000	3,5bTFMBA	C-201	JSA	IWT3000	3,5bTFMBA
C-557	JSA	IWT2500	2,3,4 TFBA	C-557	JSA	IWT2500	2,3,4 TFBA

La diferencia en ambas propuestas está básicamente en la incorporación del pozo C119D, inyector en KTIA que substituye a la inyección en la tubería de revestimiento del pozo C195T que inyecta en KTIB.

En las pruebas de presión realizadas para revisar los estados mecánicos de los pozos inyectores, se detectó comunicación entre las tuberías de producción (TP) y de revestimiento (TR) en el pozo C195T como se muestra en la Fig. VI.4; en consecuencia, no se recomendó inyectar dos compuestos diferentes en este pozo, dado que no es posible identificar en donde se inyectaría cada uno si se inyectan conjuntamente; pues ambos seguirían el mismo comportamiento del agua con la cual se inyectan y se esperaría un patrón de producción similar para ambos trazadores.

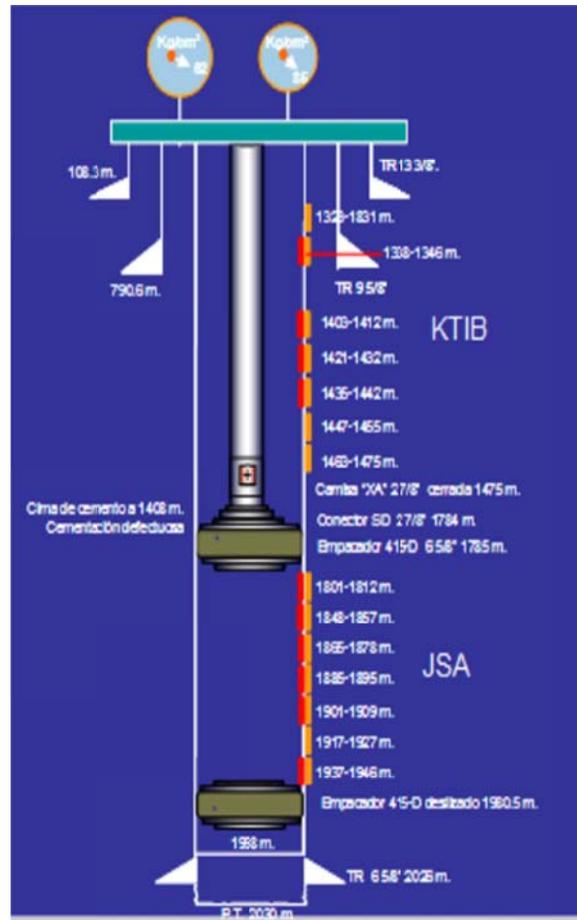


Fig.VI. 4. Estado mecánico del pozo inyector C195T.

Si se inyectaran a tiempos diferentes (antes de repararlo), la inyección del segundo trazador seguirá un camino similar al primero y por consiguiente no aportaría nueva información a los resultados del programa. Por otra parte se consideró que la inyección en KTIB es mucho más restringida que en JSA, que se supone toma la mayor parte del agua inyectada. Para el mejor aprovechamiento de la prueba, este pozo se propuso para ser reparado antes de la inyección del trazador, sin embargo, se mantuvo en el esquema de inyección con miras a la identificación de la influencia del pozo en los productores de los alrededores, y particularmente su efecto en las emanaciones del pozo C1001.

En el segundo esquema, la inyección en los pozos C-119 y C119D garantizaba que se marca exactamente el agua que penetra en la formación que se deseaba investigar manteniendo el control de la inyección que

permitiría la interpretación de los resultados; como se muestra en la Fig. VI.5, dado que cada uno está terminado en un yacimiento diferente.

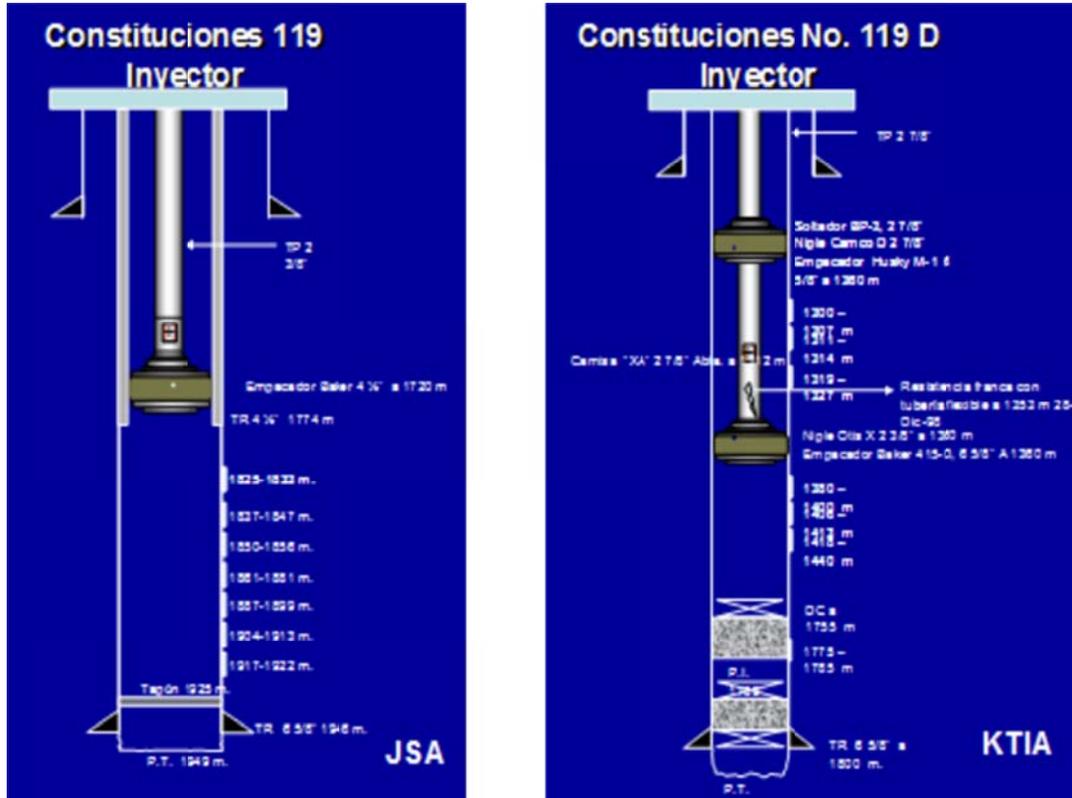


Fig. VI.5. Estado mecánico de los pozos C119 y C119D.

Como conclusión de la revisión anterior, se propuso utilizar la segunda propuesta como programa definitivo de inyección y que se muestra en el mapa de la Fig. VI.6.

En la Fig. VI.6 se puede ver que en la planificación final se inyectarían trazadores en la formación Jurásico San Andrés en cuatro de los seis pozos inyectoros, en uno de estos se inyectara solamente en la formación cretácica KTIA y en uno se inyectara en ambas formaciones (Tabla VI.1).

características del yacimiento, a su disponibilidad comercial, su costo, a la seguridad ambiental en las cantidades que se utilizarán y a la capacidad analítica existente en el laboratorio para que sea detectado a niveles muy bajos. Este último parámetro es importante en cualquier aplicación, pero es necesario evitar interferencias cuando se requiere más de un compuesto ya que pueden aparecer juntos a boca de pozo y hay que medir la concentración de cada uno.

En el proceso de selección del compuesto trazador fue necesario considerar, además de la estabilidad y singularidad analítica del compuesto, una serie de características tanto del yacimiento como del proceso que se iba a monitorear tales como:

- ❖ Condiciones de yacimiento (presión, temperatura, litología) que tienen efectos sobre la estabilidad de los productos.
- ❖ Historia del yacimiento: se tomó en cuenta que el producto no hubiera sido inyectado con anterioridad, y en caso de que hubiera sido inyectado, habría que determinar las condiciones de la concentración remanente en el yacimiento que definirán la nueva línea base de concentración para el escalamiento y la interpretación.
- ❖ Volúmenes de dilución, relacionados con el área y espesor de la formación productora del yacimiento a monitorear, que influye tanto en las capacidades de análisis que se requieren (límite mínimo de concentración detectable en el laboratorio: MDL) como en el costo del programa.
- ❖ Tipo de Proceso a Monitorear: tipo de fluido que se va a marcar y condiciones de madurez del proyecto de recuperación adicional.

En el programa de trazadores, todos los compuestos seleccionados que se muestran en la Tabla VI.1 son de la familia de los Ácidos Fluoro Benzoicos (FBA), los cuales generalmente se inyectan en forma de benzoatos debido a su solubilidad.

Estos compuestos han sido utilizados exitosamente en yacimientos de todo el mundo desde mediados de la década de los años 90's, cuando los grandes avances en las técnicas analíticas permitieron alcanzar niveles de detección (MDL) del orden de las decenas de partes por billón (ppb) y aun de partes por trillón (ppt), equivalentes a los límites de detección (MDL) de los compuestos radioactivos que son de, los más populares en la industria petrolera mexicana.

VI.1.3.2. Escalamiento de las pruebas

Con el término escalamiento de las pruebas se hace referencia al cálculo de las cantidades de trazadores que se requiere inyectar en un programa de trazadores para que éste pueda ser observado en los pozos productores localizados en un radio definido desde el pozo inyector.

Existe una serie de metodologías para calcular las cantidades de trazador requerido para que pueda ser observado en todos los pozos de interés, en caso de que allí sea la irrupción. Sin embargo, en este caso se utilizó el método volumétrico (o método de dilución total), para obtener la cantidad de trazador que se propone inyectar y que consiste en que todo el producto inyectado se disuelve en toda el agua contenida en el área de investigación del pozo inyector. Tomando como base que esta región en el yacimiento describe un cilindro, el volumen poroso de ese cilindro está dado por:

$$VP = \pi r^2 h \phi.$$

El radio (r) es la distancia entre el inyector y el pozo productor objeto de la prueba (d_{i-p}), la altura (h) corresponde al espesor de la formación productora (zona impregnada) y ϕ es la porosidad de la formación expresada en fracción.

Dado que los trazadores únicamente son solubles en agua, es este el único medio en el cual se mueven y se disuelven, de aquí que el volumen de dilución viene dado por:

$$V_d = VP * S_w.$$

Utilizando los siguientes parámetros para este caso en particular:

- ❖ Distancia entre inyector y productor (di-p) = 875 m
- ❖ Espesor de la formación productora: 154 m
- ❖ Angulo de barrido: 360°
- ❖ Porosidad (%) = 0.11 (JSA), 14.5 (KTIA) y 9.1 (KTIB)
- ❖ Sw: 0.461

Se obtuvieron los resultados que se muestran en la Tabla VI.2.

Tabla VI.2. Propuesta de inyección de trazadores.

Pozo Inyector	Formación Productora	Trazador ID Compañía	Compuesto Químico	Cantidad a inyectar (Kg.)
C118	JSA	IWT 1400	3,5-DFBA	4.92
C119	JSA	IWT1500	3,4 DFBA	3.62
C119D	KTIA	IWT 2400	2,4,5 TFBA	3.22
C195 T	JSA (KTIB)	IWT 1600	2,5 DFBA	3.22
C201	JSA	IWT 3000	3,5 b TFMBA	3.82
C-557	JSA	IWT 2500	2,3,4 TFBA	2.8

VI.1.4. ESQUEMA DE MONITOREO

El seguimiento de la producción del trazador en los pozos productores es fundamental en el éxito de una prueba, pues un buen diseño e inyección de trazadores puede ser absolutamente inútil, si el monitoreo de producción no se ajusta a las necesidades del proyecto de recuperación adicional, a las características del yacimiento, al estado de los pozos inyectores y productores y al comportamiento del yacimiento. Dado que estos son, en su mayoría, parámetros dinámicos, el proceso de monitoreo y análisis tiene que ser flexible y dinámico, de seguimiento continuo y que se vaya adaptando a la respuesta del yacimiento y a los resultados obtenidos.

VI.1.4.1. Protocolo de monitoreo para la prueba del Área Piloto

El protocolo de monitoreo para una prueba es el plan detallado de muestreo y análisis con el cual se inicia el monitoreo de los trazadores inyectados, es dinámico y debe ser modificado continuamente según: los resultados obtenidos de los primeros análisis, el comportamiento del yacimiento y/o modificaciones en el proceso de recuperación. Lo anterior se basa en el análisis de la propuesta de inyección, el programa de recuperación objeto del monitoreo, los objetivos de las pruebas, el estado y método de producción de cada uno de los pozos involucrados y la ubicación en relación a los pozos inyectoros, tanto areal como estructuralmente además de la información disponible sobre el comportamiento dinámico del yacimiento. En la Fig.VI.7 se muestra el área de monitoreo original de la prueba.

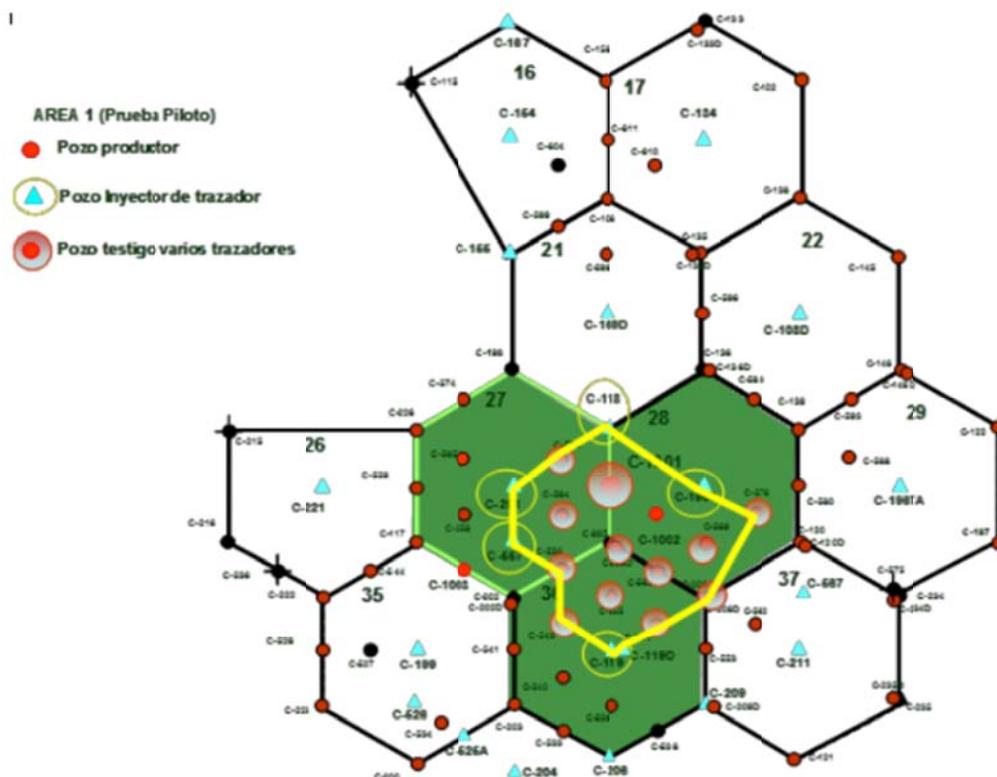


Fig. VI.7. Área propuesta originalmente en el protocolo de monitoreo del programa de trazadores.

En la Fig. VI.8 se muestra el protocolo de monitoreo diseñado para estudiar el comportamiento del frente en toda el área piloto, en el cual se tomaron en consideración los pozos ubicados en un radio máximo de 600m; en

todas las direcciones desde el pozo inyector, con énfasis particular en los productores más cercanos y con mayor gasto de inyección.

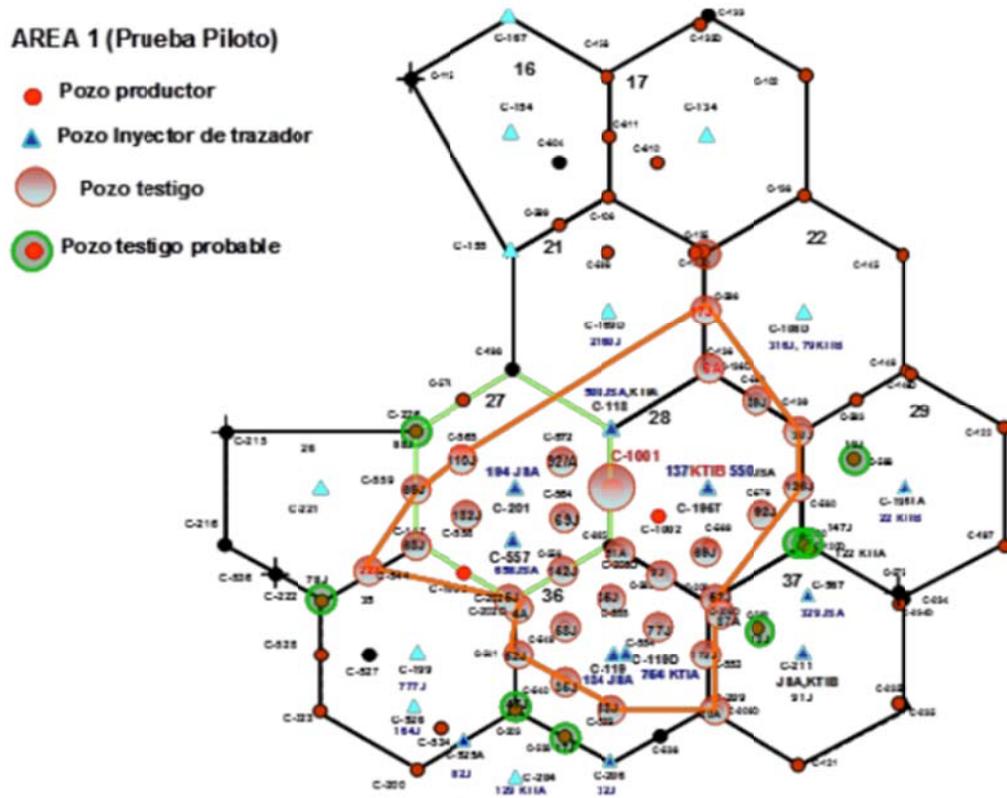


Fig. VI.8. Protocolo de monitoreo propuesto para el proyecto de trazadores.

Este esquema se soportó, para la frecuencia del muestreo y para el análisis de los datos de producción e inyección para toda el área y así se tomó en cuenta la influencia de los puntos de drenaje ya que es fundamental en el movimiento del frente de inyección.

En el mapa se muestran los gastos de producción y/o inyección, según sea el caso de pozos productores o inyectores, actualizados al mes de octubre 2005 y el yacimiento desde el cual producen. Se recomendó mantener este mapa actualizado por toda la duración del proyecto de trazadores, de manera tal que se pudieran tomar decisiones rápidas y adecuadas para la continua actualización de este protocolo.

Una vez seleccionados los pozos a monitorear, fue preciso definir la frecuencia tanto de la toma de muestras como de los análisis. En la Tabla VI.3 se presenta el esquema propuesto para la fase inicial.

Tabla VI.3. Cédula de monitoreo propuesta para el programa de trazadores.

PROPUESTA DE CEDULA DE MUESTREO RECOMENDADA					
ETAPA	PRODUCTORES	RECOLECCION	Propuesta	Propuesta	Propuesta
AREA PILOTO			CDE-GEY	CDE-GEY	CDE-GEY
			Muestreo	Frecuencia	Análisis
1 A 3 DIAS	C-1001	1m/d	3	una el día 3	1
4 al 30	C-1001	1 m/d	27	día 10, 20 y 30	3
31 al 61	C-1001	1 m c/3 dias	10	1 el 39 y 1 el 54	2
62 a 181	C-1001	1 /sem	17	1 por mes	4
			57		10
Mayor frecuencia pozos cercanos					
1 al 11	C-556, C558	1 muestra cada 2 dias	12	1 a los 7 dias de la inyeccion en c/p	2
	C-208D,C209D,C549,C540	1 muestra cada 2 dias	24	1 a los 7 dias de la inyeccion en c/p	4
	C-554,C-555, C564,C565,C539	1 muestra cada 2 dias	30	1 a los 7 dias de la inyeccion en c/p	5
12 al 35	C-556, C558	1 muestra cada 4 d	12	1 a los 15 y 1 a los 31 d de la iny en c/p	4
	C-208D,C209D, C549,C540	1 muestra cada 4 d	24	1 a los 15 y 1 a los 31 d de la iny en c/p	8
	C-554,C-555, C564,C565,C539	1 muestra cada 4 d	30	1 a los 15 y 1 a los 31 d de la iny en c/p	10
36 al 91	C-556, C558	1 cada 7 dias	16	1 a los 2 meses de haber inyectado	2
	C-208D,C209D, C549,C540	1 cada 7 dias	32	1 a los 2 meses de haber inyectado	4
	C-554,C-555, C564,C565,C539	1 cada 7 dias	40	1 a los 2 meses de haber inyectado	5
92 al 181	C-556, C558	1 cada 9 d	20	1 al final de los meses 4 y 6	4
	C-208D,C209D, C549,C540	1 cada 9 d	40	1 al final de los meses 4 y 6	8
	C-554,C-555, C564,C565,C539	1 cada 9 d	50	1 al final de los meses 4 y 6	10
Mayor frecuencia pozos lejanos					
1 al 10	C-205D,C208, C569, C572,C576,C580	1 muestra cada 3 dias	24	1 a los 10 dias de la inyeccion en c/p	6
11 al 35	C-205D,C208, C569, C572,C576,C580	1 muestra cada 5 d	30	1 a los 20 y 1 a los 30 d de la iny en c/p	12
36 al 91	C-205D,C208, C569, C572,C576,C580	1 cada 7 dias	48	1 a los 2 meses de haber inyectado	6
92 al 181	C-205D,C208, C569, C572,C576,C580	1 cada 9 d	60	1 al final de los meses 4 y 6	12
			492		102
			549		112
Menor frecuencia					
1 al 31	C559,C202,C202D	1 cada 5 dias	21	1 al mes de haber inyectado	3
	C541,C553,C117	1 cada 5 dias	21	1 al mes de haber inyectado	3
	C120,C139,C589	1 cada 5 dias	21	1 al mes de haber inyectado	3
	C136D,C596,C544	1 cada 5 dias	21	1 al mes de haber inyectado	3
31-122	C559,C202,C202D	1 m cada semana	39	1 a los 2 meses de haber inyectado	3
	C541,C553,C117	1 m cada semana	39	1 a los 2 meses de haber inyectado	3
	C120,C139,C589	1 m cada semana	39	1 a los 2 meses de haber inyectado	3
	C136D,C596,C544	1 m cada semana	39	1 a los 2 meses de haber inyectado	3
			240		24
		TOTAL	789		136

En este esquema no se incluyeron las muestras de control de calidad que deben ser tomadas y analizadas por los mismos laboratorios que hacen el trabajo del programa total; inicialmente se toma una o dos muestras cada dos semanas, que pueden ser o bien una muestra duplicada y/o un blanco (muestra de agua sin trazador, proveniente de una fuente diferente al yacimiento). Se recomienda utilizar el nombre de un pozo inexistente, pero siguiendo la misma nomenclatura, para las muestras de control lo cual permite mantener el seguimiento y control adecuado.

Otro conjunto de muestras que no se incluyó en el protocolo de monitoreo de la Tabla VI.3 son las muestras que se toman y analizan de la planta de inyección y o a boca de pozos inyectoros que forman parte del proyecto de trazadores. El objetivo de estas muestras y de sus análisis, es básicamente conocer exactamente si se está inyectado el trazador de nuevo en el sistema, aunque las cantidades que se reinyectarían serían a nivel traza y sufrirán una nueva dilución, de tal forma, que es muy remoto que interfiera en los resultados, pero es necesario conocer dicha información particularmente en el caso de que se reinyecte el agua producida y así mantener el estricto control del proyecto y tomar decisiones oportunas durante el mismo.

VI.1.5. CONTROL DE CALIDAD

Establecer medidas para garantizar el control de calidad de un programa de trazadores, como en cualquier programa de monitoreo, es la manera de asegurarse de obtener resultados reales interpretables y que sean de utilidad en la caracterización de yacimientos además de ayudar a dar soporte a la toma de decisiones operacionales en tiempo real, por lo que en este estudio se hicieron algunas recomendaciones sobre acciones a tomar en diversas etapas del programa de trazadores.

VI.1.5.1. Inyección

La etapa de inyección está básicamente constituida por:

- ❖ Elaboración del Protocolo de Inyección.
- ❖ Revisión del(os) pozo(s) inyector(es): las semanas anteriores a la inyección se recomienda llevar a cabo una revisión de los pozos inyectoros seleccionados a marcarse, aquí se determina el estado del pozo, la ubicación del punto de inyección, se detecta la presencia de fugas, etc.
- ❖ Revisión y preparación de los equipos de inyección y definición del esquema de inyección: ésta es una responsabilidad de la compañía encargada de la inyección, incluye disponibilidad de bombas, material de inyección, limpieza etc. El esquema de inyección debe estar disponible al personal de operaciones antes de la fecha de la inyección.
- ❖ Definición del esquema de inyección.

- ❖ Elaboración y presentación del informe de trabajo seguro incluyendo las condiciones y materiales requeridos para el personal que participa en el trabajo, aun como observador.
- ❖ Se recomendó inyectar únicamente después que los pozos inyectoros hayan alcanzado estabilidad de inyección.

VI.1.5.2. Toma de Muestras

La etapa de toma de muestras está constituida por:

- ❖ Una correcta identificación de cada muestra, por campo, área, pozo, intervalo productor, fecha de toma de la muestra e identificación de la persona encargada de la muestra.
- ❖ Llevar un registro de las muestras tomadas (por los operadores de campo) y enviadas a los laboratorios de separación, de actualización continua y con copias para el encargado del proyecto.
- ❖ Que el laboratorio debe llevar un archivo de muestras recibidas, cantidad, muestras separadas, cantidad separada, volumen disponible para análisis y para testigo. Al igual que en el caso anterior este archivo (“bitácora de muestras”) será continuamente actualizado.
- ❖ Que los testigos son alícuotas del agua separada (una vez homogeneizada) de cada muestra, disponibles en cantidad suficiente para la realización de un nuevo análisis, o re-análisis en caso de que se requiera, e identificadas de la misma manera que la original.
- ❖ Que tanto el laboratorio de separación como el espacio dedicado a guardar los testigos deben estar aislados de la zona dedicada a cualquier actividad relacionada con la inyección y así evitar contaminación de la muestra.

A continuación se presenta un ejemplo de un formato de bitácora que se recomienda mantener actualizado continuamente por toda la duración del proyecto de trazadores (Tabla VI.4).

Tabla VI.4. Ejemplo de Bitácora de Monitoreo para el programa de trazadores

Ejemplo de BITACORA DE MUESTRAS LAB. SEPARACION												
POZO	Fecha Muestreo	Fecha Recibida	Volumen Recibido	Fecha Separacion	Vol. Separado	Volumen Testigo	ID Testigo	Volumen analisis	Fecha envio Analisis	Resultados Fecha	Trazador detectado	Concentracion ppt
C-0001												
C-205												
C-208D												
C-459												
C-554												
C-555												
C556												
C563												
C569												
C572												
C576												
C564												
C-565												
C559												
C558												
C117												
C202												
C202D												
C541												
C540												
C539												
C553												
C120												
C120D												
C580												
C139												
C589												
C136D												
C596												
C544												

La ventaja de mantener actualizada la bitácora, por parte de la compañía encargada de la toma y análisis de muestras, es que permite al personal de la operadora hacer un seguimiento paso a paso del proyecto, mantener un estrecho contacto con la compañía, además de manejar los datos a medida que se producen, de tal forma que es posible establecer correcciones, actualizar o modificar el protocolo de monitoreo e interpretar parcialmente la información a medida que se va generando.

VI.1.6. RESULTADOS DEL DISEÑO DE LA PRUEBA

Como resultado del diseño de esta prueba, se puede listar los siguientes:

- ❖ Se seleccionó un esquema de seis pozos con seis trazadores para el programa de trazadores planificado para el área piloto.

- ❖ Debido a la comunicación mecánica, existente en el Pozo C195T y determinada por pruebas de presión en el pozo, se recomendó inyectar en TP que es la que inyecta en JSA, con un gasto de casi cuatro veces mayor que el de TR y es la de mayor presión.
- ❖ Se propuso utilizar el programa de trazadores para investigar además de la comunicación de los inyectores con el pozo C1001, las características del yacimiento como relaciones inyector/productor, direcciones preferenciales de flujo, eficiencia de barrido, comunicación vertical entre yacimientos como resultado de comunicación a nivel de pozos, extendiendo la zona de monitoreo a un área de 600 m de distancia desde cada pozo inyector marcado.
- ❖ Se presentó un protocolo de monitoreo diseñado para el programa de trazadores.
- ❖ Se recomendó hacer un estricto seguimiento a los resultados analíticos, incluyendo muestras de control para garantizar que los datos obtenidos puedan ser integrados al resto de la información dinámica y estática del yacimiento. La bitácora es un medio rápido y eficiente de mantener este control, que permite determinar resultados anómalos inmediatamente que se producen e incorporar nuevos análisis para identificar el problema.
- ❖ El protocolo de monitoreo deberá ser actualizado continuamente respondiendo a cambios en las operaciones y a los resultados parciales que se van obteniendo.

VI.2 DISEÑO DE UNA PRUEBA DE TRAZADORES EN EL CAMPO SITIO GRANDE

VI.2.1. INTRODUCCIÓN

El movimiento de los hidrocarburos y otros fluidos en yacimientos naturalmente fracturados, y/o en yacimientos con permeabilidades de fracturas significativamente altas, difieren del comportamiento típico. Este comportamiento anómalo trae como consecuencia: irrupciones tempranas del agua inyectada y la disminución de la eficiencia de los procesos de recuperación adicional; cálculos de los hidrocarburos recuperables menores que los esperados por el balance de materia debido a la compartimentalización del yacimiento e incluso cambios importantes en la producción como resultado de cambios en la presión del yacimiento lo que genera el

cierre de fracturas como conductos de producción. Estas características tienden a reducir la recuperación final o a incrementar los costos de producción.

Dada la complejidad de estos yacimientos, es importante obtener la mayor información posible durante toda la etapa de explotación del mismo, manteniendo un monitoreo constante del comportamiento de los fluidos a fin de tomar las acciones adecuadas para la optimización de la recuperación.

Algunas herramientas disponibles actualmente para detectar el comportamiento del flujo de los fluidos son: Datos de producción y presión, análisis químicos del agua producida y programas con trazadores.

El Campo Sitio Grande se encuentra en una etapa madura de su vida productiva, éste fue descubierto en junio de 1971 con el pozo SG-1 (Sitio Grande 1), el campo produjo por producción primaria alcanzando su producción máxima en 1974 con 24 pozos productores. Esta etapa primaria de producción finalizó en junio de 1977 donde inició la inyección de agua, como un proceso de recuperación secundaria y éste se llevó a cabo hasta 1984.

Un año después, la inyección de agua inicia otra vez, y el proceso fue intermitente hasta 1996. Después de 1996, el proceso de reinyección de agua producida en el yacimiento empezó constante hasta estos días. Durante este proceso de recuperación adicional, diferentes operaciones han sido realizadas en los pozos para incrementar la producción además de perforar algunos pozos adicionales.

Finalmente, en diciembre de 2004 comenzó el proceso de recuperación mejorada por inyección de CO₂. En diciembre de 2003 se realizaron pruebas de inyección de CO₂ en el pozo SG-801. El objetivo de estas pruebas fue diseñar el proceso de recuperación mejorada en el Campo Sitio Grande.

VI.2.2. ANTECEDENTES

En el campo de Sitio Grande se han realizado tres pruebas de trazadores radioactivos en los últimos 21 años, la primera en Mayo de 1983 en un pozo inyector marcado con un trazador radioactivo y cinco pozos productores; la segunda entre mayo y noviembre de 1997 que incluyó un inyector, un trazador y ocho productores para el monitoreo. El tercer programa consta de tres pruebas con dos trazadores diferentes en dos pozos productores convertidos temporalmente en inyectores y un tercero en un pozo inyector y 12 pozos productores para el monitoreo de la producción de los trazadores radioactivos.

VI.2.2.1. Prueba de trazadores 1983-1984

Se inició en mayo de 1983 con la inyección del isótopo radioactivo del hidrogeno ^3H , conocido como Tritio (T) en 24,900 barriles de agua en el pozo SG-73¹. Los pozos seleccionados para el monitoreo de este compuesto fueron SG-70, SG-71, SG-81, SG-83 y SG-91.

Aun cuando no se dispone de información detallada de los resultados de esta prueba, se utilizaron los datos generales reportados sobre la irrupción del trazador y las características de la inyección, en el análisis de la historia de trazadores en el campo Sitio Grande. Se incorporó cada una de las pruebas al mapa actualizado del yacimiento para evaluar el efecto de cada una sobre la respuesta de la(s) siguiente(s), particularmente las que utilizaron el mismo trazador (Tritio), y establecer si puede ser utilizada como soporte en la calibración del modelo numérico del yacimiento; en la Fig.VI.9 se muestra la localización de los pozos involucrados en la primera de las pruebas.

La prueba tuvo una duración total de un año, desde la inyección hasta que se suspendió el muestreo y análisis; aun cuando el pozo inyector SG-73 fue cerrado a los seis meses de la inyección (diciembre 1983), hasta un año después de finalizado el proyecto. Sin embargo, se mantiene la toma de muestras y análisis hasta Julio de 1984, siete meses después de haber sido cerrada la fuente del agua inyectada objeto del monitoreo.

¹ Información de esta prueba tomada del Informe Final de Estudios de Trazadores Radioactivos a los Campos de la Coordinación de Diseño y Explotación Sitio Grande. Proy. F.53832 / F.53943. Instituto Mexicano del Petróleo. Dirección Regional Sur. Septiembre 2003.

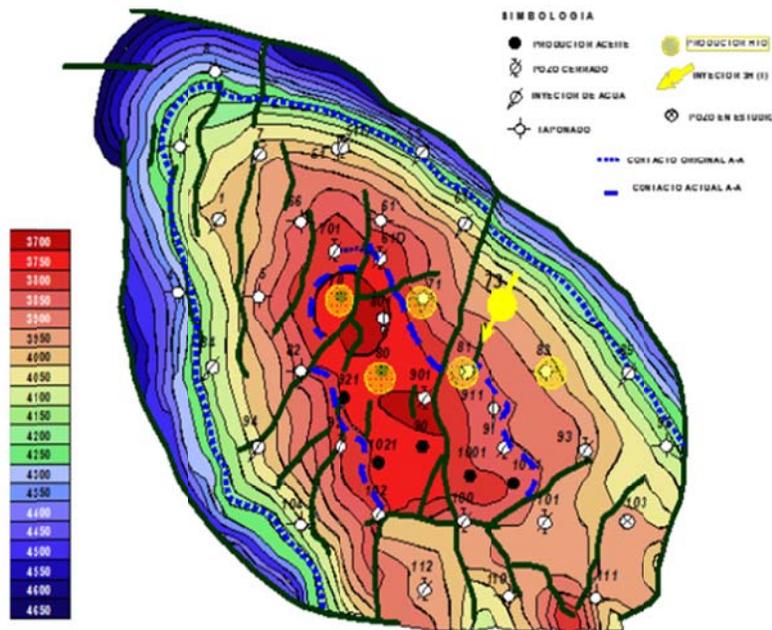


Fig.VI.9. Descripción de la primera prueba de trazadores en el yacimiento Sitio Grande, 1983 – 1984.

En el informe final de la prueba se reporta la irrupción del tritio (T) en el pozo SG-81 en un periodo entre 10 y 109 días, y en otros tres de los productores, sin especificar cuáles. En síntesis, en esta primera aplicación de trazadores en Sitio Grande resalta:

1. Se inyecta Tritio (^3H) por primera vez en el yacimiento para seguir el movimiento del agua inyectada en el pozo SG-73.
2. Se mantiene la inyección de agua de empuje por un periodo de 6 meses (240 días), en este tiempo el agua marcada había alcanzado pozos ubicados en un radio mayor de 1500 m., inferido de la irrupción del trazador en cuatro pozos productores, particularmente en el SG-81.
3. La presencia de trazadores en los fluidos de yacimiento implica una nueva línea base de concentración del producto en el yacimiento. Esta línea base de concentración debe ser medida previo a la realización de cualquier otra prueba posterior en la cual se planifique utilizar el mismo producto como trazador.

VI.2.2.2. Segunda prueba de trazadores julio – diciembre 1997

Se lleva a cabo 14 años después de la primera, caracterizada por una duración muy corta del proyecto, el seguimiento de producción únicamente se mantuvo por 5 meses después de la inyección. Para esta prueba se inyectaron 22.42 barriles de agua marcada con 17.2 mCi/ml de tritio (^3H) en el pozo SG-85 y se analizaron más de 600 muestras en los pozos SG-6D, SG-80, SG-81, SG-90, SG-101, SG-111, SG-921, SG-1011 y SG-1021; en ninguna se detectó la irrupción del trazador.

El compuesto utilizado para marcar el agua fue el mismo que se inyectó en el pozo SG-73 en 1983 y cuya irrupción se reporta en algunos de los productores seleccionados como parte de la prueba que aquí se analiza (Fig. VI.10).

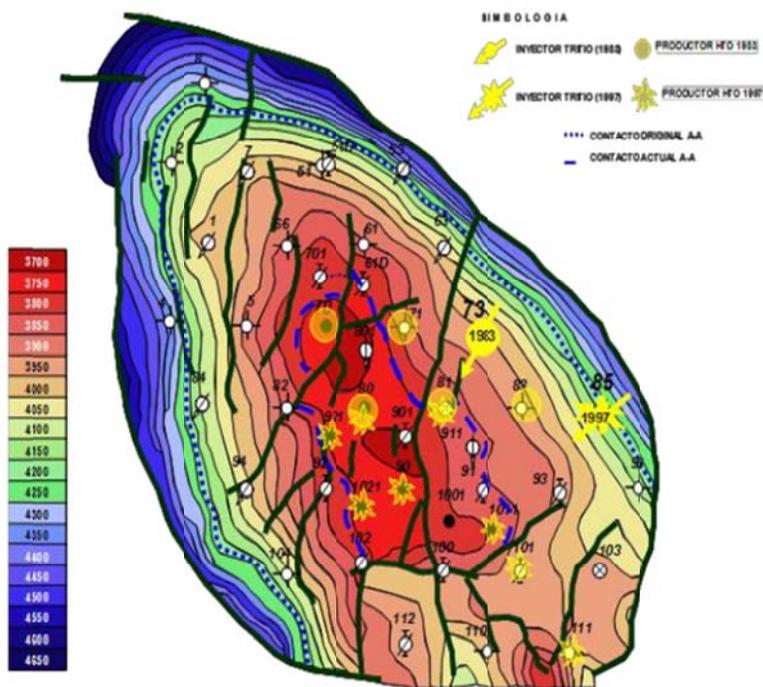


Fig. VI.10. Descripción de la segunda prueba de trazadores en el Campo Sitio Grande. Incluye la primera inyección en 1983 para efectos comparativos. Nótese la influencia de ambos inyectores en los mismos productores.

La interrupción temprana del programa impidió el monitoreo de la inyección del año 1997, desconociéndose por consiguiente donde y cuando irrumpió el trazador y los niveles de concentración del mismo en el yacimiento. Los resultados del análisis radio-químico de las muestras tomadas en los meses que siguieron a esta inyección no reportan Tritio en ninguna muestra, lo cual es indicación de concentración residual mínima del producto inyectado en 1983, soportando la selección del Tritio para 1997 y permite asignar cualquier concentración del Tritio que se consiga en análisis posteriores a 1997 al inyectado en el pozo SG-85.

VI.2.2.3. Programa de trazadores 2002 – 2003.

Este programa incluye tres pruebas consecutivas: las dos primeras caracterizadas por la inyección del trazador radioactivo en pozos productores: el SG-71, cerrado desde 1986 y convertido en inyector para la realización de la prueba, y el SG-911 cerrado desde 1990, convertido en inyector para la prueba; actualmente es inyector de CO₂ en el campo Sitio Grande.

El agua de empuje se inyectó con pipas en tres pulsos, con un volumen total menor de 10,000 barriles; en los dos casos, el pozo inyector se cerró inmediatamente después de la inyección del trazador; además, también se cerró el pozo inyector y solo se abrió un vez a la semana, por tres semanas consecutivas, el tiempo suficiente para inyectar los pulsos de empuje.

Este esquema origina pruebas bastante atípicas de la tecnología pozo a pozo. Es difícil visualizar el movimiento de los fluidos inyectados sin empuje, por lo que se deduce que entre los objetivos del programa se incluía estudiar el efecto de difusión en el yacimiento y/o identificar canales de permeabilidad, que conecten el inyector con uno o más productores.

La tercera prueba se suspendió por razones de logística, al poco tiempo de la inyección en la etapa de inicio de muestreo y análisis. Las características de cada una de estas se presentan en la Tabla VI.5.

Tabla VI.5. Descripción de las pruebas de trazadores radioactivos que conforman el programa de 2003-2004 en el Campo Sitio Grande.

Prueba	17/12/2002	30/12/2002	19/02/2003
Pozo	SG-911	SG-71	SG-63
Intervalo inyectado (m)	3890-3950	3933	4107-4140
Trazador	^{14}C	^3H (T)	^{125}I
Concentración base medida en productores	280×10^{-6}	100×10^{-6}	N.R.
Concentración inyectada (mCi/ml)	0.104	3.73	0.341
Volumen Marcado (BBLS)	90	100	19
Tiempo de inyección (minutos)	30	25	23
Vol. inicial de empuje (BBLS)	2237	2405	314
Gasto (BPM)	4	3	1
Vol. Total Agua Inyectado (BBLS)	7541	7547	333

Es la primera vez que se inyecta el carbono radioactivo (^{14}C) en el yacimiento Sitio Grande; por esto llama la atención el alto nivel de concentración de fondo reportado como promedio para las muestras tomadas en las dos semanas precedentes al inicio de la inyección que se muestra en la Tabla VI.5. El nivel básico de concentración reportado para el Tritio es más bajo, a pesar de que este compuesto fue inyectado anteriormente. La ubicación de los pozos involucrados en estas dos pruebas del programa 2002-2003 pueden observarse en las Figs. VI.11 y VI.12.

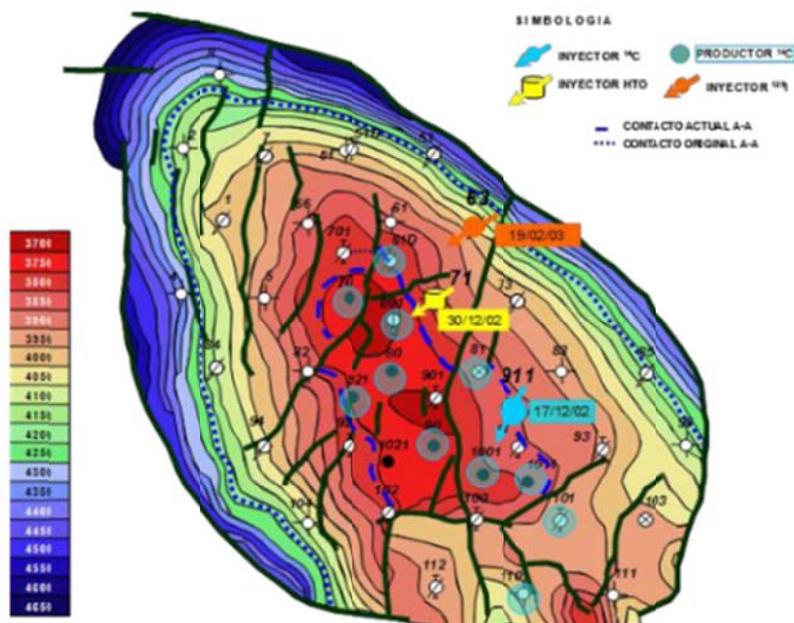


Fig. VI.11. Programa de trazadores 2002-2003. Inyección de ^{14}C .

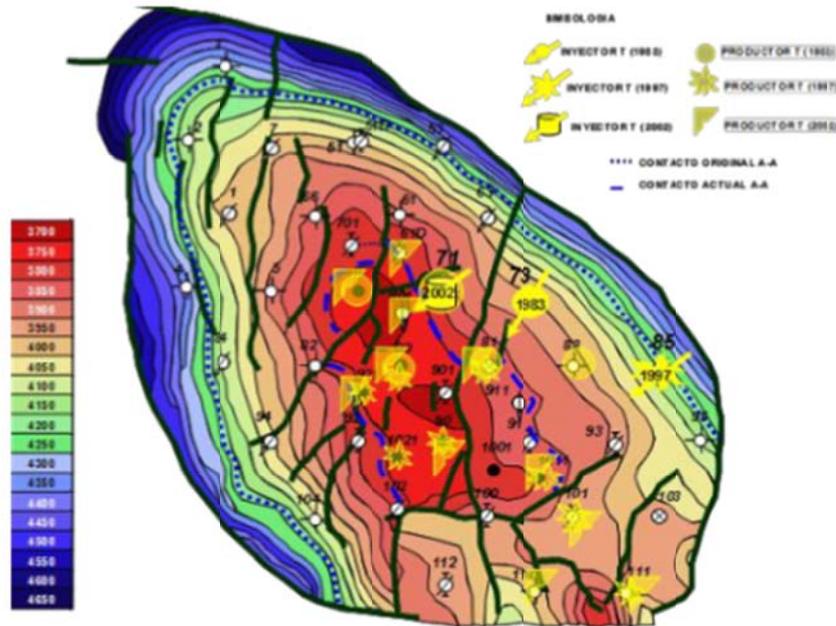


Fig. VI.12. Programa de Trazadores 2003-2004. Inyección de Tritio en el yacimiento Sitio Grande mostrando la coincidencia de los pozos productores en las tres pruebas.

En la Fig. VI.12 se observa que los pozos seleccionados para muestrear y analizar el ^{14}C inyectado en el SG-911, están ubicados en un radio de investigación entre 500 y 2,700 m., en un ángulo de aproximadamente 180 grados si se incluyen todos los pozos objetivo; de 90 grados si se considera la posibilidad de que el trazador únicamente alcance los pozos ubicados entre el SG-90 y el SG-70. Con esta información y las características del yacimiento se hizo una estimación de los volúmenes de empuje requeridos para que el pulso marcado alcance cada uno de los pozos, incluyendo la posibilidad de que el fluido se oriente en una dirección preferencial hacia uno de los pozos.

Los volúmenes que se muestran en la Tabla VI.6 muestran que la inyección total de empuje es mayor que la utilizada en esta prueba ($9.78\text{E}+3$ barriles). El cierre del inyector inmediatamente después de la inyección del pulso marcado complica la situación, reanudándose esta en tres episodios de un día cada uno en las 3 semanas siguientes al inicio de la prueba. A partir del 2 de enero el inyector se cierra por la duración del proyecto.

Tabla VI.6. Volumen Poroso entre el Inyector SG-911 y los productores de ^{14}C en el programa de trazadores 2002-2003. Sitio Grande.

POZO	d (iny./prod.)	h	Vtot	PORO	VP	VP(Ang. 180)	VP(Ang. 90)	VP(Ang. 20)
PRODUCTOR	m	m	m ³		BCLS	BCLS	BCLS	BCLS
SG-61D	2.7E+03	1.0	2.240E+07	0.036	1.52E+06	7.61E+05	3.80E+05	8.45E+04
SG-70	2.3E+03	1.0	1.625E+07	0.036	1.10E+06	5.52E+05	2.76E+05	6.13E+04
SG-80	1.4E+03	1.0	6.424E+06	0.036	4.36E+05	2.18E+05	1.09E+05	2.42E+04
SG-81	5.5E+02	1.0	9.503E+05	0.036	6.46E+04	3.23E+04	1.61E+04	3.59E+03
SG-90	9.6E+02	1.0	2.895E+06	0.036	1.97E+05	9.83E+04	4.92E+04	1.09E+04
SG-101	1.5E+03	1.0	6.605E+06	0.036	4.49E+05	2.24E+05	1.12E+05	2.49E+04
SG-110	2.2E+03	1.0	1.489E+07	0.036	1.01E+06	5.06E+05	2.53E+05	5.62E+04
SG-801	1.7E+03	1.0	9.143E+06	0.036	6.21E+05	3.11E+05	1.55E+05	3.45E+04
SG-921	1.8E+03	1.0	1.018E+07	0.036	6.91E+05	3.46E+05	1.73E+05	3.84E+04
SG-1001	8.2E+02	1.0	2.123E+06	0.036	1.44E+05	7.21E+04	3.60E+04	8.01E+03
SG-1011	8.6E+02	1.0	2.324E+06	0.036	1.58E+05	7.89E+04	3.95E+04	8.77E+03
SG-1021	1.5E+03	1.0	7.354E+06	0.036	5.00E+05	2.50E+05	1.25E+05	2.78E+04

En la segunda prueba del programa de trazadores 2002-2003 se utiliza el Tritio (^3H) por tercera vez en la historia del yacimiento Sitio Grande. En esta oportunidad se marcó el agua inyectada en el pozo SG-71, uno de los productores seleccionados para el monitoreo en 1983; sin embargo el tiempo transcurrido desde esa primera inyección y la inactividad de este pozo como productor por más de once años, minimizan los efectos residuales de esa prueba.

Este no es el caso de los pozos productores afectados por la prueba de 1997 (Fig. VI.12) en la cual no se identificó el comportamiento del producto inyectado, además, el tiempo transcurrido entre las dos pruebas es relativamente corto (tiempo de vida media del Tritio: 12.5 años). En consecuencia, se requiere medir la concentración del Tritio remanente en el yacimiento analizando muestras en todos los pozos por algunos meses antes del inicio del programa. Este valor fue reportado en $100\text{E}-6 \text{ Ci/ml}$.

En cuanto a las características operacionales de la prueba, son análogas a las del ^{14}C antes discutidas y el efecto sobre los resultados del programa es similar. En la Tabla VI.7 se muestran los estimados de volúmenes porosos para el agua marcada con Tritio que se inyectó en el SG-71 y los productores representativos en el rango del área de estudio.

Tabla VI.7. Volumen Poroso entre el Inyector SG-71 y productores de Tritio (3H) en el programa de trazadores 2002-2003, para productores representativos del alcance de la inyección. Campo Sitio Grande.

POZO	d (iny./prod.)	h	Vtot	PORO	VP	VP(Ang. 180)	VP(Ang. 90)	VP(Ang. 20)
PRODUCTOR	m	m	m3		BBLS	BBLS	BBLS	BBLS
SG-61D	873	1	2.39E+06	0.035	2.77E+04	1.38E+04	6.91E+03	2.21E+03
SG-70	1009	1	3.20E+06	0.035	3.69E+04	1.85E+04	9.24E+03	2.96E+03
SG-81	998	1	3.13E+06	0.035	3.61E+04	1.81E+04	9.04E+03	2.89E+03
SG-90	1717	1	9.26E+06	0.035	1.07E+05	5.35E+04	2.67E+04	8.56E+03

VI.2.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS

La estrategia de aplicación de trazadores es específica para cada yacimiento, de aquí que el aporte de los profesionistas que manejan y conocen dicho yacimiento es de primordial importancia en todas las etapas de la prueba, son ellos quienes determinan y soportan la dirección del proceso, las necesidades de información en el tiempo y la integración dinámica de la información obtenida a los modelos del yacimiento.

En un programa de trazadores hay tres etapas críticas para el éxito de las pruebas: Diseño, Escalamiento y Seguimiento de la Producción del Trazador. El Protocolo de Muestreo, Frecuencia de análisis y la integración de los resultados con información de producción, presión, cromatografía, análisis químicos, etc., se describen a continuación.

El Protocolo de Muestreo es una actividad dinámica, que se ajusta continuamente según el comportamiento del yacimiento y la estrategia de producción. Determina cuantos y cuales pozos deben ser muestreados y con qué frecuencia se toman y se analizan las muestras en cada pozo. En esta actividad se planifica y mantiene el control sobre la calidad tanto de la toma y preservación de las muestras como de los análisis de las mismas con ayuda de un registro en algún cuaderno de seguimiento de fechas que debe contener además, las condiciones de identificación de las muestras, los análisis periódicos de prueba, información de campo al momento del muestreo, grupos de muestras analizados en conjunto, etc.

La interpretación de resultados, comienza desde el momento que se producen los primeros datos del laboratorio, particularmente para el monitoreo del fluido inyectado en el cual los datos reales obtenidos son un soporte para toma de decisiones inmediatas en la estrategia de producción. La aplicación del programa en la caracterización de yacimientos es a más largo plazo, con mayor volumen de información, la cual integrada a los datos de producción permite identificar dirección preferencial del frente inyectado, relaciones de comunicación entre inyector(es) y productores, reconocimiento del papel de las fallas en el movimiento de los fluidos, detección de sistemas de fracturas, identificación de barreras y/o canales de flujo, estimación de tiempos de irrupción y eficiencia de barrido, y da soporte a la calibración del modelo dinámico del yacimiento.

De lo anterior se analizaron los resultados finales del programa de trazadores 2002 – 2003 en el Campo de Sitio Grande, del cual se dispone de la descripción detallada de la inyección y de los resultados mensuales de los análisis radioquímicos utilizados para la preparación de los perfiles de concentración, además de integrarse a la información de presión disponible para evaluar su utilidad como soporte a la calibración del modelo actual de yacimientos.

VI.2.4. LÍNEA BASE

Se define como línea base la concentración del producto en los fluidos del yacimiento antes de inyectarlo en la formación. Normalmente se selecciona un producto cuya concentración en los fluidos o rocas del yacimiento es tan baja que no puede ser detectada por los métodos analíticos utilizados en el laboratorio encargado de estudiar las muestras; en este caso la línea base se iguala al límite mínimo de detección (MDL) del análisis químico.

En caso de que el producto hubiese sido inyectado antes en el yacimiento, o que se use un producto que forme parte de los fluidos del yacimiento, como el Tritio en este programa o el mismo CO₂ en el proceso de recuperación adicional actual en Sitio Grande, la línea base de concentración se determinará por la concentración del(los) productos en los fluidos de yacimiento antes de la inyección del trazador.

En el caso del ¹⁴C la única información disponible es la reportada en el informe final del proyecto que la fija en 284 E-6 µCi/ml, sin embargo en varios pozos analizados el valor obtenido de los análisis es bastante menor que

este límite, que sólo se explican si la concentración original estuviese en un rango menor que la base seleccionada (Fig. VI.13).

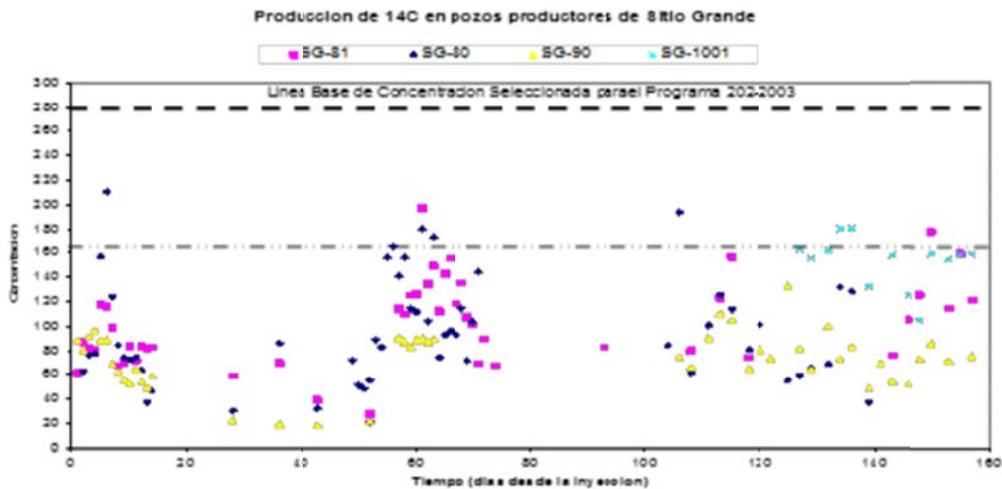


Fig. VI.13. Perfiles de concentración de ^{14}C en pozos productores del yacimiento Sitio Grande.

En el caso del Tritio, si se dispone de una serie de análisis de muestras tomadas en los 15 días precedentes a la inyección que se muestran en la Fig. VI.14, que permiten definir la Línea Base de concentración para este producto.

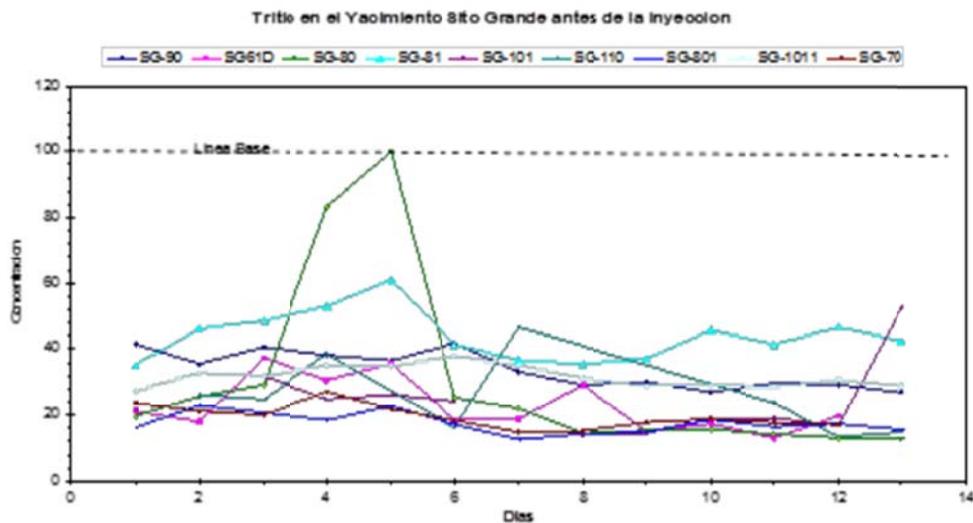


Fig. VI.14. Estimación de la línea base a partir del perfil de concentración del Tritio en los productores de Sitio Grande antes de la inyección del trazador.

VI.2.5. PERFILES DE PRODUCCIÓN DE ^{14}C Y TRITIO

Las características que más resaltan en el diseño e inyección del programa 2002 – 2003 son el bajo volumen de agua utilizado para empujar el pulso marcado y el cierre del inyector inmediatamente después de la inyección del trazador y de algunos de los productores durante semanas consecutivas en los 8 meses del programa. Esto trae como consecuencia cambios en el comportamiento de producción e inyección de los pozos.

El cierre de pozos (inyectores y/o productores) durante procesos de recuperación secundaria incide sobre las caídas de presión que se originan en los pozos, alterando los perfiles de producción y restringiendo la movilidad del fluido desde el pozo hasta su área de drene; de aquí la importancia de mantener diferenciales de presión estables que favorezcan el flujo de fluido en el medio poroso y se conserve la eficiencia del desplazamiento del frente inyectado.

Es interesante observar una serie de respuestas simultáneas de producción de ambos trazadores en los mismos productores: SG-61D, SG-70, SG-110 y SG-801, que se muestran en los perfiles de las Figs. VI.15 a la VI.18, con máximos de concentración típicos de irrupciones de pulsos del fluido marcado que se mueven en el yacimiento a diferentes velocidades por canales con permeabilidades distintas; y determinan comunicación entre cada inyector y los productores mencionados.

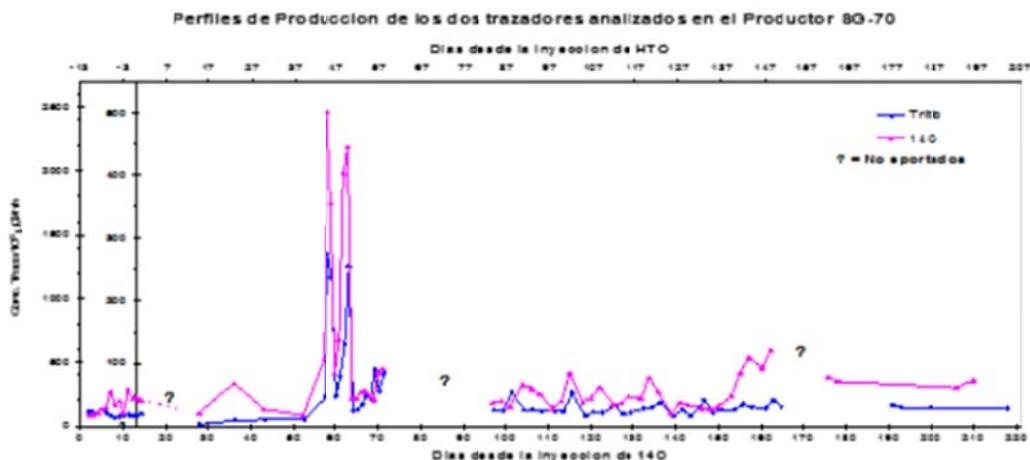


Fig. VI.15. Perfil de producción de ^{14}C y Tritio en el pozo SG-70. Programa 2002 – 2003.

En este pozo (SG-70) ubicado en la cima del yacimiento, se detectó el perfil de concentración más completo del programa para ambos trazadores. Con picos bien definidos en ambos casos, resalta la coincidencia en los perfiles de producción de los dos compuestos y la irrupción en las mismas fechas, a pesar de haber sido inyectados a tiempos diferentes en pozos inyectoros ubicados a distancias y ángulos diferentes del productor. Este comportamiento se explicaría si existiese una alta transmisibilidad en la zona que genere un movimiento preferencial en dirección SE – NO.

Partiendo de la información tomada de las interpretaciones de pruebas de presión suministradas, se observa que el pozo SG-70 muestra un modelo de doble porosidad lo que confirma la presencia de fracturas. Además se reportan permeabilidades relativamente altas, indicativos de estratos de alta transmisibilidad constituidos preferentemente por fracturas y canales.

El pozo SG-71, inyector del trazador Tritio, presenta un modelo de fracturas con permeabilidad similar, aproximadamente 170 mD, que favorece la movilización del agua inyectada dentro del yacimiento y por consiguiente explicaría la irrupción temprana del Tritio en el SG-70.

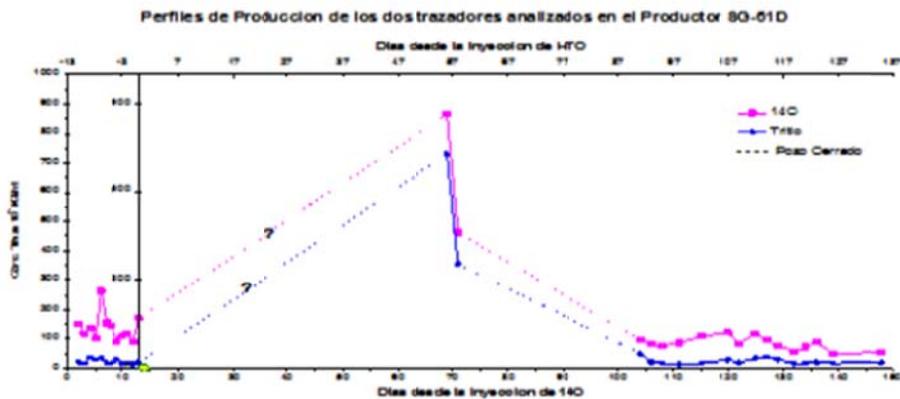


Fig. VI.16. Perfil de producción de ^{14}C y Tritio en el pozo SG-61D. Programa 2002 – 2003.

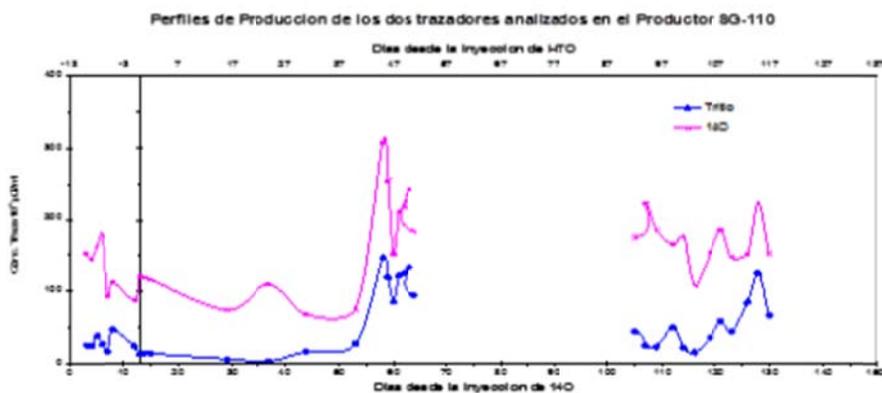


Fig. VI.17. Perfil de producción de ^{14}C y Tritio en el pozo SG-110. Programa 2002 – 2003.

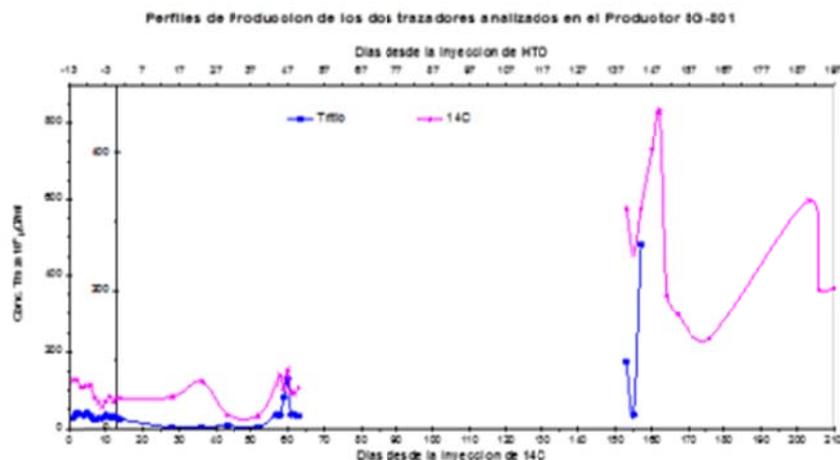


Fig. VI.18. Perfil de producción de ^{14}C y Tritio en el pozo SG-801. Programa 2002 – 2003.

Los perfiles de los pozos SG-61D, SG-110 y SG-8 no son concluyentes, ya que el número y distribución de los datos en las zonas de máxima concentración son muy escasos y el perfil no es representativo del comportamiento real de los fluidos en el yacimiento. En el pozo SG-110, las concentraciones de Tritio son todas menores a la inicial del yacimiento y en el caso del ^{14}C solo una muestra supera la base. En las Figs. VI.15 a la VI.18, se observa la coincidencia de los perfiles de ambos trazadores tanto en la forma como en la ubicación de los picos: este fenómeno se repite en el resto de los pozos analizados.

Un comportamiento similar se observa en los perfiles de producción de un mismo compuesto en los diferentes pozos productores estudiados, como se ejemplifica con el ^{14}C en la Fig. VI.19, en los cuales todos los máximos de la relación pico/fondo coinciden en la misma fecha. Hay experiencias de este tipo de comportamiento, cuando se observan máximas concentraciones de un mismo compuesto en un grupo de muestras analizadas y/o recolectadas en una misma fecha y se han relacionado generalmente con efectos de contaminación, bien en el proceso de captura de las muestras o en el laboratorio durante el tratamiento y almacenaje de las mismas; existen ejemplos de este tipo de comportamiento en trazadores químicos, donde se analizó una muestra con alta concentración del producto antes del análisis de muestras con concentraciones a niveles traza.

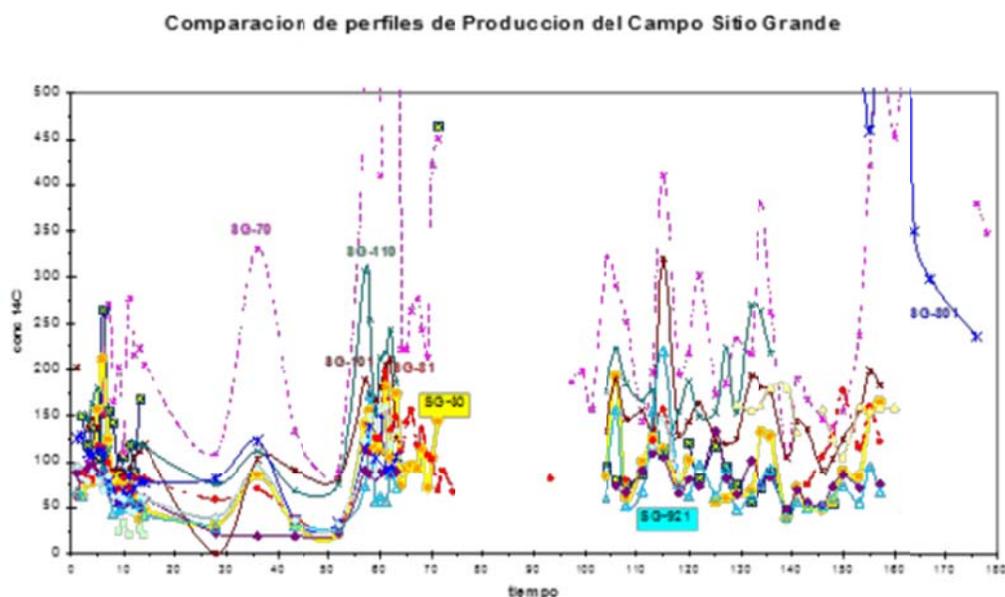


Fig. VI.19. Perfil de producción de ^{14}C en los pozos del campo Sitio Grande. Programa 2002 – 2003.

En el control de calidad de un programa de trazadores, este comportamiento se revisa a medida que se producen los resultados y se comparan con muestras testigo a ser reanalizadas para corroborar la confiabilidad de los valores y tomar medidas correctivas en los procedimientos en caso de ser necesario.

Las características de los perfiles, los bajos volúmenes inyectados para movilizar el pulso marcado y el cierre del inyector casi inmediatamente después de la inyección, generan una serie de interrogantes sobre el comportamiento en el yacimiento de los pulsos radioactivos inyectados y, en consecuencia del frente inyectado.

En cuanto a los pulsos inyectados en las últimas dos pruebas, es importante reconocer el efecto que los mismos pudieran tener sobre la concentración actual de los trazadores radioactivos en el yacimiento. Dado que desde 1996 se lleva a cabo un proceso de reinyección de agua en los pozos de los flancos, y que en este tiempo se han realizado 3 inyecciones consecutivas de radioactivos. Es recomendable realizar análisis periódicos del agua producida e inyectada en pozos seleccionados, a fin de mantener un control del comportamiento de los elementos radioactivos en el área.

Con la finalidad de visualizar la posibilidad del aporte de programas de trazadores al modelo actual del yacimiento y, al mismo tiempo tratar de resolver algunas de las incertidumbres surgidas en el análisis del programa 2002 – 2003, se propuso la incorporación de uno de los compuestos trazadores al modelo de simulación.

Se seleccionó el ^{14}C como el trazador más adecuado porque es la primera vez que se inyecta en el yacimiento. Se preparó y suministró la información requerida para incorporar la inyección del pulso de trazador al modelo para su cotejo histórico, en el bien entendido que se pretende una visualización del movimiento del pulso y no un cotejo cuantitativo del mismo.

Los resultados de este cotejo realizado, muestran una baja movilidad del pulso inyectado, que no llega a alcanzar ninguno de los productores en el tiempo del proyecto. Sin embargo, sí se observó una tendencia de movimiento del pulso en dirección preferencial SSE, hacia el pozo SG-1011 al cual alcanzaría eventualmente alrededor de mayo del 2005 (Fig.VI.20 a, b

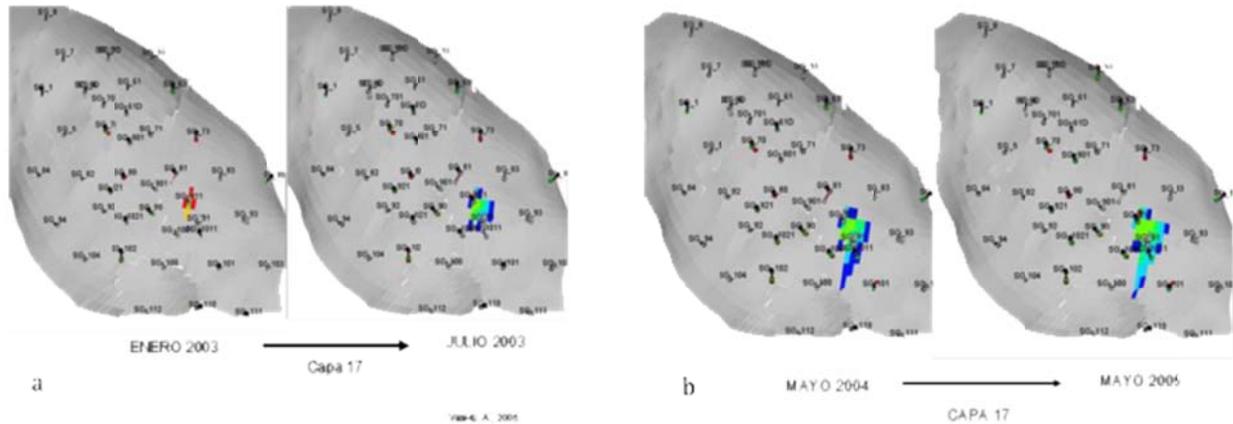


Fig. VI.20 a, b. Movimiento del pulso de agua marcada con ^{14}C en el pozo SG-911, en la capa inferior de KI, según simulación de A. Valero et al. Modelo actual de simulación campo Sitio Grande.

La importancia del seguimiento del comportamiento de cualquier programa de recuperación adicional está claramente establecida como parte del control y manejo de un yacimiento y, la tecnología de trazadores es una más de las herramientas de monitoreo con grandes aportes y ventajas. La incorporación de los resultados parciales (para seguimiento continuo) y totales en el modelo de simulación, comprueba la importancia de los procesos de monitoreo en el soporte a la calibración del modelo del yacimiento, en consecuencia se propone su aplicación en el proceso de recuperación adicional por inyección de CO_2 actualmente en efecto mediante una estrategia de seguimiento y control.

VI.2.6. REALIZACIÓN DE UNA PROPUESTA DE PRUEBA DE TRAZADORES

Es bien conocido que un programa de trazadores en proyectos de recuperación adicional como el que se lleva a cabo en el campo de Sitio Grande cumple varios objetivos, entre los que destacan:

- ❖ Monitoreo del movimiento del frente, con el cual se identifica la relación de comunicación entre el pozo inyector y el pozo productor, se determinan tiempos de irrupción del frente en productores específicos y se visualiza la heterogeneidad del movimiento del frente; en esta aplicación se requiere un seguimiento continuo del comportamiento de producción del trazador inyectado, a fin de obtener información que soporte la toma de decisiones operacionales en tiempo real.

- ❖ Caracterización del yacimiento y la calibración del modelo de simulación, permite identificar barreras o canales de flujo, compartimentalización del yacimiento, eficiencia de barrido, y en algunos casos medir saturaciones residuales en el área del proyecto.

En el caso de la inyección de CO₂ en el Campo de Sitio Grande se proponen dos alternativas de monitoreo:

1. Utilizar el mismo CO₂ inyectado, conjuntamente con pruebas de presión y con información de producción.
2. Aplicar técnicas de trazadores pozo a pozo que identifiquen, inequívocamente, las relaciones entre los pozos inyectoros y los pozos productores.

La primera de las alternativas: uso del CO₂ inyectado en los dos pozos SG-810 y SG-911, y medido en los productores, se está utilizando exitosamente en el campo Sitio Grande como herramienta de monitoreo desde el inicio de la inyección de CO₂ con las pruebas en el pozo SG-810 en diciembre de 2003, por consiguiente se dispone de una línea base, y datos de perfiles de concentración en cada uno de los ocho pozos productores activos en el campo.

Los resultados obtenidos hasta la fecha proporcionan las ventajas y limitaciones de esta metodología que se mencionaran más adelante por lo que se presenta la estrategia alternativa de inyección de trazadores químicos incluyendo las bases para el análisis y evaluación de una propuesta en las tres etapas: diseño, escalamiento y protocolo de monitoreo.

VI.2.7. APLICACIÓN DEL CO₂ COMO HERRAMIENTA DE MONITOREO

La presencia de tres líneas bases aparentemente diferentes en los productores del campo Sitio Grande (Fig.VI.21), se explica al revisar la historia de los pozos, los métodos de producción y el punto de toma de la muestra a ser analizada, detectando el efecto del enmascaramiento del porcentaje molar de CO₂ por el gas

utilizado para el bombeo neumático, compuesto básicamente de metano y etano con solo trazas de CO₂, por lo cual se identifica como un fenómeno que se reduce al pozo mismo, pero no atañe al yacimiento.

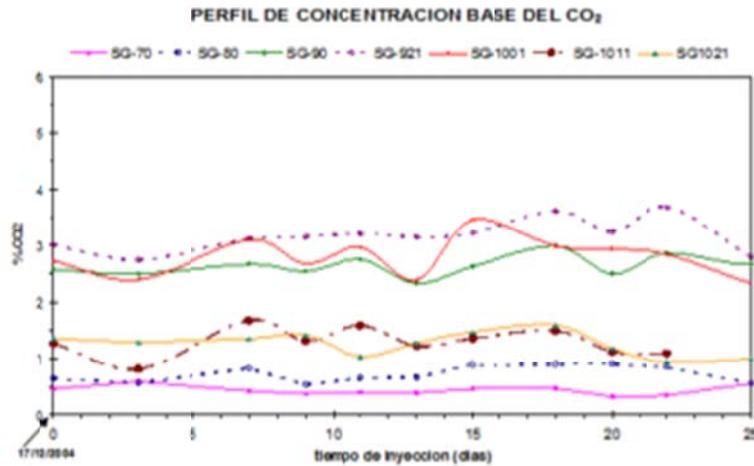


Fig. VI.21. Línea Base de CO₂ en pozos productores del campo Sitio Grande.

Dada la necesidad de tomar las muestras en la cabeza del pozo, el efecto del gas del bombeo neumático que diluye la concentración del CO₂ en la muestra tomada es inevitable. El mejor ejemplo de esta dilución se observa en la Fig.VI.22, donde se muestra la caída en la concentración de CO₂ a niveles más bajos que la concentración original en el pozo SG-90, inmediatamente después que se cambia el método de producción a bombeo neumático.

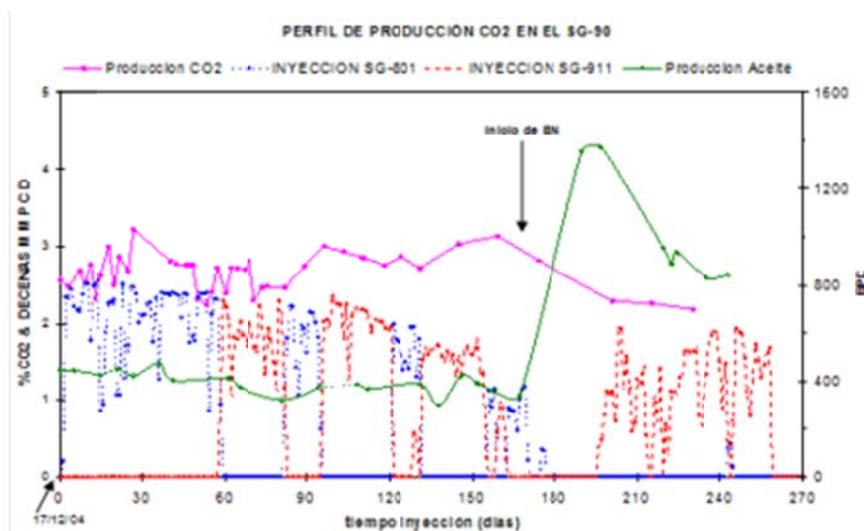


Fig. VI.22. Disminución de la concentración de CO₂ por efecto del gas del bombeo neumático en el pozo SG-90.

En el análisis realizado, se concluyó que el éxito de la aplicación de CO₂ para el seguimiento del frente inyectado y la identificación de comunicación inyector/productor en la etapa inicial del proyecto, justifica el mantener un estrecho seguimiento de las muestras, incrementando la frecuencia de muestreo y análisis.

Por otra parte hay que señalar que el enmascaramiento del CO₂ en los pozos productores debe ser tomado en cuenta, particularmente cuando se modifican los métodos de producción. Ahora bien, el gasto de inyección del gas del bombeo neumático no es constante, por lo cual los cambios de incremento en la concentración de CO₂ solamente nos dan resultados cualitativos en esta etapa del proyecto, y más adelante podrían no ser suficientes; de aquí que es recomendable la utilización de otras herramientas de monitoreo, entre las cuales se incluyen los programas de trazadores.

VI.2.8. ESTRATEGIA DE TRAZADORES QUÍMICOS POZO A POZO

Según el desarrollo del proyecto de recuperación mejorada por inyección de CO₂ en el campo de Sitio Grande, los cambios que se hagan a lo largo de este y el tipo de información que se desea obtener con el programa de trazadores, se plantean dos posibles programas de trazadores:

- ❖ Inyección de un solo trazador en uno de los pozos inyectores (el SG-911)
- ❖ Inyección de dos compuestos trazadores diferentes, uno en cada uno de los pozos inyectores (SG-801 y SG-911)

Cada una de estas estrategias se discute más adelante y culmina con un esquema de seguimiento para la realización de una prueba de trazadores desde que se inicia la planificación del monitoreo hasta que se reciben los resultados para su interpretación y análisis, haciendo énfasis en las medidas de control de calidad tanto en campo como en el laboratorio para garantizar el éxito del proyecto.

VI.2.8.1. Un trazador en el pozo inyector SG-911

En función de los resultados obtenidos del análisis del comportamiento del CO₂ producido se genera la primera propuesta de trazadores pozo a pozo en la cual se plantea marcar únicamente el fluido inyectado en el pozo SG-911, dado que el CO₂ sigue siendo un marcador continuo en el yacimiento para el otro inyector. Hasta la fecha de este estudio, a pesar del efecto del gas del bombeo neumático, los perfiles de producción de CO₂ muestran una etapa de pendiente creciente. Esta situación cambia drásticamente cuando se trata de pozos recién incorporados al proyecto (caso del SG-81), o en los que se altera su método de producción (como el SG-90), o donde la información de CO₂ es escasa (SG-1011), o esta enmascarada por el gas del bombeo neumático.

La inyección de un pulso de trazador ajeno al yacimiento en uno de los inyectores, da resultados inequívocos del comportamiento de los fluidos proporcionando información complementaria tanto para el monitoreo del proceso de recuperación adicional como para afinar la caracterización del yacimiento.

El primer paso para el diseño es definir los objetivos que se persiguen con la prueba, teniendo en consideración que el compuesto que se inyecte se moverá con el gas que lo transporta siguiendo su comportamiento, de aquí que el tiempo requerido para la prueba es un tiempo real, que responde a las características de la inyección de CO₂ y al manejo del yacimiento.

Con la inyección de un trazador en el pozo SG-911 se pretende alcanzar los objetivos siguientes:

1. Identificar la relación de comunicación entre el pozo inyector marcado y los pozos productores asociados, similar a los que se ha hecho hasta la fecha con el CO₂, pero cuyos resultados se harán menos confiables a medida que el frente invada los pozos o si se inyecta el CO₂ a los dos pozos al mismo tiempo.
2. Medir el tiempo de irrupción en cada productor, este parámetro refleja la velocidad de movimiento del CO₂ entre el inyector y el productor, que además permite estimar la existencia de canales o barreras de flujo y la dirección preferencial de movimiento del frente así como tomar acciones operacionales para optimizar la eficiencia del proceso.

3. Construir un perfil de concentración de trazador en el tiempo. Con un seguimiento adecuado, la forma del perfil refleja la heterogeneidad del movimiento, una irrupción y descenso de la concentración se asocia con canales de alta permeabilidad tales como fracturas conectadas entre los pozos; mientras que zonas de menor transmisibilidad, más homogénea como podría ser la matriz, o incluso sistemas de fracturas pobremente conectadas, dan como resultado curvas más suaves y amplias. Un ejemplo de este tipo de comportamiento, se observó en programas de trazadores en el campo Spraberry, y se muestra en la Fig.VI.23.

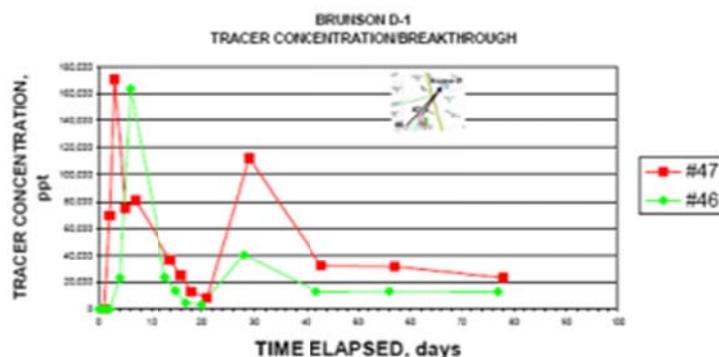


Fig. VI.23. Perfil de producción de trazadores en un yacimiento fracturado (tomado de Baker et Al., 2001).

4. Medir la distribución del CO₂ entre los pozos asociados al inyector, una vez que se obtenga el perfil del trazador en el tiempo, éste puede ser relacionado con el volumen total producido y de aquí estimar porcentajes del trazador producido en cada pozo. Dado que el trazador sigue el mismo comportamiento que el del gas con el cual es inyectado, los resultados obtenidos dan una estimación del porcentaje del CO₂ que se produce en cada pozo que se relaciona con la eficiencia de barrido. La recuperación del producto inyectado. En un yacimiento esta generalmente en el orden de 20 a 25%.

VI.2.8.2. Dos trazadores diferentes: uno en cada inyector

La segunda propuesta se incluye específicamente para el caso en que el proyecto pase de inyecciones alternadas a inyección continua ambos pozos, siendo esta la única manera de identificar inequívocamente el origen del CO₂ que se produce en cada uno de los pozos de la cima del yacimiento. Esta propuesta incluye los objetivos de la propuesta anterior, con el agregado de la identificación del frente inyectado en el SG-801, la determinación real

del porcentaje de CO₂ proveniente de cada pozo y el reconocimiento del movimiento del frente con miras a la caracterización del yacimiento y calibración del modelo en toda la cima del yacimiento.

VI.2.9. DISEÑO Y SEGUIMIENTO DE UNA PRUEBA DE TRAZADORES

VI.2.9.1. Fase de diseño

El diseño de la prueba se inicia con la selección de los pozos e intervalos a marcar con trazadores, proceso que se hace conjuntamente con los ingenieros de yacimientos del campo y quienes son finalmente los que deciden la selección en función de los objetivos de la prueba y del proceso a monitorear.

El siguiente paso en el diseño es la evaluación: de factibilidad de la inyección de trazadores, de los productos para seleccionar el trazador más adecuado según las características del yacimiento y del proyecto de recuperación. Así, para el análisis de factibilidad de la inyección del trazador se debe tomar en cuenta la historia de inyección, producción, estado de los pozos; métodos de inyección y planificación tanto de producción como del proceso de recuperación adicional.

En cuanto a la selección y escalamiento del trazador se requiere una revisión de:

- ❖ Condiciones del yacimiento (presión, temperatura, litología) que tienen efectos sobre la estabilidad de los productos.
- ❖ Historia del yacimiento: que el producto no haya sido inyectado con anterioridad, o si lo ha sido, determinar las condiciones de la concentración antes del inicio de la prueba y considerarlo para el escalamiento.
- ❖ Volúmenes de dilución: están relacionados con el área y espesor del yacimiento a monitorear que influye tanto en las capacidades de análisis que se requieren (límite mínimo de concentración detectable en el laboratorio: MDL) como en el costo del programa.

Cálculo de la cantidad de trazador a inyectar (Escalamiento)

Uno de los puntos más importantes en una prueba de trazadores consiste en inyectar la cantidad suficiente del compuesto trazador para que se pueda medir en los pozos productores objeto del estudio, y al mismo tiempo, lo suficientemente controlada para que sea manejable a nivel de campo manteniendo los costos del proyecto dentro de límites razonables.

Para el cálculo de la cantidad a inyectar se requiere de un conjunto de información entre la cual se destaca: espesores netos de la formación productora, distancias entre los pozos, porosidad, presión y temperatura del yacimiento y de superficie, mapas de ubicación de los pozos y saturación actual de agua y gas.

El método más utilizado para el escalamiento es el de dilución total, en el cual se asume que todo el producto inyectado se disuelve en todo el fluido contenido en el área demarcada por los productores asociados al inyector marcado. Así el volumen de dilución (VPd) está definido por el volumen poroso del yacimiento en la fase que se marca (gas o agua). Una vez determinado VPd, este se relaciona directamente con el límite mínimo de detección del tipo de productos a utilizar como trazador en el caso de marcar el agua, o se lleva a condiciones de superficie en el caso de marcar el gas y nuevamente se relaciona con el MDL para determinar la cantidad del producto requerido. Es importante indicar que siempre es recomendable tener un factor de seguridad en las cantidades inyectadas, para garantizar la irrupción en los pozos productores, aun cuando ocurran pérdidas en el yacimiento, además de la protección contra incertidumbres por diluciones mayores a las previstas, y finalmente esperar una relación cima/valle apreciable en el perfil de producción. Este factor de seguridad varia, según el tipo de compuesto y calidad, y se encuentra entre los valores de 10 y 100 veces la cantidad del compuesto que se calculó.

Selección del compuesto.

Una vez conocidos los volúmenes a ser marcados se decide, o afina, según sea el caso, la selección del compuesto a inyectar como trazador. Una numerosa gama de productos se han utilizado como trazadores a lo largo de la historia de producción de aceite en campos de todo el mundo, que van desde los colorantes hasta los compuestos orgánicos fluorinados (Fig.VI.24), según avanza la tecnología, se alcanza mejor resolución de los

compuestos y niveles cada vez más bajos de límites de detección, al mismo tiempo que las normas de protección del ambiente se hacen cada vez más estrictas.

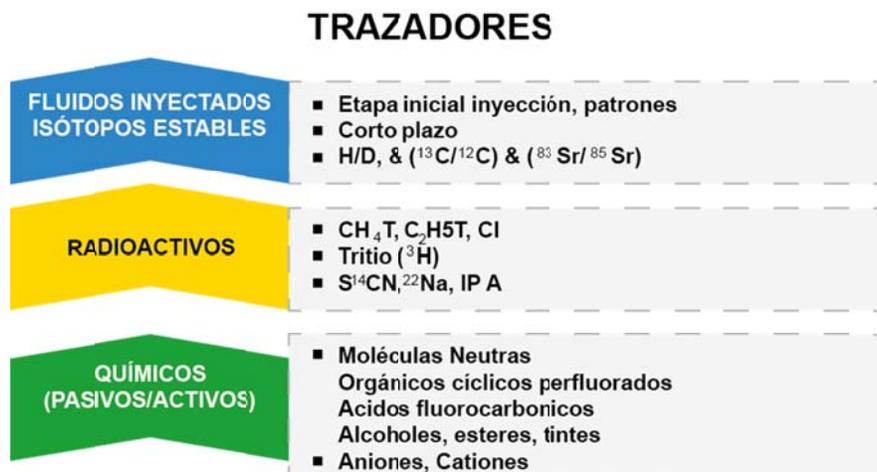


Fig. VI.24. Ejemplos de productos utilizados como trazadores.

VI.2.9.2. Fase de campo

El paso siguiente es la fase de campo, que se divide en dos etapas: la etapa de inyección y la etapa de muestreo y análisis. Se inicia con la toma y análisis de un conjunto de muestras para determinar la concentración del (los) producto (s) en el yacimiento antes de la inyección, si existieran, y constituyen el último control en la selección del trazador y el primero en la etapa de campo.

Etapa de inyección.

La etapa de inyección está constituida básicamente por tres pasos:

1. Elaboración del protocolo de inyección:
 - ❖ Revisión del (los) Pozo(s) Inyector(es).
 - ❖ Revisión y preparación de los equipos de inyección.

- ❖ Definición del esquema de inyección.
- ❖ Elaboración y presentación del informe de trabajo seguro.

2. Trabajo de inyección.

3. Deshecho de materiales sobrantes.

Monitoreo y análisis.

Esta etapa, aunque forma parte de la fase de campo, tiene sus bases en el análisis de yacimiento, que es parte del diseño de una prueba de trazadores, y es fundamental en el éxito de una prueba, pues un buen diseño e inyección de trazadores puede ser absolutamente inútil si el monitoreo de producción no se adecua a las necesidades del proyecto de recuperación adicional, a las características del yacimiento, al estado de los pozos inyectoros y productores y al comportamiento del yacimiento.

Los parámetros mencionados son, en su mayoría, dinámicos, y por lo tanto, el proceso de monitoreo y análisis tiene que ser flexible, debe dar seguimiento al proyecto y puede sufrir modificaciones continuas para adaptarse a la respuesta del campo y a los resultados obtenidos. En esta etapa se incluye:

1. Diseño de las estrategias de monitoreo:

- ❖ Elaboración del protocolo de monitoreo, que incluye los pozos a ser muestreados, frecuencia de muestreo, fecha de cada toma de muestras, selección de muestras para análisis y trazador a ser analizado en cada muestra.
- ❖ Revisión y actualización continua del protocolo de monitoreo, actividad conjunta con el ingeniero del programa de recuperación adicional e ingeniero del yacimiento del campo en estudio.

2. Toma de muestras: de acuerdo a las medidas de seguridad establecidas y siguiendo el protocolo de monitoreo diseñado en el punto 1, manteniendo un archivo de control de las mismas que permitan su correcta identificación.

3. Análisis de las muestras: generalmente en laboratorios especializados, seleccionados en la etapa de diseño. Requiere proporcionar resultados en tiempos razonables para que puedan ser incorporados a las decisiones operativas durante el tiempo del proyecto y poder actualizar el protocolo de monitoreo.

4. Control de calidad de los resultados analíticos: mediante la realización de pruebas ciegas de muestras, para evaluar la calidad de los datos y/o realizar el cotejo de los datos analíticos con producción.

CONCLUSIONES

Se ha revisado de manera exhaustiva el tema de modelado de pruebas de trazadores, para lo cual primero se ha describió el uso, las aplicaciones en el mundo, el tipo de análisis empleado (cualitativo, analítico o numérico) y se resumieron las aplicaciones en campos de México.

Derivado de los análisis discutidos en este trabajo, en los que se analiza lo crítico que es para el éxito de una prueba de trazadores la etapa del diseño, se propuso adoptar una metodología empleada en el análisis integral de pruebas de trazadores, con la finalidad de cubrir cada uno de los aspectos involucrados en este tipo de pruebas; esta metodología fue desarrollada por Ramírez-Sabag (2008), dado que no existía reportada en la literatura para el diseño, operación e interpretación, que se fundamente en elementos técnicos, así como en procedimientos explícitos, con los cuales se garantice un diseño apropiado de esta prueba.

El modelado de trazadores, ya sea analítico o numérico se ha presentado de forma detallada, y se concluye en esta sección la importancia de contar con modelos, que permitan un diseño de la prueba antes de realizarla, así como de ayudar a la interpretación después del ajuste de los resultados obtenidos en campo.

De los casos de campo se obtuvieron las conclusiones siguientes:

- 1) Las pruebas de trazadores realizadas en tres áreas diferentes del Campo Tamaulipas – Constituciones, demostraron ser muy útiles para seguir el comportamiento del frente de agua inyectado en el yacimiento.
- 2) La comparación de los resultados de las pruebas de trazadores en años diferentes indican que a medida que madura el proyecto de inyección de agua, la irrupción del frente es más rápida y menos homogénea respondiendo principalmente a la distribución y comportamiento de los puntos de drenaje alrededor del pozo inyector.
- 3) Los resultados del Tritio en el arreglo C134 evidencian la existencia de comunicación vertical entre las formaciones JSA y KTIA, probablemente como resultado de la comunicación mecánica en los pozos, dada la existencia del sello representado por la formación Pimienta entre las dos formaciones.

- 4) Se detectó una irrupción de los fluidos en KTIA (comunicación vertical en los pozos) más tardía y en menor porcentaje que la irrupción en JSA en la misma zona; hecho que debe ser tomado en cuenta para la estrategia de análisis de objetivos, diseño y sobre todo actualización del protocolo de monitoreo para la prueba de trazadores en el Área Piloto.
- 5) Las evidencias de una rápida irrupción del agua inyectada obtenidas tanto de programas de trazadores realizados en los años 90's, como de la inyección de fluidos de desecho en pozo del campo Tamaulipas – Constituciones, tienen que ser consideradas cuando se diseña el protocolo de monitoreo de un programa de trazadores en el mismo campo, a fin de evitar pérdida de información.
- 6) Es importante el análisis de los parámetros de yacimiento y el comportamiento de producción/inyección del área en todas las etapas de un programa de trazadores, desde el diseño hasta el monitoreo e interpretación de resultados.
- 7) No se detectaron cambios en la emanación de agua del pozo C1001 durante las tres semanas del proceso de cierre de pozos inyectoros en el mismo arreglo, ni posteriormente cuando se cerraron los del segundo anillo en el Área Piloto.
- 8) El agua que se filtra en el C1001 proviene del agua inyectada en el yacimiento, ya sea como consecuencia de una acumulación somera producto de las filtraciones por problemas mecánicos en los pozos y que se fue formando durante la vida del proyecto de recuperación adicional o bien, por efecto de la inyección actual.
- 9) Los resultados de los análisis químicos del agua no fueron suficientes para discriminar el origen del agua encontrada en el pozo C1001.
- 10) El programa de trazadores planeado en el Área Piloto y su monitoreo en el pozo C1001 permitiría identificar el origen del agua de las emanaciones, en caso de que irrumpa en este pozo. De ser así se determinará específicamente la fuente del agua y el pozo origen de la misma; en caso de no irrumpir se comprobara que el agua no procede de la inyección actual en los pozos cercanos.
- 11) Se seleccionó un esquema de seis pozos con seis trazadores para el programa de trazadores planificado para el Área Piloto.

- 12) Debido a la comunicación mecánica, existente en el Pozo C195T y determinada por pruebas de presión en el pozo, se recomienda inyectar en TP que es la que inyecta en JSA, con un gasto de casi 4 veces mayor que el de TR y es la de mayor presión.
- 13) Se presenta un protocolo de monitoreo diseñado para el programa de trazadores que se propone llevar a cabo en el Área Piloto del campo Tamaulipas – Constituciones. Este protocolo de monitoreo debe ser actualizado continuamente respondiendo a cambios en las operaciones y a los resultados parciales que se van obteniendo.
- 14) La revisión y análisis de las pruebas de trazadores realizadas en el yacimiento Sitio Grande permite obtener las siguientes conclusiones:
- ❖ La definición de una estrategia de monitoreo con objetivos claramente definidos es fundamental en el éxito de un programa de trazadores y en la utilidad de sus resultados para el seguimiento de los fluidos inyectados y la caracterización del yacimiento en estudio.
 - ❖ La participación de los profesionistas del yacimiento en un programa de trazadores es imprescindible para el éxito del mismo, desde la estrategia en la definición de objetivos hasta la ejecución y monitoreo de la prueba para garantizar un estricto control de calidad del trabajo.
 - ❖ La utilidad de la prueba de trazadores converge en dos vertientes: monitoreo y caracterización; para ambas se requiere seguir un “protocolo de monitoreo” que especifique pozos, número y frecuencia de muestreo y análisis. Este protocolo es dinámico y debe ser cotejado con el ingeniero de yacimientos y producción periódicamente. Cuando el objetivo es el monitoreo, la frecuencia y tiempo de respuesta de los análisis de las muestras tiene que ser a corto plazo de tal manera que la información pueda ser incorporada continuamente a la estrategia de explotación.
 - ❖ La simulación de los resultados del ^{14}C fue un éxito, demostrándose la utilidad de la información del monitoreo de trazadores como soporte a la calibración del modelo del yacimiento, de aquí que se proponga su aplicación en el programa de CO_2 actualmente en operación en el yacimiento Sitio Grande.
 - ❖ Conocer si existe el trazador, y en qué cantidad en el yacimiento antes de su inyección es determinante en las etapas de diseño e interpretación de una prueba. Se recomienda obtener esta información mediante el análisis de muestras representativas del área de estudio.
 - ❖ Los resultados de los análisis de las muestras obtenidas durante las primeras etapas de la prueba de 1997 indican mínima concentración residual del tritio inyectado en la prueba de 1983.
 - ❖ La discontinuidad del proyecto de trazadores inyectado en 1997 impidió conocer el destino del Tritio inyectado en esa oportunidad, su comportamiento y su efecto sobre el programa del 2002.

- ❖ Los perfiles de producción de las pruebas de trazadores del programa del 2003 muestran una coincidencia en la forma y relaciones pico – fondo (pico – base) entre los dos trazadores en todos los pozos. Este mismo fenómeno se repite en los perfiles de un mismo trazador en todos los pozos analizados.
 - ❖ Las características de los perfiles, los bajos volúmenes inyectados de agua para movilizar el pulso marcado y el cierre del inyector casi inmediatamente después de la inyección, generan una serie de interrogantes sobre el comportamiento en el yacimiento de los pulsos radioactivos inyectados y, en consecuencia del principal objetivo del estudio.
- 15) El monitoreo constante del proyecto de inyección de CO₂ en el Campo Sitio Grande permitió definir la línea base de este compuesto al inicio del proyecto de recuperación adicional por inyección continua de CO₂ y luego utilizarlo exitosamente como trazador para monitorear el comportamiento del frente durante los primeros 10 meses del proyecto.
- 16) Los tres valores diferentes de concentración base, obtenidos para el CO₂ en los productores se atribuyen al efecto del gas inyectado en los pozos sometidos a sistema artificial de producción (bombeo neumático).
- 17) El análisis del comportamiento del CO₂ como trazador permitió identificar:
- ❖ El efecto del inyector SG-911 sobre los pozos SG-1021 y SG-1001.
 - ❖ La irrupción del frente de CO₂ inyectado en el pozo SG-801 en el productor SG-70. Esta irrupción corrobora los resultados del modelo de simulación actual del yacimiento.
 - ❖ El perfil de producción de CO₂ en el SG-70 muestra características que reflejan el efecto cíclico de la inyección.
 - ❖ Los pozos SG-921 y SG-80 no están afectados por la inyección de CO₂.
 - ❖ La falta de irrupción del CO₂ en el pozo productor SG-90 del inyector podría ser consecuencia de la ubicación del intervalo productor, por lo cual se sugiere su revisión en el modelo actual del yacimiento.
- 18) Los resultados obtenidos hasta la fecha justifican mantener el muestreo y análisis del CO₂ en los pozos productores a intervalos regulares de una semana o, máximo dos, para corroborar los perfiles obtenidos hasta la fecha, las irrupciones y el efecto de cada inyector sobre los productores.

- 19) Los diseños aquí presentados deben de revisarse al momento de tomar la decisión de realizar la prueba de inyección de trazadores para hacer las modificaciones necesarias, de acuerdo al estado del proyecto de inyección de CO₂ y del campo mismo.
- 20) Existe una gran variedad de objetivos que se pueden cumplir con las pruebas de inyección de trazadores, por lo que si se tiene otro objetivo no mencionado en esta tesis, se puede llevar a cabo su diseño específico para que proporcione resultados útiles.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Abbaszadeh-Dehghani, M. 1982. Analysis of Unit Mobility Ratio Well-to-Well Tracer Flow to Determine Reservoir Heterogeneity. PhD dissertation, Stanford University, Stanford, California.
2. Abbaszadeh-Dehghani, M. y Brigham, W.E. 1984. Analysis of Well-to-Well Tracer Flow to Determine Reservoir Layering. *J. Pet Tech* **36** (10): 1753-1762. SPE-10760-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/10760-PA>.
3. Abernathy, S.E., Woods, S.E. y Taylor, J.L III. 1994. Radioactive Tracers in Oil and Gas Production: Practical Considerations in the 1990's. Artículo SPE 27236, presentado en SPE Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production Conference, Jakarta, Indonesia, enero 25-27. <http://dx.doi.org/10.2118/27236-MS>.
4. Agca, C., Pope, G.A. y Sepehrnoori, K. 1990. Modeling and Analysis of Tracer Flow in Oil Reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* **4** (1): 3-19. [http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105\(90\)90042-2](http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105(90)90042-2).
5. Ali, A., Chatzichristos, C., Aurdal, T. y Muller, J. 2000. Tracer Simulation to Improve the Reservoir Model in the Snorre Field. Artículo SPE 64796, presentado en SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, Pekín, China, noviembre 7-10. <http://dx.doi.org/10.2118/64796-MS>.
6. Allison, S.B., Pope, G.A. y Sepehrnoori, K. 1991. Analysis of Field Tracer for Reservoir Description. *J. Pet. Sci. Eng.* **5** (2): 173-186. [http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105\(91\)90066-V](http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105(91)90066-V).
7. Amix, J.W., Bass Jr., D.M. y Whiting, R.L. 1960. *Petroleum Reservoir Engineering*. New York: McGraw-Hill.
8. Argüello, L. y Rodríguez, G. 2005. Water Analysis Results. Reservoir Laboratory, Exploitation Design Coordination, Altamira, Integral Asset Poza Rica-Altamira, Mexico.
9. Asadi, M. 2005. Technical Proposal of Interwell Tracer Program, Tamaulipas-Constituciones Field Pilot Area. ProTechnics, Houston, Texas.
10. Asgarpour, S. y Todd, M.R. 1988. Evaluation of Volumetric Conformance for Fenn-Big Valley Horizontal Hydrocarbon Miscible Flood. Artículo SPE 18079, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, octubre 2-5. <http://dx.doi.org/10.2118/18079-MS>.
11. Audemard, N., Briones, M. y Meza, E. 2005. Check and Analysis of Tracer Programs Carried Out in Tamaulipas-Constituciones Field. COMESA-PEMEX.
12. Aurdal, T., Cheng, N., Sagen, J. y Muller, J. 2001. History Matching of Gas Tracer Data to Identify and Estimate Gas Storage Volumes in a North Sea Oil Field. Artículo 2001-112, presentado en Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, junio 12-14.

13. Baker, R.O., Bora, R., Schechter, D., McDonald, P., Knight, W.H., Leonard, P. y Rounding, C. 2001. Development of a Fracture Model for Spraberry Field, Texas USA. Artículo SPE 71635, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Louisiana, septiembre 30-octubre 3. <http://dx.doi.org/10.2118/71635-MS>.
14. Beler, R.A. y Sheely, C.Q. 1988. Tracer Surveys to Identify Channels for Remedial Work Prior to CO₂ Injection at MCA Unit, New Mexico. Artículo SPE 17371, presentado en SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 17-20. <http://dx.doi.org/10.2118/17371-MS>.
15. Brigham, W. y Smith, D.H. Jr. 1965. Prediction of Tracer Behavior in Five-Spot Flow. Artículo SPE 1130, presentado en Conference on Production Research and Engineering, Tulsa, Oklahoma, mayo 3-4. <http://dx.doi.org/10.2118/1130-MS>.
16. Calhoun, T.G. II y Hurford, G.T. 1970. Case History of Radioactive Tracer and Techniques in Fairway Field. *J. Pet Tech***22** (10): 1217-1224. SPE-2853-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/2853-PA>.
17. Cheung, S., Edwards, A. y Howard, J. 1999. A Novel Approach to Interwell Tracer Design and Field Case History. Artículo SPE 56610, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, octubre 3-6. <http://dx.doi.org/10.2118/56610-MS>.
18. Datta-Gupta, A., Lake, L.W., Pope, G.A. y King, M.J. 1995. A Type-Curve Approach to Analyzing Two-Well Tracer Test. *SPE Form Eval***10** (1): 40-48. SPE-24139-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/24139-PA>.
19. Deeds, N.E., Mckinney, D.C. y Pope, G.A. 2000. Laboratory Characterization of Non-Aqueous Phase Liquid/Tracer Interaction in Support of a Vadose Partitioning Interwell Tracer Test. *J. Contam. Hydrol.***41** (1-2): 193-204. [http://dx.doi.org/10.1016/S0169-7722\(99\)00058-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0169-7722(99)00058-3).
20. D'Hooge J.A., Sheely, C.Q. y Williams, B.J. 1981. Interwell Tracers - An Effective Reservoir Evaluation Tool: West Sumatra Fields Results. *J. Pet Tech***33** (5): 779-782. SPE-8434-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/8434-PA>.
21. Du, Y. y Guan, L. 2005. Interwell Tracer Tests: Lessons Learned from Past Field Studies. Artículo SPE 93140, presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, abril 5-7. <http://dx.doi.org/10.2118/93140-MS>.
22. Dugstad, O., Aurdal, T., Galdigal, C. y Torgensen, H.J. 1999. Application of Tracers to Monitor Fluid Flow in the Snorre Field: A Field Study. Artículo SPE 56427, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, octubre 3-6. <http://dx.doi.org/10.2118/56427-MS>.
23. Dwarakanath, V., Deeds, N. y Pope, G.A. 1999. Analysis of Partitioning Interwell Tracer Test. *Environ. Sci. Technol.***33** (21): 3289-3836. <http://dx.doi.org/10.1021/es990082v>.
24. Exploitation Desing Coordination, Altamira. 2005. Mechanical Conditions of Producing Well. Integral Asset Poza Rica-Altamira, Mexico.

25. Exploitation Design Coordination, Altamira. 2005. Plan for Detection and Control of Water Leak in Well C1001 Area. Integral Asset Poza Rica-Altamira, Mexico.
26. Exploitation Design Coordination, Altamira. 2005. Reengineering Project of Secondary Recovery System of Tamaulipas-Constituciones Field. Integral Asset Poza Rica-Altamira, Mexico.
27. Falconi, G., Pérez, E., Reyes, M. y Cruz, J. 2003. Pruebas de Trazadores Radioactivos en el Campo Sitio Grande CDE: conclusiones. Reporte Final, Instituto Mexicano del Petróleo, México, D.F.
28. Flag, A.H., Myers, J.P., Campbell, J.L.P., Terry, J.M. y Mardock, E.S. 1955. Radioactive Tracers in Oil Production Problems. En *Transactions of the Society of Petroleum Engineers*, Vol. 204, 1-6. Richardson Texas: Society of Petroleum Engineers.
29. Ford, W.O. Jr. 1966. Some Case Histories of Remedial Work Resulting from Water Tracer Surveys. *J. Pet Tech***18** (7): 791-797. SPE-1429-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1429-PA>.
30. Gesink, J.C.J., van-den-Bergen, E.A., de Monchy, A.R., Rijnders, J.P. y Soet, J. 1985. Use of Gemma Ray-Emitting Tracers and Subsequent Gamma Ray Logging in an Observation Well to Determine the Preferential Flow Zones in a Reservoir. *J. Pet Tech***37** (4): 711-719. SPE-12185-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/12185-PA>.
31. Hernández, C., Álvarez, C., Saman, A., De Jongh, A. y Audemard, A. 2002. Monitoring WAG Pilot at VLE Field, Maracaibo Lake, by Perfluorocarbon and Fluorinated Benzoic Acids Tracer. Artículo SPE 75259, presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 13-17. <http://dx.doi.org/10.2118/75259-MS>.
32. Holditch, S.A., Holcomb, D.L., and Rahim Z. 1993. Using Tracer to Evaluate Propped Fracture Width. Artículo SPE 26922, presentado en SPE Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pensilvania, noviembre 2-4. <http://dx.doi.org/10.2118/26922-MS>.
33. Hutchins, R.D., Dovan, H.T. y Sandiford, B.B. 1991. Aqueous Tracers for Oilfield Applications. Artículo SPE 21049, presentado en SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Anaheim, California, february 20-22. <http://dx.doi.org/10.2118/21049-MS>.
34. Illiassov, 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-PA>.
35. Illiassov, P.A., Datta-Gupta, A. y Vasco, D.W. 2001. Field-Scale Characterization of Permeability and Saturation Distribution Using Partitioning Tracer Test: The Ranger Field, Texas. Artículo SPE 71320, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Louisiana, septiembre 30-octubre3. <http://dx.doi.org/10.2118/71320-MS>.
36. Instituto Mexicano del Petróleo. 1991. Multitrace Study in Tamaulipas-Constituciones Field. Final Report, Mexican Petroleum Institute, Nuclear Technology Department.

37. Jin, M., Delshad, M., Dwarakanath, V., et al. 1995. Partitioning Tracer Test for Detection, Estimation, and Remediation Performance Assessment of Subsurface Nonaqueous Phase Liquids. *Water Resour. Res.***31** (5): 1201-1211. <http://dx.doi.org/10.1029/95WR00174>.
38. Jonason, H.P. 1987. Reservoir Surveillance Program: Judy Creek Beaverhill Lake “A” Pool Hydrocarbon Miscible Flood. *J. Cdn. Pet. Tech.***26** (6). SPE-87-06-06. <http://dx.doi.org/10.2118/87-06-06>.
39. Juprasert, M.S., Haught, M.B., and Schoell, M. 1999. Prediction of Steamflood Performance Using Carbon Isotope Signatures of CO₂. Artículo SPE 54617, presentado en SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, mayo 26-28. <http://dx.doi.org/10.2118/54617-MS>.
40. Kass, W. 1998. *Tracing Technique in Geohydrology*. Rotterdam: A.A. Balkema.
41. Kleven, R., Hovring, O., Opdal, S.T., Bjornstad T., Dugstad, O. y Hundere, I.A. 1996. Non-Radioactive Tracing of Injection Gas in Reservoirs. Artículo SPE 35651, presentado en SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canadá, abril 28-mayo 1. <http://dx.doi.org/10.2118/35651-MS>.
42. Kranjc, A., ed. 1997. *Tracer Hydrology 97: Proceedings of the 7th International Symposium on Water Tracing*, Portoroz/Slovenia, 26-31 may. Rotterdam: A.A. Balkema.
43. Kuehne, D.L., Ehman, D.I., Emanuel, C.F. y Magnani, C.F. 1990. Design and Evaluation of a Nitrogen-Foam Test. *J. Pet Tech***42** (4): 504-512. SPE-17381-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/17381-PA>.
44. León, A., Meza, E. y Vargas, A. 2005. Condiciones Originales del CO en el Campo Sitio Grande. Reporte Técnico, PEP-SCTET-GEY.
45. Lichtenberger, G.L. 1991. Field Application 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>.
46. McGee, J.H. 1987. The Jobo Steamflood Project: Evaluation of Results. *J. Pet Tech***39** (10): 1261-1268. SPE-15649-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/15649-PA>.
47. McGuire, P.L., Spence, A.P. y Redman, R.S. 2000. Performance Evaluation of a Mature Miscible Gas Flood at Prudhoe Bay. Artículo SPE 59326, presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 3-5. <http://dx.doi.org/10.2118/59326-MS>.
48. McGuire, P.L., Spence, A.P. y Redman R.S. 2001. Performance Evaluation of a Mature Miscible Gasflood at Prudhoe Bay. *SPE Res Eval & Eng***4** (4): 318-326. SPE-72466-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/72466-PA>.
49. McIntyre, F.J., Polkowski, G.A., Bron, J. y Pow, M.J. 1988. Radioactive Tracer Monitor Solvent Spreading in Rainbow Vertical Hydrocarbon Miscible Flood. *SPE Res Eng***3** (1): 273-280. SPE-14440-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/14440-PA>.

50. McLaughlin, J.S. 1996. Radioactive Tracers: Review of Principle Factors in Design and Application. Artículo SPE 35233, presentado en Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, marzo 27-29. <http://dx.doi.org/10.2118/35233-MS>.
51. Mares, E. 2005. Modelo Estático del Campo Sitio Grande, Sección Estructural. PEP-RS-AI Muspac-CDE.
52. Mariner, P.E., Jin, M., Studer, J.E., et al. 1999. The First Vadose Zone Partitioning Interwell Tracer Test for Nonaqueous Phase Liquid and Water Residual. *Environ. Sci. Tech.* **33** (16): 2825-2828. <http://dx.doi.org/10.1021/es9901720>.
53. Mayne, C.L. y Pendleton, R.W. 1985. Fordoche: An Enhanced Oil Recovery Project Utilizing High-Pressure Methane and Nitrogen Injection. Artículo SPE 14058, presentado en SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Pekín, China, marzo 17-20. <http://dx.doi.org/10.2118/14058-MS>.
54. Melo, M.A., De Holleben, C.R. y Alemeida, A.R. 2001. Using Tracer to Characterize Petroleum Reservoirs: Application to Carmopolis Field, Brazil. Artículo SPE 69474, presentado en SPE Latin and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires Argentina, marzo 25-28. <http://dx.doi.org/10.2118/69474-MS>.
55. Mercado, M., Pérez, C.E., Asadi, M. y Casas, D.R. 2003. Gas Flood-Flow Pattern Evaluation: A Successful Interwell Field Study. Artículo SPE 81005, presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Puerto España, Trinidad y Tobago, abril 27-30. <http://dx.doi.org/10.2118/81005-MS>.
56. Nagel, R.G., Hunter, B.E., Peggs, J.K., Fong, D.K. y Mazzocchi, E. 1990. Tertiary Application of a Hydrocarbon Miscible Flood: Rainbow Keg River "B" Pool. *SPE Res Eng* **5** (3): 301-308. SPE-17355-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/17355-PA>.
57. Nájera, J. 1973. Application of Tritium as Tracer in Tamaulipas-Constituciones Field. 73BH/132 Instituto Mexicano del Petróleo.
58. Ohno, K., Nanba, T. y Horne, R.N. 1987. Analysis of an Interwell Tracer Test in a Depleted Heavy-Oil Reservoir. *SPE Form Eval* **2** (4): 487-494. SPE-13672-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/13672-PA>.
59. Omoregie, Z.S., Vasicek, S.L., Jackson, G.R. y Martinson, L.A. 1988. Monitoring the Mitsue Hydrocarbon Miscible Flood-Program Design, Implementation and Preliminary Results. *J. Cdn. Pet. Tech.* **27** (6). SPE-88-06-04. <http://dx.doi.org/10.2118/88-06-04>.
60. PEMEX Exploración y Producción. 2007. *Informe Anual 2007, Recuperación Secundaria y Mejorada en México*. México: PEP.
61. Perkins, E.H., Young, B.K., Gunter, W.D. y Turner, J.C. 1992. Evaluation of In-Situ Geochemical Tracers and Their Implication for Production at a South Midway Sunset Heavy Oil Reservoir. Artículo

- SPE 24946, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, DC, octubre 4-7. <http://dx.doi.org/10.2118/24946-MS>.
62. Production and Injection History of Tamaulipas-Constituciones Field. 2005. Exploitation Desing Coordination, Altamira, Integral Asset Poza Rica-Altamira, Mexico.
63. ProTechnics. 2005. Spectra Flood Inter-Well Water Flood Tracers, Chemical ID. ProTechnics, Houston, Texas.
64. Rahim, Z. y Al-Qahtani, M.Y. 2001. Using Radioactive Tracer Long, Production Test, Fracture Pressure Match, and Pressure Transient Analysis to Accurately Predict Fracture Geometry in Jauf Reservoir, Saudi Arabia. Artículo SPE 71650, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Louisiana, septiembre 30-octubre 3. <http://dx.doi.org/10.2118/71650-MS>.
65. Rodge, S.A. 1990. Interpretation of Radioactive Tracer Observations in the Gullfaks Field. Artículo presentado en International Energy Agency Symposium on Reservoir Engineering, Paris, France, octubre 8.
66. Roscoe, B, A. y Lenn C. 1996. Oil and Water Velocity Logging in Horizontal Wells Using Chemical Markers. Artículo SPE 37153, presentado en International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canadá, noviembre, 18-20. <http://dx.doi.org/10.2118/37153-MS>.
67. Saad, N. , Pope, G.A. y Sepehrnoori, K. V. 1989. Simulation of Big Muddy Surfactant Pilot. *SPE Res Eng* 4 (1): 24-34. SPE-17549-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/17549-PA>.
68. Schafer-Perini, A.L. y Wilson, J.L. 1991. Efficient and Accurate Front Tracking for Two-Dimensional Groundwater Flow Models. *Water Resour. Res.* 27 (7): 1471–1485. <http://dx.doi.org/10.1029/91WR00720>.
69. Segen, J., Cvetkovic, B., Brendsdal, E., Halvorsen, G., You, Y.L. y Bjornstad. T. 1996. Reservoir Chemical-Thermal Simulation with Tracers. Artículo SPE 36921, presentado en European Petroleum Conference, Milán, Italia, octubre 22-24. <http://dx.doi.org/10.2118/36921-MS>.
70. Senum G.I., Fajer, R., DeRose, W.E., Harris, B.R. Jr. y Ottaviani, W.L. 1992. Petroleum Reservoir Characterization by Perfluorocarbon Tracers. Artículo SPE 24137, presentado en SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 22-24. <http://dx.doi.org/10.2118/24137-MS>.
71. Shook, G.M., Ansley, S.L. y Wylie, A. 2004. Tracers and Tracer Testing: Design, Implementation, Methods. INEEL/EXT-03-01466, Idaho National Engineering and Environmental Laboratory, Applied Geosciences Department, Idaho Falls, Idaho (enero 2004). <http://www.inl.gov/technicalpublications/Documents/2603379.pdf> (descargado el 4 de enero de 2012).
72. Slichter, C.S. 1905. Field Measurement of the Rate of Movement of Underground Waters. Washington: GPO. <http://archive.org/stream/fieldmeasurement00slic#page/n7/mode/2up>. [Fecha de acceso 18 de abril de 2013].

73. Somaruga, C. 2002. Notas del Curso Trazadores en Campos Petroleros, impartido en el Instituto Mexicano del Petróleo, México D.F., 23-27 de septiembre.
74. Stiles, L.H., Chiquito, R.M., George, C.J. y Long, L.D. 1983. Design and Operation of a Tertiary Pilot: Means San Andreas Unit. Artículo SPE 11987, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, California, octubre 5-8. <http://dx.doi.org/10.2118/11987-MS>.
75. Stringfellow, W., Qinhong, H., TerBerg, R., and Castro, G. 2001. Analyzing Multiple Fluorobenzoate Tracers in the Presence of Interfering Compounds. LBNL-46976, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California.
76. Tang, J.S. 1991. Interwell Tracer Test to Determine Residual Oil Saturation in a Gas-Saturated Reservoir. Part II: Field Applications. *J. Cdn. Pet. Tech.* **30** (4). SPE-91-04-01. <http://dx.doi.org/10.2118/91-04-01>.
77. Tang, J.S. 1992. Interwell Tracer Test to Determine Residual Oil Saturation to Waterflood at Judy Creek Bhl'a'pool. *J. Cdn. Pet. Tech.* **31** (8). SPE-92-08-06. <http://dx.doi.org/10.2118/92-08-06>.
78. Tang, J.S. 1995. Partitioning Tracers and In-Situ Fluid-Saturation Measurements. *SPE Form Eval* **10** (1): 33-38. SPE-22344-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/22344-PA>.
79. Tang, J.S. 2003. Extended Brigham Model for Residual Oil Saturation Measurement by Partitioning Tracer Test. *SPE J.* **10** (2): 175-183. SPE-84874-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/84874-PA>.
80. Tinker, G.E. 1973. Gas Injection With Radioactive Tracer to Determine Reservoir Continuity-East Coalinga Field, California. *J. Pet Tech* **25** (11): 1251-1254. SPE-4184-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/4184-PA>.
81. Tinker, G.E. 1983. Design and Operating Factors that Affect Waterflood Performance in Michigan. *J. Pet Tech* **35** (10): 1884-1892. SPE-11134-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/11134-PA>.
82. Valero, A. 2005. Modelo de Simulación del Campo Sitio Grande. PEP-RS-AI Muspac.
83. Valero, A. y Cruz, A. 2005. Modelo Dinámico del Campo Sitio Grande, Eclipse 300, Simulación de Trazadores. PEMEX y Schlumberger.
84. Vilela, M.A., Zerpa, L.B. y Mengual, R. 1999. Water and Gas Tracer at El Furrial Field. Artículo SPE 53737, presentado en Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, abril 21-23. <http://dx.doi.org/10.2118/53737-MS>.
85. Wagner, O.R. 1977. The Use of Tracers in Diagnosing Interwell Reservoir Heterogeneities-Field Studies. *J. Pet Tech* **29** (11): 1410-1416. <http://dx.doi.org/10.2118/6046-PA>.
86. Wagner, O.R., Beker, L.E. y Scott, G.R. 1974. The Design and Implementation of Multiple Tracer Program for Multifluid, Multiwell Injection Projects. Artículo SPE 5125, presentado en Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston, Texas, octubre 6-9. <http://dx.doi.org/10.2118/5125-MS>.

87. Watkins, J.W. y Mardock, E.S. 1954. Use of Radioactive Iodine as a Tracer in Water-Flooding Operations. *J. Pet Tech* **6** (9): 117-124. SPE-349-G. <http://dx.doi.org/10.2118/349-G>.
88. Willhite, G.P. 1986. *Waterflooding*, Vol. 3. Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.
89. Wood, K.N., Lai, F.S. y Heacock, D.W. 1993. Water Tracing Enhances Miscible Pilot. *SPE Form Eval* **8** (1): 65-70. SPE -19642-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/19642-PA>.
90. Wood, K.N., Tang, J. y Lukasavitch, R. 1990. Interwell Residual Oil Saturation at Leduc Miscible Flow. Artículo SPE 20543, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Louisiana, septiembre 23-26. <http://dx.doi.org/10.2118/20543-MS>.
91. Yang, D., Cui, H., Zhang, Q., Li, L. y Wu, Z. 2000. Tracer Technology for Water-Alternating-Gas Miscible Flooding in Pubei Oil Field. Artículo SPE 62847, presentado en SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, junio 19-23. <http://dx.doi.org/10.2118/62847-MS>.
92. Yang, D., Zhang, Q., Cui, H., Feng, H. y Li, L. 2000. Optimization of Multivariate Production- Injection System for Water-Alternating-Gas Miscible Flooding in Pubei Oil Field. Artículo SPE 62856, presentado en SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, junio 19-23. <http://dx.doi.org/10.2118/62856-MS>.
93. Yibirin, J.G. y McGee, J.H. 1988. The Jobo Steamflood Project: A Preliminary Evaluation of Results. Artículo SPE 17388, presentado en SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 16-21. <http://dx.doi.org/10.2118/17388-MS>.
94. Zemel, B. 1996. *Tracers in the Oil Field*. Amsterdam: Elsevier.