

**METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO Y EVALUACIÓN DE PRUEBAS
DE TRAZADORES ENTRE POZOS COMO HERRAMIENTA
COMPLEMENTARIA EN LA CARACTERIZACIÓN DE
YACIMIENTOS: ESTADO DEL ARTE.**

**GERMÁN ORLANDO PÉREZ LÓPEZ
JULIO CESAR PATIÑO SÁNCHEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTENDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO –QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2006**

**METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO Y EVALUACIÓN DE PRUEBAS
DE TRAZADORES ENTRE POZOS COMO HERRAMIENTA
COMPLEMENTARIA EN LA CARACTERIZACIÓN DE
YACIMIENTOS: ESTADO DEL ARTE.**

**GERMÁN ORLANDO PÉREZ LÓPEZ
JULIO CESAR PATIÑO SÁNCHEZ**

**Trabajo de Grado Presentado Como Requisito Para Optar el Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS.**

**Director
Ing. M. Sc., NICOLÁS SANTOS SANTOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO –QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2006**

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Nicolás Santos Santos, Director del proyecto, porque sin su valiosa colaboración no hubiese sido posible la realización de este proyecto.

Andrés Felipe Castaño Agudelo, quien desde la distancia nos aportó un conocimiento más detallado del progreso de esta nueva tecnología en nuestro país.

Emiliano Ariza y Aristóbulo Bejarano, por ayudar a fijarle norte al estudio realizado.

Jorge Luís Grosso, por su contribución e invaluable apoyo.

Olga Patricia Ortiz y Oscar Vanegas, por su oportuna colaboración

Oscar Arenas, por su asesoramiento.

Samuel Fernando Muñoz y Fernando Enrique Calvete, por los conceptos técnicos y teóricos sugeridos.

Adalberto Barba Pereira, Oscar Valbuena y Víctor Vega, por sus aportes e interés mostrado hacia el tema.

Edelberto Hernández Trejos, por su aporte intelectual y ayuda incondicional

Al Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos, por su colaboración en la parte técnica e investigativa.

A las diferentes compañías como BP COLOMBIA, PETROBRÁS, HOCOL, ANH, WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED y GROUP CRAVO LTDA, por su amplia colaboración y disposición de los medios necesarios requeridos para el desarrollo del proyecto.

A amigos y compañeros, en especial al selecto grupo de auxiliares y Ex auxiliares del Centro de Computo Ingeniería de Petróleos CCIP, por su constante colaboración durante la realización de este trabajo.

A Lili, por su colaboración que en el transcurso de nuestra carrera y porque nos quedo bien copiado.

DEDICATORIA

A DIOS, por iluminarme el camino a seguir.

A mis padres Hernando y Aracely, quienes con su innegable colaboración, apoyo y paciencia, han hecho posible la realización de este proyecto, y a quienes les debo lo que hoy soy.

A mis hermanos Sandra, Alonso, Liliana, Luís y Consuelo, por apoyarme y ayudarme a cumplir mis metas.

A mis sobrinos David, Diego, Paula, Dana, Camila, Karen y Sara por los momentos de esparcimiento, ternura y amor que me brindan.

A Martha Lucia Méndez, porque su amor comprensión y tolerancia, ayudan a darle sentido a mi vida y volver mis sueños realidad.

A mis amigotes... porque con sus valiosos deseos me estimulan a salir adelante.

A Nicolás Santos por su respaldo, confianza y amistad, y porque gracias a su perseverancia hoy estoy presentando este proyecto.

GERMAN

DEDICATORIA

A mi madre Cecilia por su gran amor, su sacrificio, sus enseñanzas, su ejemplo y su paciencia en cada acto de mi vida, lo que me ha motivado a seguir siempre adelante.

A mi hermano Diego Armando y a mi padre Horacio, por su orientación, confianza y sacrificio...

A la niña Maria Fernanda, que tiene un lugar especial en mi corazón.

A mi familia por su valiosa colaboración y apoyo en momentos difíciles.

A los buenos amigos, compañeros y a otras personas que no puedo mencionar, que me apoyaron y colaboraron para llevar a cabo este y otro sinnúmero de proyectos.

JULIO CÉSAR

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES SOBRE TRAZADORES	18
1.1 DEFINICIÓN DE TRAZADOR.	18
1.2 UTILIZACIÓN DE TRAZADORES EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.....	19
1.3 INYECCIÓN DE AGUA Y DE GAS.	20
1.3.1 Inyección de agua.....	21
1.3.2 Inyección de gas.....	21
1.4 PRINCIPIO DEL TRAZADOR IDEAL.....	23
1.5 TRAZADORES DE AGUA Y GAS.....	24
1.5.1 Trazadores de Agua (trazadores acuosos).....	25
1.5.2 Trazadores de gas (trazadores gaseosos).....	27
1.6 CLASIFICACIÓN DE LOS TRAZADORES.....	28
1.6.1 Trazadores Químicos.....	29
1.6.2 Trazadores de partición.....	33
1.6.3 Trazadores Radiactivos.....	38
1.6.4 Otros Trazadores.....	43
1.7 PRUEBA DE INYECCIÓN DE TRAZADORES ENTRE POZOS.....	44
1.7.1 Descripción de la prueba de trazadores.....	47
1.7.2 Reseña Histórica.....	48
1.7.3 Tecnología de trazadores en Colombia.....	53
1.8 FLUJO DE TRAZADORES EN MEDIOS POROSOS.....	54
1.8.1 Modelo de BRINGHAM.....	56
1.8.2 Modelo para el Flujo de Trazadores sometidos a recuperación secundaria.....	59
1.8.3 Tiempo de irrupción o arribo de un trazador.....	62
2. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES ENTRE POZOS	63
2.1. ESTABLECIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DE LA PRUEBA.....	64
2.2 DETERMINACIÓN DEL PROGRAMA DE CAMPO.....	66
2.2.1 Localización de los Pozos Inyectores y Productores.....	66
2.2.2 Determinación del Tipo de Arreglo Inyección-Recuperación.....	67
2.3 SELECCIÓN DEL TIPO DE TRAZADOR.....	71
2.4 DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE TRAZADOR A INYECTAR.....	73

2.5 CRONOGRAMA DE INYECCIÓN DEL TRAZADOR.....	75
2.6 CRONOGRAMA DE MUESTREO.....	76
3. FASE DE OPERACIÓN.....	79
3.1 TRANSPORTE DEL TRAZADOR.....	80
3.2 INYECCIÓN DE TRAZADOR.....	80
3.2.1 Inyección de trazadores de Agua.....	82
3.2.2 Inyección de trazadores de Gas.....	82
3.2.3 Inyección de trazadores de Vapor.....	84
3.3 MUESTREO CON BASE EN EL DISEÑO.....	84
3.4 ANÁLISIS DE MUESTRAS.....	86
4. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	89
4.1 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE IRRUPCIÓN O ARRIBO.....	90
4.2 INTEGRACIÓN DE DATOS.....	97
4.2.1 Modelamiento inverso.....	99
4.2.2 Técnica de Inversión base <i>Streamline</i>	100
4.2.2.1 Simulación <i>streamline</i>	101
5. EJEMPLOS DE PRUEBAS DE CAMPO.....	112
5.1 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.....	112
5.2 DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDAD Y DE SATURACIÓN.....	116
5.3 INYECCIÓN SOLVENTE O MISCIBLE.....	120
5.4 INYECCIÓN DE VAPOR.....	121
5.5 OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA (SIMULACIÓN NUMÉRICA <i>STREAMLINE</i>).....	121
CONCLUSIONES.....	128
RECOMENDACIONES.....	131
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	132
ANEXOS.....	140

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de Desplazamiento del Petróleo por Mecanismos de Recuperación Secundaria	20
Figura 2. Pruebas de Trazadores de Agua y de Gas Reportadas en la Industria del Petróleo.	25
Figura 3. Flujo de Agua a través de un Sistema Linear.	26
Figura 4. Flujo Esquemático de los Trazadores en el Yacimiento.	45
Figura 5. Métodos de Evaluación Utilizados en las Pruebas de Trazadores.	53
Figura 6. Esquema de Inyección “Seven Spot” para Flujo de Trazadores Sometidos a Recuperación Secundaria.	59
Figura 7. Fase de Diseño para la Realización de una Prueba de Trazadores Entre Pozos.	64
Figura 8. Inyección de un Trazador por Pozo Inyector (Inyección Directa).	67
Figura 9. Inyección de Varios Trazadores por un Pozo Inyector (Inyección Selectiva).	68
Figura 10. Inyección de un Trazador por cada Pozo Inyector (Inyección por Malla).	69
Figura 11. Esquema Arreglo Convencional para recuperación de trazadores.	70
Figura 12. Esquema Programa de Perfilamiento Vertical para Recuperación de Trazadores.	70
Figura 13. Operaciones a Realizar en Pruebas de Trazadores Entre Pozos.	79
Figura 14. Configuración de un Pozo Inyector para Inyección Selectiva de Trazadores.	81
Figura 15. Proceso de Inyección de Agua Tritiada.	82
Figura 16. Evaluación e Interpretación de Resultados.	89
Figura 17. Información Básica de una Curva de Irrupción de un Trazador.	91
Figura 18. Curvas de Arribo de Diferentes Trazadores	92
Figura 19. Evaluación del Comportamiento Dinámico del Fluido Asociado a las Heterogeneidades.	96
Figura 20. Flujo de Fluidos y los Ajustes del Modelo Estático Utilizando Líneas de Flujo.	102

Figura 21. Líneas de Flujo y Tiempo de Vuelo, Vista en Planta, en Dos Estudios de un Proceso de Barrido con Agua.	103
Figura 22. Líneas de Flujo y Tiempo de Vuelo, vista 3D.	105
Figura 23. Líneas de Flujo y Tiempo de Vuelo Comunicación entre Capas.	105
Figura 24. Esquema de Conectividades Inyector/Productor (WAF).	106
Figura 25. Diagramas de Eficiencia de Barrido.	106
Figura 26. Esquema de Conectividades Inyector Productor y Volumen Poral Contactado por los Inyectores.	107
Figura 27. Diagrama de Flujo Generalizado para la Inversión Dinámica de Datos Basado en Líneas de Flujo.	110
Figura 28. Inyección de Trazadores en Naricual Inferior (Campo El Furrial).	115
Figura 29. Inyección de Trazadores en Naricual Inferior Superior/Medio (Campo El Furrial).	115
Figura 30. Distribución de la Permeabilidad Después de Ajustar los Tiempos de Llegada de los Picos.	118
Figura 31. Distribución de Permeabilidad Después del Ajuste de la Amplitud.	118
Figura 32. Distribución de la Saturación de Aceite.	119
Figura 33. Distribución de Saturación de Aceite Después del Ajuste de la Amplitud	119
Figura 34. Localización Principales Capas e Inyectores Campo Neuquén.	122
Figura 35. Mapa Isopáquico Capa 97 Campo Neuquén.	122
Figura 36. Caso Base – Ajuste Histórico Global para el Campo Neuquén.	123
Figura 37. Optimización de la Recuperación Secundaria. Extensión del Área Barrida. Campo Neuquén.	124
Figura 38. Caso Base / Escenario 1.1 - Capa 97. Saturación de Petróleo – 2435 días. Campo Neuquén.	125
Figura 39. Escenario 1.1 - Capa 97. TOF / WAF - 2435 días. Campo Neuquén.	125
Figura 40. Escenario 1.6 - Capa 97. Saturación de Petróleo/ WAF – 2435 días.	126

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Cronograma de Muestreo Propuesto Para la Prueba.	76
Tabla 2. Clasificación métodos ópticos en función de su tipo de interacción.	87
Tabla 3. Esquema de Pozos Inyectores y Trazadores para el campo El Furrial.	113
Tabla 4. Diseño del escalamiento de los pozos y trazadores en la prueba.	114
Tabla 5. Caso Base y Escenarios - Capa 97 Agua Inyectada y Petróleo Producido – 2435 días. Campo Neuquén.	127

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Clasificación de los Trazadores más Utilizados en Pruebas de Trazadores Entre Pozos	140
Anexo B. Pruebas de Trazadores Entre Pozos Reportadas en la Literatura	144
Anexo C. Métodos Matemáticos Para la Determinación de la Cantidad de Trazador a Inyectar	147
Anexo D. Métodos de Detección más Utilizados	150

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO Y EVALUACIÓN DE PRUEBAS DE TRAZADORES ENTRE POZOS COMO HERRAMIENTA COMPLEMENTARIA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS: ESTADO DEL ARTE*

AUTORES: GERMÁN ORLANDO PÉREZ LÓPEZ; JULIO CESAR PATIÑO SÁNCHEZ**

PALABRAS CLAVES: Trazador, Caracterización, Heterogeneidad, Irrupción, Adsorción, Dilución, Partición.

La optimización del desarrollo y la explotación de yacimientos en general, y especialmente en los procesos de producción secundaria depende de que tan acertadas sean la definición y caracterización que se disponga de los mismos. Por esta razón, a medida que el yacimiento es producido se evidencia la necesidad de programar actividades como la inyección de trazadores entre pozos (*interwell tracers tests*), buscando la consecución de un modelo integral de yacimiento a partir de las relaciones entre la estructura geológica, las propiedades petrofísicas, el comportamiento de la producción, etc., para su uso final en la simulación dinámica de los mismos.

Los trazadores son sustancias que se introducen en un sistema con el fin de estudiar la evolución temporal y/o espacial de determinado proceso químico, físico, biológico o industrial; a través de su detección o medición. Donde, la información obtenida es considerada como confiable y en muchos de los casos no puede ser obtenida por otra técnica.

Los estudios de trazadores entre pozos permiten entre otros alcances evaluar el comportamiento dinámico de los fluidos de inyección, identificar acumulaciones remanentes de crudo, evaluar eficiencia volumétrica de barrido, definir heterogeneidades de la roca del yacimiento, determinar inyectorios problemáticos en caso de canalización, establecer comunicaciones verticales entre estratos y determinar barreras geológicas y canalizaciones preferenciales de flujo.

El principal alcance de este trabajo es el de verificar el estado actual, a nivel mundial, de la tecnología de inyección de trazadores entre pozos, y, desarrollar una metodología que permita tanto el análisis de este tipo de pruebas de trazadores, a partir de la consideración de todos los aspectos de la información suministrada, como la integración de los resultados en los estudios de caracterización de los yacimientos adelantados por medio de esta tecnología.

* Tesis de Pregrado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos
Nicolás Santos Santos. Ingeniero de petróleo. M. Sc. Febrero de 2006

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR DESIGN AND EVALUATION OF INTERWELLS TRACERS AS A COMPLEMENTARY TOOL IN THE CHARACTERIZATION OF RESERVOIRS: STATE OF THE ART*

AUTHORS: GERMÁN ORLANDO PÉREZ LÓPEZ; JULIO CESAR PATIÑO SÁNCHEZ**

KEY WORDS: Tracer, Characterization, Heterogeneity, Irruption, Adsorption, Dilution, Partition.

The optimization of the development and operation of the general reservoirs, and especially of the secondary production processes to depend on that so guess right been definition and characterization that is had such. Therefore, as the reservoirs is produced to make evident the necessity to program activities like the injection of interwells tracers (interwell tracers tests), searching for the attainment of integral model of reservoirs from the relations between the geologic structure, the petrofísicas properties, and the behavior production, etc., for its final use in the dynamic simulation of such.

The tracers are substances to introduced in system with the purpose to study temporal and/or space the evolution to determine chemical, physical, biological or industrial process; through its detection or measuring. Where, the obtained data is considered as reliable and many cases it cannot be obtained by other technique.

The studies interwell tracers allow among other reaches to evaluate the dynamic behavior of the injection fluids, to identify oil accumulation residue, to evaluate volumetric efficiency sweeping, to define heterogeneities of reservoirs rock, to determine injector's problems of the case canalization, to found contact vertical between in layers and to determine geological obstacle and preferential canalizations of flow.

The main reach of this work is to verify the present state, at World wide level, in the technology of interwell tracers injections, and, to develop methodology that allows analyze interwells tracers tests and considering all the aspects the information provided by this type of tests.

* Degree work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering
Nicolás Santos Santos. Engineer of Petroleum. M. Sc. February de 2006

INTRODUCCIÓN

Actualmente existe un marcado interés mundial en el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan mejorar la calidad de descripción del yacimiento a medida que este se explota. Para cumplir con este objetivo, se implementan actividades que contribuyan a planificar su óptima explotación; mediante procesos que no alteren las condiciones del medio ambiente, brinden seguridad en su operación y confiabilidad de los resultados.

La clave del éxito de estas tareas radica en establecer una buena descripción del yacimiento, que a su vez permita la localización de zonas que han sido pobremente barridas y la integración tanto de las propiedades estáticas de yacimiento como el comportamiento del flujo de fluidos dentro del mismo. En este propósito las pruebas de trazadores entre pozos constituyen una alternativa de gran utilidad con miras a establecer prácticas que logren la caracterización del yacimiento cuando se implementan proyectos de recuperación secundaria y terciaria por inyección de agua y/o gas.

Los trazadores son sustancias que se introducen en un sistema con el fin de estudiar la evolución temporal y/o espacial de determinado proceso físico, químico, biológico o industrial; a través de su detección o medición. Basado en este principio, se han utilizado como un método de seguimiento de los fluidos de inyección durante la realización de procesos de recobro, con el fin de evaluar el comportamiento dinámico de flujo en el modelo en estudio.

Una prueba de trazadores entre pozos debe integrar la información dinámica del yacimiento como las pruebas de presión, la historia de producción, los cortes de agua y los tiempos de irrupción del trazador; con la información estática obtenida por medio de la geología, la estratigrafía y los registros de pozo, entre otras; con el fin de obtener, principalmente, un mayor conocimiento y descripción de las heterogeneidades y la distribución de los fluidos remanentes dentro del yacimiento.

La prueba consiste en la adición de elementos de fácil detección en el fluido a inyectar en uno o varios pozos inyectoros y su posterior recuperación en los pozos productores, a través de un cronograma de muestreo; donde, la información obtenida es considerada como confiable y en muchos de los casos no puede ser obtenida por otra técnica. Las pruebas de trazadores permiten la construcción de

modelos capaces de reproducir el comportamiento real del yacimiento y predecir su comportamiento futuro.

Con la realización de una prueba de trazadores se pretende determinar condiciones dinámicas de los yacimientos; así como la evaluación cuantitativa de los diferentes parámetros de flujo que influyen en los procesos de inyección de fluidos; con miras a identificar acumulaciones remanentes de crudo, calcular, la eficiencia volumétrica de barrido, definir las heterogeneidades en la roca del yacimiento, establecer comunicaciones verticales entre estratos, determinar barreras geológicas, identificar inyector problema en caso de canalización, entre otros; a partir del diseño de un cronograma específico de muestreo, y, del análisis y descripción de los resultados del comportamiento de los fluidos inyectados.

En Colombia, son muy contados los estudios que han incluido la tecnología de inyección de trazadores entre pozos en el cálculo de las heterogeneidades y la distribución de los hidrocarburos dentro del yacimiento. Esto se debe, a la falta de literatura especializada relacionada con el diseño cuantitativo de proyectos del uso de trazadores entre pozos; y, al relativo "alto costo" que representa implementar la tecnología de inyección de un trazador.

El principal alcance de este trabajo es el de verificar el estado actual, a nivel mundial, de las pruebas de trazadores entre pozos, y, proponer una metodología que permita la aplicación de esta tecnología mediante la implementación de tres fases durante el desarrollo de una prueba de inyección de trazadores: el diseño de la prueba; la operación de inyección y toma de muestras; y la evaluación e interpretación de resultados. Además, este proyecto proporcionará una herramienta literaria para mejorar el aprovechamiento de las reservas de hidrocarburos en nuestro país, mediante la evaluación del uso de trazadores entre pozos como estrategia en la caracterización de yacimientos; garantizando la adquisición de información y la transferencia tecnológica.

1. GENERALIDADES SOBRE TRAZADORES

1.1 DEFINICIÓN DE TRAZADOR.

Una definición muy general de trazadores puede ser la de sustancias que se introducen en un sistema con el fin de estudiar la evolución temporal y/o espacial de determinado proceso físico, químico, biológico o industrial; a través de su detección o medición.⁶⁸ De esta forma, estas sustancias se comportan como verdaderas “espías”, que introduciéndose en un sistema de forma desapercibida, brindan información acerca del mismo, a un observador externo. Algunas de las ciencias que adelantan procesos mediante la utilización de trazadores son:⁴⁵

- **Ciencias básicas:** difusión; cinética y equilibrio químico; mecanismos de reacción y transferencia; electroquímica.
- **Medicina:** diagnóstico y tratamiento de enfermedades; estudios metabólicos ó fisiológicos; medición de tiempos y volúmenes de circulación de fluidos biológicos.
- **Biología:** ciclos metabólicos; reacciones de intercambio; estudios de incorporación y traslocación.
- **Agronomía:** estudios de fertilizantes; erosión de suelos; mediciones de humedad y permeabilidad de suelos.
- **Hidrología:** dinámica de sedimentos; estudios de cuencas hídricas subterráneas y de superficie.
- **Industria general:** medición de tiempos de proceso; trazado de movimientos de fluidos; obstrucción; interconexión y pérdida de fluidos en tuberías; corrosión; determinación de volúmenes, masas y caudales.

Los trazadores adquieren definiciones cada vez mas específicas a medida que se determina el área y el tipo de proceso en el cual van a ser utilizados, por ejemplo⁴⁵ en hidrología son definidos como material fácilmente detectable que puede añadirse en pequeñas cantidades al agua superficial o subterránea (en movimiento), para hacer patentes las trayectorias o ayudar en la medición de características de flujo, por ejemplo: velocidad de flujo, tiempos de transito del trazador en el sistema, edad del acuífero, efectos de dilución, etc.

En lo que al estudio de pruebas de trazadores entre pozos se refiere, Se pueden definir⁷⁷ como compuestos de propiedades químicas específicas que disueltos en agua, gas o incluso vapor son inyectados en los pozos con el fin de obtener una

mejor descripción de las características de los yacimientos; estos, pueden ser utilizados en procesos de recuperación secundaria y/o terciaria, durante pruebas piloto de nuevos procesos de inyección de fluidos y/o cuando se desee evaluar cualquier obra de inyección.

1.2 UTILIZACIÓN DE TRAZADORES EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.

Aunque el empleo de trazadores en la industria de los hidrocarburos se extiende desde la petroquímica en la evaluación de torres de destilación y de craqueo catalítico; hasta el estudio de la dinámica de oleoductos y la determinación de explotabilidad de yacimientos; para efectos de este estudio solo se tendrán en cuenta las aplicaciones que permitan determinar el perfil de las propiedades de las formaciones a grandes profundidades, permitiendo inferir las heterogeneidades del yacimiento y la distribución de los hidrocarburos dentro del mismo. Algunos ejemplos concretos que permiten ayudar a lograr técnicas complementarias en la caracterización de yacimientos son ^{45, 77}:

- **Interconexión de pozos:** en este estudio las velocidades de flujo se determinan mediante la aplicación del método de dilución, inyectando un trazador a lo largo de la columna del fluido a inyectar de cada pozo inyector y medir periódicamente su concentración en el pozo `productor. Las direcciones de este flujo se determinan utilizando el método de absorción. Esto, permite planificar mejor las operaciones de producción y obtener más información sobre la vulnerabilidad del yacimiento.
- **Mediciones de caudal:** en la recuperación secundaria de petróleo, se utilizan soluciones diluidas en el fluido de inyección. A lo largo de los meses, se obtienen muestras de los pozos adyacentes, y se establece la conexión entre los mismos.
- **Técnicas de registro de pozo:** consiste en el análisis de la respuesta de la interacción de la radiación Gamma con los materiales que conforman las paredes del pozo
- **Estudio de potencial geotérmico:** busca principalmente la descontaminación de acuíferos a partir de técnicas isotópicas y el estudio de las características dinámicas y del origen de la recarga en sistemas geotérmicos.

El uso de las pruebas de trazadores entre pozos está llegando a ser cada vez más importante para la industria petrolera, como herramienta probada y eficiente, se han utilizado para investigar tanto el funcionamiento del flujo, como los procesos que controlan el desplazamiento de los fluidos dentro del yacimiento. Los datos del trazador se han utilizado para reducir las incertidumbres atribuidas a las

comunicaciones entre pozos, flujo vertical y horizontal, y saturación residual del aceite.

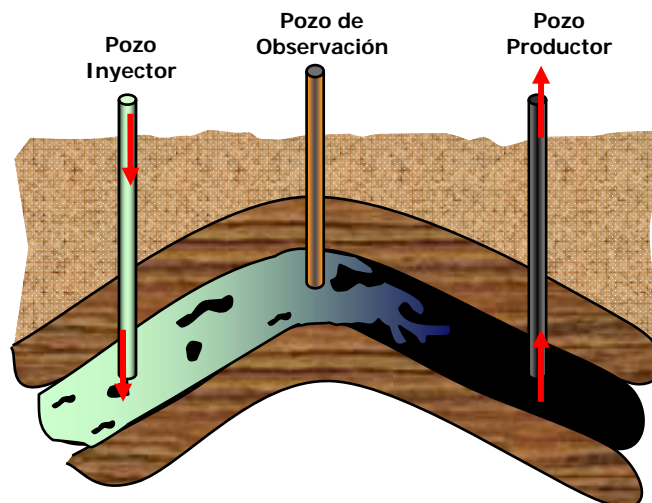
Aunque las pruebas de trazadores en un solo pozo son útiles tanto para determinar la saturación residual del aceite a distancias cercanas del pozo ¹⁸, como para determinar los parámetros que caracterizan la dispersión dentro del yacimiento, este tipo de pruebas en un solo pozo se excluyen de esta revisión.

1.3 INYECCIÓN DE AGUA Y DE GAS.

La etapa inicial de producción del petróleo, después del descubrimiento del yacimiento, se lleva a cabo utilizando los mismos recursos que la naturaleza provee para facilitar la extracción y la salida del crudo a la superficie (generalmente se utiliza la expansión de los componentes volátiles y/o el *pumping* o bombeo forzado para removerlo hacia la superficie).

Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores), como se ilustra en la figura 1.

Figura 1. Esquema de Desplazamiento del Petróleo por Mecanismos de Recuperación Secundaria.



Fuente: Los autores.

Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse bajo condiciones económicamente viables eran el agua, y en ciertos casos el gas natural. Cuando esta inyección, deja de ser efectiva (por la evaluación entre una pequeña extracción de crudo y un elevado costo de la operación), el pozo se encuentra en la etapa final de su historia productiva y por lo tanto se le comienza a suministrar energía química y/o térmica con el fin de aprovecharlo y recuperar al máximo su producción.

1.3.1 Inyección de agua. La inyección de agua es el método de recuperación secundaria más usado en el mundo entero⁵¹ y es reconocido desde 1880 que la inyección de agua dentro de las formaciones almacenadoras de crudo tiene el potencial de mejorar el recobro de aceite debido a las ventajas que ofrece y a la relativa facilidad con que se maneja. El agua, además de presentar una gran eficiencia para desplazar el aceite, es un fluido abundante en la naturaleza, no tiene límites de profundidad, se extiende fácilmente a través de una formación petrolífera y no requiere numerosos costos de almacenamiento.

Si se bombea agua desde los pozos inyectoros, puede mantenerse o incluso incrementarse la presión del yacimiento en su conjunto. Con ello también se puede aumentar el ritmo de producción de crudo; además, el agua desplaza físicamente al petróleo, por lo que aumenta la eficiencia de recuperación. En algunos yacimientos con un alto grado de uniformidad y un bajo contenido en arcilla, la inundación con agua puede aumentar la eficiencia de recuperación hasta alcanzar el 60% o más del petróleo existente. El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos⁵¹.

La inundación con agua, se lleva a cabo por un mecanismo de desplazamiento, proceso en el cual el agua, inmisible con el aceite, pasa a ocupar el lugar de este en los poros de la roca; por lo tanto se hace necesario un conocimiento claro de los mecanismos de desplazamiento por los cuales un fluido es desplazado por otro.

1.3.2 Inyección de gas. El gas es inyectado en un yacimiento por diversas razones, las cuales se pueden clasificar en dos categorías⁸². La primera consiste en el mantenimiento de la presión, incluyendo el desplazamiento con gas (gas flooding) y las operaciones relacionadas. La inyección de gas es común en yacimientos agotados o en proceso de agotamiento, y también representa un método práctico de almacenamiento para el gas producido que no puede ser transportado o quemado. En esta primera categoría también se incluye la

inyección de trazadores de gas para la descripción del yacimiento y para el seguimiento del vapor en proyectos de inyección de vapor. La segunda categoría para la inyección de gas, también es conocida como desplazamiento solvente o desplazamiento miscible (*solvent flooding* o *miscible flooding*), es utilizado para aumentar la cantidad de crudo producido por medio de algún proceso de recobro mejorado.

1.3.2.1 Mantenimiento de la presión. Una cantidad de gas considerable es reinyectada dentro de los yacimientos para mantener su presión, en procesos algo similares a la inyección de agua. Frecuentemente es operado en forma vertical (gravedad estable), debido a la diferencia de densidades; sin embargo, también puede ser utilizado como un desplazamiento horizontal. Estas inyecciones pueden ser marcadas con trazadores para buscar fugas y controlar la distribución del gas inyectado. Unas condiciones similares son observadas en el almacenamiento de gas en yacimientos por re-inyección del gas producido que no puede ser transportado bajo las condiciones presentes.

En esta categoría también se incluye la inyección de vapor, en el cual el vapor es inyectado dentro de la formación con el fin de movilizar el aceite, utilizando el calor para reducir su viscosidad. El calor inyectado también sirve para desplazar el aceite movilizado. La inyección de vapor es generalmente utilizada (pero no restringida) con crudo pesados viscosos. Este tipo de desplazamiento está asociado con el transporte de dos fases separadas: una fase de vapor gaseoso y liviano que tiende a moverse a través de la parte superior de la formación, y una fase de agua líquida condensada más densa la cual tiende a moverse por la parte inferior. Debido a la diferencia de densidad entre el vapor y el condensado, se presenta un perfil vertical en el cual la zona de vapor aumenta con la altura. El condensado se forma continuamente a medida que el vapor se enfría mientras se mueve a través de la formación. En algún momento el frente de vapor irrumpe en un pozo productor formando una zona continua de vapor una vez se presenta la irrupción, el vapor se puede mover a través de esta zona a una velocidad alta, gracias a su baja viscosidad. Diversas sustancias han sido propuestas y utilizadas como trazadores de vapor, sin embargo no se tiene en cuenta que el vapor sufre cambio de fase al ceder su calor³³.

1.3.2.2 Desplazamiento solvente o miscible. Esta categoría se refiere a aquellos métodos de recobro mejorado de crudo, cuya función principal de recobro trabaja extracción, disolución, vaporización, solubilización, condensación o algún otro cambio de comportamiento de fase que involucra el crudo. Otros procesos, tales como la reducción de viscosidad, empujes por gas en solución, e hinchamiento del crudo también pueden ser importantes.

En este método de recobro mejorado (*Enhanced Oil Recovery-EOR*), una mezcla de gases llamados solventes son inyectados dentro del yacimiento para interactuar con el aceite “*in situ*” para formar una fase estable combinada. Los gases inyectados en estos proyectos son generalmente económicos, no reactivos y están disponibles fácilmente. Los gases a inyectar pueden ser algunos hidrocarburos, dióxido de Carbono y Nitrógeno, los cuales pueden formar un banco miscible con el aceite. Este banco miscible se puede formar en un primer contacto o desarrollarse a través de múltiples contactos. Los hidrocarburos utilizados pueden variar desde el metano hasta el gas natural licuado (GNL) ³³.

La inyección miscible ha demostrado ser un método de recobro mejorado efectivo, obteniendo altos índices de recobro del aceite. El proceso miscible resulta en la formación de un banco de aceite que puede propagarse a través del campo debido a la alta movilidad de gas inyectado. Sin embargo, siempre existe el riesgo de perder la miscibilidad, permitiendo que el gas se libere y sobrepase el banco, limitando la efectividad del proceso *EOR*. Esto, puede suceder por diversos mecanismos incluyendo procesos de digitación viscosa y el efecto de la gravedad. También existe la posibilidad de que el aceite y el gas se separen verticalmente debido a la diferencia de densidad entre las fases, a menos que el gas se inyecte desde el tope hacia abajo en una inyección a gravedad estable. Para disminuir la permeabilidad relativa al gas de yacimiento es común alternar la inyección de gas con la inyección de agua con el proceso conocido como *WAG* (*water-alternating-gas*).

El uso de trazadores en este tipo de proyectos representa un método valioso para evaluar el movimiento de los bancos miscibles y su interacción con las propiedades del yacimiento. Muchos procesos han sido reportados en la literatura y en varios se han utilizado trazadores para marcar el gas y el agua inyectados ^{11, 18}. Sin embargo, el análisis de las curvas de respuesta de estos trazadores es principalmente cualitativo en su naturaleza, debido a diversas complicaciones teóricas y prácticas.

1.4 PRINCIPIO DEL TRAZADOR IDEAL ⁴⁵

Un trazador ideal es aquel que permanece en fluido inyectado, viaja a la misma velocidad, es barato, no tóxico, fácil de detectar, no altera la dirección del flujo, es químicamente estable durante el tiempo de duración de los ensayos, no está presente en grandes cantidades dentro del yacimiento y no es filtrado ni absorbido por el medio poroso.

Casi con certeza el trazador ideal no existe, de hecho, es casi imposible encontrar trazadores perfectos para tal prueba, y todos los materiales utilizados son absorbidos o descompuestos en cierta cantidad por los productos químicos presentes en la formación bajo condiciones de alta presión y de alta temperatura de yacimiento. A menudo, se han llevado a cabo estudios de laboratorio para evaluar el funcionamiento de los trazadores disponibles a fin de ser utilizados durante el desarrollo de las pruebas verdaderas; aunque a veces, la correlación entre la prueba de laboratorio y la prueba de campo puede ser difícil, debido a que es casi imposible reproducir todas las condiciones del yacimiento en el laboratorio bajo condiciones científicas.

Sin embargo, ha habido muchos intentos de definir el trazador ideal. Este concepto es útil en la búsqueda y la selección de trazadores ambientales (naturales y artificiales), y principalmente en el desarrollo de modelos matemáticos¹⁷. La definición más común establece que un trazador ideal es una sustancia fácilmente detectable que pondrá de manifiesto las variaciones de velocidad del fluido inyectado, sin que de ninguna manera se modifique las características de transmisión del sistema; además, debe tener una propiedad que lo distinga, de forma que pueda ser fácilmente detectado. Nir y Lewis (1975)⁴⁵, tratando de encontrar una definición general definen el trazador ideal como: “una sustancia que tiene la misma función de respuesta (distribución del tiempo de tránsito) que el fluido inyectado”.

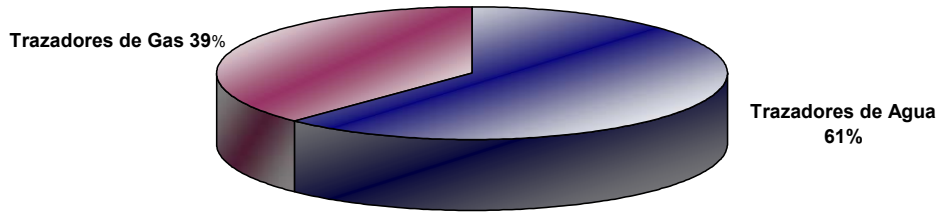
1.5 TRAZADORES DE AGUA Y GAS

Con frecuencia es común encontrar que los trazadores adquieren el nombre del tipo de fluido inyectado. Así, si el fluido inyectado en el proceso de recuperación es el agua, los trazadores adquieren el nombre de trazadores acuosos. Por el contrario si el fluido inyectado es el gas los trazadores son conocidos como trazadores de gas o trazadores gaseosos. Sin embargo existe una clasificación más específica dependiendo del tipo de propiedades químicas del trazador y de su comportamiento dentro del yacimiento (Ver sección 1.6)

Según resultados revelados (Universidad de Texas. 2005)⁶⁵, se ha reportado la realización de 70 estudios que cubren la realización de 43 pruebas a través de

todo el mundo (figura 2), de las cuales el 61% corresponden a trabajos de inyección de agua y el 39% restante a proyectos de inyección de gas.

Figura 2. Pruebas de Trazadores de Agua y de Gas Reportadas en la Industria del Petróleo.



Fuente: Y, DU, "Inter well tracer test: Lessons Learned from Past Field Studies". SPE 93140 Abril 2005.

1.5.1 Trazadores de Agua (trazadores acuosos). Se caracterizan porque generalmente no actúan recíprocamente con otros materiales de la formación, permanecen disueltos en el agua durante todo el proceso y son inmiscibles con el aceite. Básicamente, el concepto de trazador de agua difiere del trazador de gas principalmente en que el trazador de gas puede retardarse al permanecer temporalmente en las fases aceite y agua, fenómeno conocido como partición⁷⁰, viajando a velocidades menores que la del fluido inyectado; en algunas aplicaciones como en la identificación de fugas, este retraso en el tiempo de irrupción o arribo no es crucial.

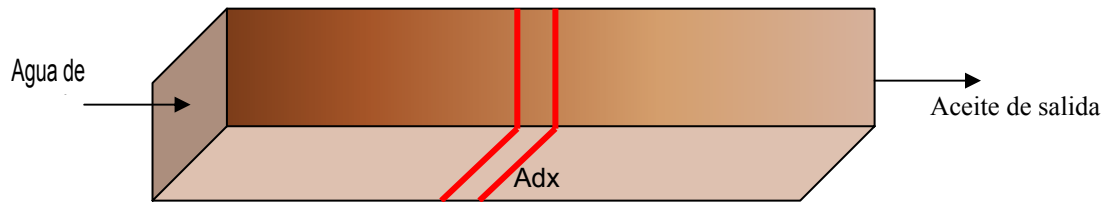
En 1942 Buckley y Leverett presentaron lo que se reconoce como la ecuación básica para describir el desplazamiento inmisible en una dimensión para el agua que desplaza el aceite. La ecuación determina la velocidad del agua para un plano de saturación constante a través de un sistema lineal. Se desprecia el efecto de la gravedad y se asume que el agua y el aceite son inmiscibles e incompresibles y la temperatura es constante, la conservación de masa a través del elemento diferencial Adx (Figura 3), se puede expresar como³⁰.

La rata de flujo entrada –La rata de salida =Incremento en el elemento de volumen

$$\frac{dq}{dx} = A\phi \frac{dS_w}{dt} \quad (1)$$

Donde q : Caudal de flujo a condiciones estándar (STB/día), x : Distancia (ft), A : Extensión áreal del yacimiento (ft²), ϕ : Porosidad (porcentaje), S_w : saturación de agua (porcentaje), t : tiempo (horas).

Figura 3. Flujo de Agua a través de un Sistema Linear.



Fuente: GUAN, L. "Will tracer Move the Same Velocity as its Carrier". SPE 89956.

Apartir de la ecuación (1) e introduciendo la fracción de flujo del agua, se puede conseguir la ecuación de Buckley-Leverett. Esta ecuación, implica que la velocidad de un plano de saturación constante del agua es direccional y directamente proporcional a la derivada del flujo fraccional evaluado para un índice de saturación constante en la inyección del agua.

$$\frac{dx}{dt} = \frac{q}{A\phi} \frac{df_w}{dS_w} \quad (2)$$

Donde f_w Flujo fraccional de agua (porcentaje)

Cuando un trazador ideal de la fase acuosa es agregado para la inyección de agua, la ecuación adimensional para el trazador en la fase acuosa es expresado como:

$$\frac{d}{dt} [\phi S_w C + (1 - \phi)C] + \frac{q}{A} \frac{d}{dx} f_w C = 0 \quad (3)$$

Donde C : Concentración del trazador (Ci/STB)

Si se asume que la concentración del trazador de la fase acuosa no afecta el caudal del agua y lo hace no soluble en la misma fase, y que el trazador no es absorbido por los sólidos de la formación. La ecuación 3 puede simplificarse como:

$$\frac{dC}{dt} + \frac{q}{A \phi S_w} f_w \cdot \frac{dC}{dx} = 0 \quad (4)$$

El agua inyectada se moverá a la misma velocidad que el trazador acuoso con el $\frac{qdf_w}{A\phi dS_w}$ y la ecuación del trazador cuando viaja con velocidad $\frac{qf_w}{A\phi S_w}$, lo que significa que la velocidad del agua es proporcional mientras que la velocidad del trazador acuoso es proporcional a $\frac{f_w}{S_w}$.

1.5.2 Trazadores de gas (trazadores gaseosos). Uno de los usos de mayor éxito de los trazadores gaseosos en la industria petrolera, ha sido la detección de canales preferenciales de flujo entre pozos inyectoros y productores. También se han utilizado para monitorear el movimiento de Dióxido de Carbono en un proceso de inyección con desplazamiento miscible y, para evaluar la saturación del aceite residual dentro del yacimiento¹⁸.

Este tipo de trazadores de gas, implican generalmente la reacción con otros materiales durante su movimiento. Consecuentemente, la velocidad superficial del gas del inyector y la velocidad del trazador del gas son diferentes, debido al fenómeno de partición que sufren en las otras fases presentes en el yacimiento (incluso para los gases nobles).

Los trazadores de gas se transportan a través del yacimiento a la misma velocidad del gas inyectado, solamente cuando están dentro de la corriente del gas. Si el trazador pasa a la fase de aceite, este se moverá a la misma velocidad del aceite debido a la baja viscosidad del gas comparada con la del aceite⁷⁵.

Cualquier trazador que es gaseoso a condiciones de yacimiento, que tenga un límite de detección bajo y sobreviva al ambiente de yacimiento, es un buen candidato para ser utilizado como trazador de gas. Adicionalmente, debe ser económico y si existe naturalmente en el yacimiento, su concentración debe ser lo suficientemente baja de tal forma que sea superada a un costo razonable. Para ser un gas a la presión de yacimiento, la temperatura crítica del trazador debe ser inferior a la temperatura del yacimiento. El número de trazadores potenciales es alto; sin embargo, el problema recae en la sensibilidad analítica.

Como resultado del fenómeno de partición que sufren los trazadores de gas, el concepto de trazador ideal utilizado en la inyección de agua, debe modificarse para ajustarse a las operaciones que son evaluadas en los proyectos de inyección de gas. Un trazador de gas ideal es aquel que evita los efectos de la interacción trazador-yacimiento, al tiempo que sigue el camino del fluido portador en una operación específica definida. Los trazadores de gas sufren partición en las otras fases presentes en el yacimiento, lo cual genera un retraso en el tiempo de irrupción con respecto a un trazador acuoso. Este retraso, es análogo a una separación cromatográfica y es particularmente útil cuando se desea calcular la distribución de la saturación del aceite residual en el yacimiento.

1.5.2.1 Aceite residual. Gracias al proceso de partición que sufren los gases dentro del yacimiento, la inyección de trazadores de gas en este tipo de pruebas puede ser particularmente útil a la hora de medir el aceite residual en la formación. Este método, es considerado como el único método práctico para monitorear el aceite residual en un proyecto de recobro mejorado ⁴. No existen métodos de trazadores en un solo pozo para evaluar el aceite residual, debido a que este método solo permite el cálculo de la saturación cerca a la cara del pozo ⁶. Un ejemplo del cálculo de la saturación mediante el uso de la técnica de trazadores entre pozos sería la inyección de gas liviano o seco, sin hidrocarburos livianos o pesados, dentro del yacimiento para remover el aceite por un mecanismo de evaporación. El gas inyectado se enriquece con hidrocarburo medio o pesado a medida que se desplaza a través del yacimiento, dejando finalmente un aceite residual "in situ" que puede ser monitoreado por una prueba entre pozos, en principio, múltiples trazadores pueden ser utilizados para medir el aceite residual remanente en el yacimiento. En la literatura se encuentra muy poca información acerca de la medición de la saturación del aceite residual en yacimientos saturados de gas, ya que esta aplicación ha sido reportada recientemente. ⁵

1.6 CLASIFICACIÓN DE LOS TRAZADORES.

Actualmente, no existe un sistema de clasificación bien definido y aceptado para el uso de los trazadores en la industria petrolera; básicamente, los tipos de trazadores utilizados se dividen en dos grandes grupos ³³:

- **Trazadores Químicos.** Son trazadores conservativos; compuestos por aniones o cationes de una sal, generalmente los más utilizados son los aniones, debido a que los cationes tienden a reaccionar químicamente con las arcillas de la formación, y además no se propagan tan fácilmente como los aniones dentro del yacimiento.

- **Trazadores de Partición.** Se caracterizan porque durante su proceso de inyección se disuelven parcialmente en las otras fases presentes en el yacimiento, retrasándose o viajando más lentamente en comparación al frente de avance del fluido de inyección. En este tipo de trazadores caen por definición todos los trabajos de inyección con gas y algunos de inyección de alcoholes.

Ambos grupos de trazadores, son generalmente utilizados en la definición de las heterogeneidades del yacimiento y en cálculo de la saturación de hidrocarburos remanente. Sin embargo, algunos de los compuestos que han probado ser apropiados para ser utilizados como trazadores pueden ser marcados con isótopos radioactivos para proporcionarles límites de detección mucho más bajos. Estos, son conocidos como **Trazadores Radiactivos**^{1, 8, 20}, los cuales en el mercado superan en cantidad al número de los otros trazadores, por esta razón son estudiados de manera especial.

En el anexo A, se realiza una síntesis de los trazadores más comunes, utilizados en la industria del petróleo, teniendo en cuenta algunas de sus características y técnicas empleadas para su análisis.

1.6.1 Trazadores Químicos. Este tipo de trazadores se caracterizan porque no interactúan con los otros fluidos del yacimiento y porque permanecen en el fluido de inyección. Tienen como principal ventaja la facilidad de manipulación de sus compuestos, su relativo bajo costo y la gran variedad de tipos de trazadores químicos existentes en el mercado.

Entre las desventajas se encuentra que estos trazadores son propensos a presentar intercambio iónico y reacciones químicas con el yacimiento y, algunos de ellos se presentan naturalmente en altos niveles en el yacimiento. Es recomendable buscar trazadores alternativos cuando el contenido en el yacimiento supera el nivel de las 20 ppm¹⁸. Solo en el caso en el que el contenido de arcilla sea muy bajo y/o no se presenten formaciones definidas de arcillas, se recomienda la utilización de cationes. Otra desventaja, es que en ocasiones se requiere de niveles relativamente altos de detección, requiriendo volúmenes más grandes de inyección en comparación a los trazadores radiactivos (especialmente los halógenos). Esto puede tener un impacto negativo en el costo final de la prueba para usos en campo.

Entre los aniones más utilizados se encuentran²²: la Etilenodiamina Tetracético (EDTA), el Tiocianuro (SCN), Aniones de Iridio-192 ((Cl6)-3), Aniones de Yodo,

Bromo, Cloro, Nitratos y Formas de Amoníaco, Potasio y Sodio; y en menor grado, Aniones orgánicos como el Benzoato, y Aniones orgánicos fluorinados como M-TFMBA. Los Iones anteriormente mencionados han sido reportados en la literatura como trazadores probados satisfactoriamente, en condiciones variadas de campo y de laboratorio. Este tipo de trazadores son utilizados en su mayoría en proyectos de inyección de agua (Trazadores Acuosa), debido a que no se han encontrado materiales apropiados para ser utilizados como trazadores de gas que cumplan con estos requerimientos.

Todos los trazadores de gas se separan en el aceite y en el agua. La única aplicación en el estudio de inyección de gas se presenta en el seguimiento del condensado en proyectos de inyección de vapor, donde el trazador apropiado para este tipo de aplicación, presenta los mismos requerimientos que el trazador de agua^{31, 33}. Varios aniones inorgánicos son apropiados como trazadores de condensado incluyendo los iones de Nitrato, Yoduro, Cloruro, Bromuro, Tiocianuro y hexacianuro-Cobaltado.

Por definición, un trazador químico no contiene isótopos radiactivos y puede ser identificado y ser medido por métodos analíticos comúnmente utilizados como un espectrómetro elemental²⁰. Frecuentemente, el término trazador no radiactivo tiene el mismo significado que el trazador químico. Todos los trazadores químicos acuosa con excepción de los iones de Nitrato y Bromuro, pueden ser marcados con isótopos radiactivos para mejorar los procesos de reconocimiento en el muestreo.

1.6.1.1 Compuestos iónicos. Los compuestos iónicos fácilmente ionizables, como las sales comunes han sido ampliamente utilizados como trazadores. Esta categoría, incluye aquellos compuestos que se ionizan en el agua, dando elementos con carga positiva (cationes) y elementos con carga negativa (aniones). Estos compuestos, han sido empleados en la determinación de canales preferenciales de flujo y barreras de no flujo^{9, 14}; además, de los tiempos de residencia del agua inyectada y propiedades hidráulicas del yacimiento³.

En la mayoría de las situaciones, los aniones (iones negativos) no son afectados por las arcillas presentes en la formación. Mattson (1928), demostró que la capacidad de las arcillas, para retener aniones, aumenta al disminuir el PH. En condiciones de bajo PH, los aniones en presencia de arcilla, otros minerales, o detritos orgánicos; pueden producir intercambio de aniones. Otros efectos posibles, son la exclusión de aniones y el desarrollo reacciones de precipitación y/o de disolución³.

Los cationes (iones positivos) reaccionan mucho más frecuentemente con las arcillas presentes en la formación. Se produce un intercambio de cationes que provoca que otros elementos como es el sodio y el calcio, se introduzcan en la solución. Por esta razón, se ha trabajado poco con cationes, que interaccionan fácilmente con el medio poroso. El Versene (sal tetrasódica), ha sido utilizada en el laboratorio para evitar el intercambio de iones. Kaufman (1956), y Haas (1959) han demostrado que cuando las permeabilidades y la tasa de flujo son bajas (a menudo indicativo de una fracción amplia de arcilla), la fase sólida puede tener una considerable capacidad para absorber un componente iónico. Este efecto es relevante para los trazadores catiónicos y podría serlo para algunos trazadores aniónicos.

Una ventaja de los trazadores iónicos simples es que no se descomponen y por lo tanto, no se pierden en el sistema. Antes de la aplicación de un trazador iónico determinado, se debe considerar la concentración natural presente en la formación y/o en las aguas de inyección. Un gran número de iones (incluyendo Cl^- y NO_3^-), tienen altas concentraciones naturales en la formación. Su empleo en esas situaciones, requeriría la inyección de un trazador de alta concentración, que podría dar lugar a separaciones por densidad y a una segregación por gravedad, durante la prueba del trazador (Grisak, 1979). Las diferencias de densidad alteran los modelos de flujo, el grado de intercambio de iones, y la precipitación química secundaria, lo cual podría cambiar la permeabilidad del yacimiento¹⁶.

La selección del trazador iónico idóneo deberá estar basado en los objetivos propuestos en el estudio; tipo de yacimiento, características locales y extensión del área en estudio, incluyendo el grado de heterogeneidad. Así mismo, se debe tener en cuenta, la concentración natural de cada uno de los iones presentes en la formación; y las técnicas analíticas disponibles para su medición. Las características específicas de los iones individuales o de grupos iónicos deben aproximarse a las de un trazador ideal, particularmente en el caso de ciertos aniones con baja concentración.

Algunos de los aniones mas utilizados son:

- **Etilenodiamina Tetracético (EDTA)**. No es recomendable su uso en yacimientos calcáreos debido a que tiende a reaccionar con los iones de Ca^{++}
- **Tiocianuro (SCN)**. Tiende a reaccionar con el hierro libre en el yacimiento (se han reportado altos niveles de absorción en algunos casos).
- **Aniones de Iridio-192 (Cl_6)⁻³**. No ha tenido mucho éxito en las soluciones inyectadas.

- **Aniones de Yodo (I^-).** Debido a que las formaciones presentan concentraciones muy bajas, los métodos para su análisis son relativamente sencillos (sensibles al I^-); sin embargo, el yoduro tiende a ser adsorbido en una mayor proporción que el Br^- o Cl^- y es afectado por la actividad microbiológica del medio.
- **Aniones de Bromo (Br^-).** La formación, al poseer bajos niveles de Bromo permite su utilización en bajas concentraciones. El Br^- es el trazador iónico más utilizado, y presenta mejor comportamiento frente a otros trazadores como el cloruro, yoduro, fluoruro, y vanadio; además, es biológicamente estable y no se pierde por precipitación, absorción o adsorción. Por otra parte, existen numerosas técnicas para su detección. Desde la conductividad eléctrica o electrodo de ión específico, hasta los más complejos análisis de activación neutrónica o cromatografía de líquidos.
- **Aniones de Cloro (Cl^-).** Empleados satisfactoriamente siempre y cuando los efectos sobre la densidad sean evitados y la dispersión de arcillas no sea probable. El problema que presenta el cloruro es la necesidad de utilizar altas dosis de $NaCl$, que proporcionan concentraciones detectables en los pozos productores, con el peligro de alterar la permeabilidad de las formaciones que presenten arcillas por el intercambio iónico.
- **Formas de Amoníaco (NH_4^+).** Este ión sufre pérdidas relativamente altas en el intercambio de iones. Por otra parte, su análisis es más difícil que el de la mayoría de los iones comunes.
- **Potasio, (K^+).** Un ión sencillo de potasio es fácilmente absorbido y las concentraciones pueden variar por intercambio iónico. Los análisis son rápidos y sencillos, mediante absorción atómica o técnicas de emisión.
- **Magnesio (Mg^{2+}).** Como es normal en los iones positivos, el Mg^{2+} es susceptible de sufrir absorción e intercambio iónico. Sin embargo, los análisis son sencillos y baratos. Los valores normales de concentración natural dentro de las formaciones en algunos casos pueden ser significativos.
- **Litio (Li^+).** Tiene una baja concentración dentro de las formaciones; sin embargo, puede presentar una elevada pérdida por intercambio de iones.

Además, algunos aniones orgánicos, cuyos compuestos tienen concentraciones naturales muy bajas. Generalmente no son absorbidos, no son volátiles y su estabilidad va de alta a moderada. Las técnicas de medida de alta precisión están disponibles con una sensibilidad de detección de 50 ppm. Una desventaja es el alto costo de estos compuestos, incluidos el benzoato y el M-TFMBA. Estos compuestos son muy móviles y tienen una buena sensibilidad de detección, pudiendo obtenerse una alta precisión en medidas de cromatografía líquida.

1.6.1.2 Trazadores Isotópicos naturalmente estables ¹⁹. Aunque la mayoría de las veces el término “isótopo” se asocia a nucleidos radiactivos, en las últimas décadas se ha venido incrementando el empleo de los isótopos estables (considerados como no radiactivos) en diversas áreas científicas o técnicas. Los isótopos “radiactivos naturales” utilizados son los elementos más ligeros, que además, son los más abundantes en la naturaleza y comportamiento químico y físico prácticamente idéntico al elemento o compuesto original en su estado natural. La razón se debe al hecho de que estos elementos, pese a su pequeña masa, poseen dos o más isótopos estables. Las relaciones isotópicas que podemos encontrar pueden ser características del material, de su génesis y de su historia evolutiva. Estas relaciones son en muchas ocasiones suficientes para diferenciar compuestos que son químicamente idénticos.

La dificultad creciente en la gestión de los isótopos radiactivos (como el C-14) y el hecho de que algunos de estos elementos no presenten isótopos radiactivos (Nitrógeno), están haciendo que el uso de trazadores naturalmente estables sea cada vez más difundido.

1.6.2 Trazadores de partición. Como ya se menciona, los trazadores de partición se caracterizan porque durante su proceso de inyección se disuelven parcialmente en las otras fases presentes en el yacimiento, retrazándose o viajando más lentamente en comparación al frente de avance del fluido de inyección, caso contrario a los trazadores conservativos. En las curvas de respuesta de los trazadores el retraso del trazador de partición respecto al conservativo, es análogo a una separación cromatográfica y es una medida directa de la saturación de las otras fases del yacimiento.

Debido al proceso de partición que sufren, generalmente se requiere el uso de tantos trazadores como fluidos hayan presentes en el yacimiento: tres trazadores diferentes para monitorear las tres fases frecuentemente presentes (petróleo, gas y agua) ³³. De esta manera este tipo de trazadores es especialmente útil para conocer la distribución de la saturación de las otras fases presentes en el yacimiento. Saturación de aceite y agua en proyectos de inyección de gas y saturación de aceite y gas en proyectos de inyección de agua. Si la saturación residual de agua es muy pequeña y su valor es conocido, solamente se requieren dos trazadores para obtener la saturación residual de aceite.

1.6.2.1 Alcoholes. Generalmente utilizados en soluciones acuosas de alcoholes inferiores como Metilos, Etilos e Isopropilos en proyectos de inyección de agua. Este tipo de alcoholes son utilizados como indicadores de la saturación del aceite debido a que son solubles en hidrocarburos líquidos y a que son detectados a

bajas concentraciones. En este caso, el retraso de un trazador de partición respecto a uno conservativo, es una medida directa del volumen de aceite en el yacimiento. Las desventajas del uso de alcoholes en este tipo de proyectos de inyección de agua corresponden a la adición de bactericidas para disminuir los efectos del ataque bacterial (ya que son afectados por degradación)⁴⁰.

En proyectos de inyección de vapor el Metilo, Etilo y otros alcoholes mayores han sido utilizados como trazadores; sin embargo, estos compuestos generan azeotropos⁴⁰ los cuales presentan un comportamiento diferente al del vapor y el condensado, generando resultados confusos que requieren trabajos de laboratorio para determinar su comportamiento.

1.6.2.2 Gases. Todos los materiales que han demostrado ser apropiados para ser utilizados en proyectos de inyección de gas, sufren partición y por lo tanto caen dentro de la definición de este tipo de trazadores. Entre los trazadores de gas reportados en la literatura encontramos⁶⁰:

- **Helio (He)** útil en proyectos donde el volumen de dilución del yacimiento no es demasiado grande.
- **Hexafluoruro de Azufre -SF₆-** utilizado en proyectos de inyección miscible de N y CO₂.
- **Helio-3** posee alto grado de detección, pero alto costo.
- **Metano Perdeuterado -CD₄-** fácilmente producido en el laboratorio pero poco utilizado en gases de campo compuestos principalmente por metano.
- **Argón (Ar)** posee concentraciones suficientemente bajas en yacimiento y relativo bajo costo.
- **Monóxido de Carbono -CO- y Oxido Nitroso -NO_x-** estables y no reaccionan bajo condiciones de yacimiento.
- **Metano y etano Perfluorados (CF₄), (C₂F₆).**

La variedad de trazadores de gas reportados por la industria ha sido relativamente limitado, debido en parte a la falta de métodos analíticos sensibles simples para trazadores gaseosos. A mediados del siglo veinte, el Helio fue reportado como trazador sin demostrar muy buenos resultados debido al alto contenido natural de Helio en el gas presente en el yacimiento. Sin embargo, es aún útil en proyectos donde el volumen de dilución no es demasiado grande⁷⁵.

El desarrollo del detector de captura de Electrón (*Electron Capture Detection - ECD*), el cual es altamente sensible al hexafluoro de Azufre (SF₆) y ciertos compuestos halofluorados, ha convertido a este compuesto en un trazador muy

valioso para la investigación. En el caso del SF₆ en hidrocarburos gaseosos, son fácilmente obtenidas sensibilidades hasta del orden de 10⁻¹¹ sin ningún tratamiento especial. El uso del SF₆ como trazador de gas se ha extendido en las aplicaciones de campo, ya que se han reportado trabajos donde este compuesto es utilizado como trazador de gas entre pozos para proyectos de inyección miscible de Nitrógeno y CO₂⁷. También se ha reportado su uso como detector de fugas o escapes en facilidades y tuberías.

Compuestos halofluorados tales como los freones, han sido utilizados como trazadores, pero debido al incremento de las normas de regulación, tienen un futuro incierto.

Otros trazadores de gas que han sido reportados²⁵ son el Helio-3 y el Metano Perdeuterado (CD₄). A pesar de que el Helio-3 es un trazador costoso, la sensibilidad extremadamente alta en su detección y su fácil separación del gas de campo lo convierten en un trazador de gas valioso. El CD₄ es relativamente estable al intercambio químico y no existe naturalmente. Este compuesto es fácilmente producido en el laboratorio, sin embargo, las técnicas de detección impiden su uso en gases de campos compuestos principalmente por Metano, lo cual limita su uso como trazador de gas en operaciones de campo.

En algunos campos la concentración natural de Argón en el yacimiento es lo suficientemente baja como para ser utilizado como trazador, teniendo un costo relativamente bajo²⁷.

Compuestos como el Monóxido de Carbono y Óxido Nitroso son buenos candidatos como trazadores de gas ya que son estables y no reaccionan bajo condiciones de yacimiento. El Monóxido de Carbono puede medirse por espectro infrarrojo, mientras que el Óxido Nitroso puede medirse cromatográficamente utilizando un detector de captura del electrón²⁸.

El Metano y Etano Perfluorados (CF₄), (C₂F₆), son buenos candidatos¹², sin embargo, no se han desarrollado métodos ultrasensibles para analizarlos, como en el caso de otros compuestos Perfluorados. Compuestos cíclicos Perfluorados han sido probados como trazadores de gas, debido al nivel tan bajo al cual pueden ser detectados por medio de detección por captura de electrón. Sin embargo, estos compuestos tienen moléculas relativamente grandes, por lo cual presentan alto grado de partición en la fase aceite, generando un retraso significativo del trazador con relación al frente de avance del gas inyectado cuando hay presencia de capa de aceite.

Algunos candidatos a ser trazadores de la fase gaseosa en proyectos de inyección de vapor incluyen al SF₆, CO, N₂O, y el Helio. Los alcanos perfluorados menores como el CF₄, C₂F₆ y C₃F₈ son buenos candidatos para el seguimiento de pequeños volúmenes de vapor, a pesar de que no son sensibles en la detección por captura de electrón. El Neón y el Argón también son útiles como trazadores en volúmenes relativamente pequeños de vapor ¹².

En realidad el único trazador de gas no radiactivo de uso común es el SF₆. El Helio tiene un uso limitado en situaciones donde los volúmenes de dilución en el yacimiento no son elevados.

Por su naturaleza no tóxica y no reactiva, los gases nobles pueden ser utilizados como trazadores. El Neón, Criptón y Xenón tienen potencial para ser empleados como trazador, dadas sus bajas concentraciones naturales. Aunque estos gases no reaccionan químicamente ni participan en intercambios iónicos, los gases nobles más pesados (Criptón y Xenón) se adsorben sobre arcillas y materiales orgánicos ¹⁰

Todos los gases se separan en el aceite y en el agua de acuerdo a su coeficiente de partición ³⁰ o distribución termodinámica K_d:

$$K_d = \frac{C_p}{C_g} \quad (5)$$

Donde. C_p: Concentración del trazador en la fase líquida *p* (aceite y/o agua), C_g: Concentración del trazador en la fase gaseosa.

Por tanto, un trazador de gas se mueve a una velocidad diferente a la del gas portador. El tiempo de residencia del trazador dentro del yacimiento depende únicamente de las propiedades del trazador y no del fluido portador ³⁴.

Los valores de coeficientes de partición deben medirse utilizando el aceite y el agua con la composición hallada en el yacimiento. Valores de K_d relativamente bajos son independientes de la presión y la temperatura en ciertos rangos razonables; sin embargo, a medida que este valor aumenta, su dependencia con la presión aumenta significativamente. Para los trazadores de partición "ideales", el coeficiente de partición debe ser constante.

La tendencia de los trazadores de gas a sufrir partición en las fases liquidas del yacimiento, crea algunas limitaciones en su aplicación en el seguimiento del gas inyectado en la formación; sin embargo, ofrece la oportunidad de monitorear las saturaciones de los fluidos en el camino del gas inyectado, gracias a su comportamiento no-ideal.

Los trazadores de gas (radiactivos y no radiactivos) son transportados a través del yacimiento a la velocidad superficial del gas solo cuando están en la corriente de gas. Sin embargo, todos los trazadores de gas sufren partición en el aceite y en el agua, presente en el yacimiento; durante el tiempo que ellos permanecen en las fases aceite o agua, se mueven a la velocidad de estas fases. Debido a la baja viscosidad, la velocidad del gas es notablemente mayor que la velocidad de las fases liquidas, las cuales, pueden considerarse como inmóviles con relación al gas³⁴. En muchos casos, las fases liquidas están a su saturación residual y son realmente inmóviles.

La fracción de tiempo que un trazador permanece en la fase liquida, comparada con aquella en la fase gas, es proporcional al número de moléculas del trazador que se encuentran en cada una de las fases a un tiempo dado. Asumiendo que las moléculas de trazador son lo suficientemente móviles, prevalecerá el equilibrio local. La distribución en equilibrio de las moléculas de trazador entre las fases, esta gobernada por el coeficiente de distribución termodinámica K_d , dadas las tres fases en el yacimiento (aceite, agua y gas), y si tenemos tres trazadores de gas que sufren partición en el aceite y agua la ecuación queda³⁰:

$$k_d = \frac{C_{ip}}{C_{ig}} \quad (6)$$

Donde C_{ip} es la concentración del trazador, i es una de las fases liquidas, p y C_{ig} la concentración del trazador, i en la fase gas.

El número de moles en cada fase es obtenido al multiplicar el volumen de la fase por la concentración del trazador en ella. Si los volúmenes de las fases son normalizados como saturación de fases, el factor de retardo, β del trazador respecto al gas portador esta dado por el producto entre el coeficiente de distribución termodinámica k_d y la relación de saturaciones:

$$\beta = k_d \frac{S_{ip}}{S_{ig}} \quad (7)$$

Como consecuencia de esta permanencia en cada fase líquida, la velocidad del trazador se retrasa con relación a la velocidad superficial del gas portador, normalmente hay tres fases en un yacimiento, razón por la cual se requieren tres trazadores diferentes para considerar el retraso. El tiempo aparente de residencia, t_i para cada trazador, i , está dado por:

$$t_i = t_g \left\{ 1 + k_{io} \frac{S_o}{S_g} + k_{iw} \frac{S_w}{S_g} \right\} \quad (8)$$

Donde la condición de saturación es:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (9)$$

Utilizando las dos ecuaciones anteriores es posible determinar el tiempo de tránsito del gas inyectado, t_g , y las saturaciones de aceite, agua y gas en el camino del gas, al conocer los coeficientes de distribución o partición, k_{ij} , para el aceite y el agua, y el tiempo de tránsito t_i , de tres trazadores de gas diferentes. Este sistema se puede reducir a tres ecuaciones cuando el coeficiente de partición en el agua, k_{iw} , es pequeño comparado con el del aceite, k_{oi} ; sin embargo, se requeriría información adicional sobre el estado de saturación, tal como la porosidad total o la saturación del agua, S_w . De otra forma, las cuatro ecuaciones deben resolverse simultáneamente. Este método asume que los trazadores se encuentran en equilibrio local con cada fase. A pesar de que esto es muy probable en los casos con velocidades normales de inyección de gas, no es muy apropiado cuando se presentan velocidades muy altas como en los casos de digitación y canalización de gas.

Un método alternativo para expresar el coeficiente de distribución o partición, es utilizado por la ley del gas ideal de Henry, la cual relaciona la concentración de un trazador en un líquido con su presión parcial en el gas ³⁸.

1.6.3 Trazadores Radiactivos. Desde comienzos de los años sesenta ha tenido gran auge el empleo de radio nucleidos naturales y artificiales como trazadores, hasta el punto de convertirse en los trazadores más extensamente usados en la industria petrolera. Son utilizados para investigar procesos desde la perforación y el completamiento, hasta la determinación de perfiles de inyección/producción.

1.6.3.1 Trazadores Radiactivos Naturales. ⁷⁶ En cuanto a los compuestos radiactivos naturales, los más usados son aquellos que permitan marcar algunos hidrocarburos para ser utilizados como trazadores (proporcionándole radiación), y,

los que permiten evaluar o estimar las edades de las formaciones productoras. Dentro de este tipo, el de mayor aplicabilidad es el carbono-14, que permite estimar edades de formación de hasta de 30.000 años. Sin embargo, a veces se presentan problemas de muestreo y medida por la baja concentración, debido sobre todo a posibles precipitaciones y redisoluciones de calcita en las fracturas. Otro trazador utilizado para este fin, en medios de muy baja permeabilidad es el cloro-36 (edades de formación de hasta de 30.000 años), debido a la elevada solubilidad de los cloruros y a la sencillez de los procesos o reacciones que lo afectan¹⁰.

En ocasiones, se emplean los denominados "trazadores isotópicos", reconocidos como compuestos artificialmente enriquecidos o empobrecidos en un isótopo, y que se adicionan al sistema con objetivo de poder seguir su evolución con mayor facilidad a través de una determinada trayectoria. Los Isótopos del Azufre, Nitrógeno, Oxígeno, Hidrógeno y el Carbono; se caracterizan por presentar una serie de rasgos comunes¹⁹:

- Tienen masas atómicas bajas. Por ello a estos isótopos también se les conoce como "isótopos estables ligeros". El isótopo más ligero es el más abundante frente a las especies más pesadas y raras. Por ejemplo: el ^{14}N (99,634%) es el isótopo ligero y el ^{15}N (0,366%) es el isótopo pesado.
- La diferencia relativa de masas entre el isótopo pesado (el más raro) y el ligero (o más abundante) es grande. Por ejemplo, la diferencia de masas entre el par ^{18}O - ^{16}O es del 12,5% y para el par D-H, casi un 100%. Este hecho acentúa el efecto del fraccionamiento isotópico y tiene una gran trascendencia práctica.
- Los elementos que tienen más de un grado de oxidación (H, C y S) forman una amplia variedad de compuestos (fundamentalmente con el oxígeno), presentes en la naturaleza.
- Forman enlaces químicos con un alto grado de carácter covalente que trasciende en sus procesos de fraccionamiento isotópico.
- Los isótopos raros de estos elementos son lo suficientemente abundantes como para asegurar la precisión de las determinaciones de sus relaciones isotópicas por espectrometría de masas.

Aunque en hidrología, desde comienzos del siglo pasado se ha venido trabajando con algunos trazadores isotópicos, como es el caso del O, H, C, S y N; la industria petrolera hasta hace solo varias décadas comenzó a incursionar en el uso de algunos de estos elementos para ser utilizados como trazadores.

En la actualidad, el uso de trazadores naturales ha ido creciendo hasta convertirse en un método básico en los estudios geoquímicos. Por el contrario, el empleo de

trazadores radiactivos artificiales ha sido, en muchos países, restringido por parte de las entidades ambientales y gubernamentales.

1.6.3.2 Trazadores Radiactivos Artificiales. El hecho de que la detección y medida de la radiación gamma (γ) sea mucho más fácil que la de radiación beta (β) o alfa (α), es el motivo por el cual los emisores de radiación gamma intensa son normalmente escogidos como trazadores ³⁶.

Los trazadores radiactivos son compuestos químicos marcados con isótopos o elementos radiactivos que pueden desintegrarse y emitir radiación beta o gamma. Este tipo de productos son incorporados a los fluidos de inyección como el agua o el gas y pueden ser identificados por medio de sus radiaciones emitidas. Un factor importante en la selección de trazadores es que tengan alta movilidad al ser inyectados en un medio, lo cual suele conseguirse utilizándolos en forma neutra o aniónica.

Las ventajas de estos son que requieren muy poco tiempo de inyección, los yacimientos poseen nada o muy bajas concentraciones de ellos con lo que se garantiza que no existan reacciones significativas entre los líquidos y las rocas del yacimiento, y son muy fácilmente detectables en los pozos productores debido a la emisión de partículas alfa, rayos gama o emisión de neutrones. Además, requieren un volumen mínimo de inyección (generalmente una ampolla). Esto es crucial para los usos costa afuera donde el espacio disponible es crítico.

Una desventaja importante para los trazadores radiactivos proviene de su característica de radiactividad, por lo que se hace necesario establecer consideraciones especiales en cada etapa de las pruebas de trazadores (su manipulación se considera segura bajo límites establecidos por las reglas internacionales de la protección radiológica) ^{67, 71}.

En general, los trazadores radiactivos ofrecen la ventaja de ser fácilmente detectables en cantidades muy pequeñas que no perturban las características del flujo de los fluidos dentro de la formación. Sin embargo, en algunos países el periodo de semi-desintegración es un factor primordial en la selección del trazador debido a restricciones regulatorias ⁷⁹

Es importante considerar que la actividad del isótopo radiactivo disminuye exponencialmente con el tiempo, por lo tanto, la vida media del isótopo debe ser lo suficientemente larga para permitir su detección a través de la vida del proyecto.

Se sugiere que la vida media del trazador radiactivo debe ser por lo menos tan larga como la duración del proyecto.

El número de trazadores radiactivos para proyectos de inyección de agua y gas están limitados por dos factores, deben tener propiedades químicas requeridas para conservarse en el yacimiento, y deben tener propiedades nucleares que permitan su monitoreo.

Algunos trazadores radiactivos usados en proyectos de inyección de agua son ³³ el Tritio, Yodo-131 (útil en la identificación de fallas y zonas ladronas pero no en proyectos extensos debido a que su período de vida media es de ocho días), Cloro-86 y Bromo-82.

En proyectos de inyección de gas ⁸; encontramos el tritio como gas, Criptón-85, Metano Tritiado, Xenón-133 (con un tiempo de vida media de cinco días), Etano. Propano y butano Tritiados. El uso de trazadores marcados con Carbono-14 no ha alcanzado bastante popularidad debido a que tiene un costo mas elevado. Los hidrocarburos Tritiados ⁵², los cuales frecuentemente pueden ser obtenidos por intercambio catalítico con tritio, son considerablemente más económicos, además del costo inferior del Tritio. El Yodo-131, como Yoduro de Metilo, ha sido utilizado como trazador en la cara del pozo ⁵⁴, pero no es apropiado para monitorear el comportamiento del gas dentro del yacimiento. El Yoduro de Metilo y el Yoduro de Etilo marcados con I-131 han sido utilizados ampliamente como trazadores de gas, desafortunadamente estos materiales sufren hidrólisis al alcohol y los iones de Yoduros marcados con I-131 no son apropiados para la fase de vapor ³³.

En pruebas de inyección de vapor encontramos el Kr-85, Xe-133 (utilizados hace varios años para la evaluación del avance del frente de vapor). El Kriptón-85 sufre descomposición beta, emitiendo rayos gama equivalentes tan solo a un porcentaje cercano al 0.4% de la radiación beta. Se ha reportado el uso de Yoduro de Metilo marcado con Y-131 en la determinación de perfiles de inyección con vapor, afirmando que este trazador sigue tanto al vapor como al agua ⁶⁵.

Otros candidatos para trazadores radiactivos de la fase gaseosa incluyen al Tritio, al Metano y al CO marcados con C-14. Por otro lado, los trazadores radiactivos utilizados para el seguimiento del condensado incluyen los Iones de Yoduro, Cloruro, Tiocianato y hexacianuro Cobaltado, marcados con isótopos radiactivos. A pesar de su larga trayectoria, existe poco material reportado en la literatura acerca de los trazadores de vapor en la industria del petróleo ⁵².

El uso de Alcanos con mayor número de carbonos como trazadores, genera inconvenientes relacionados con la velocidad del trazador. Los hidrocarburos se separan tanto del aceite como del agua, y como resultado, hidrocarburos de diferentes pesos moleculares y estructuras tendrán diferentes tiempos de retención en el yacimiento, conduciendo a diferentes velocidades relativas para cada uno.

Las tasas de descomposición de elementos radiactivos están normalmente tabuladas en términos de vidas medias ($t_{1/2}$), en lugar de constantes de descomposición, donde $t_{1/2}$ es el tiempo requerido para que la actividad de un medio nuclear disminuya a la mitad de su valor original ¹⁹.

$$t_{1/2} = \frac{\ln 2}{\lambda} \quad (10)$$

Donde $t_{1/2}$ es el tiempo de vida media y λ es la constante de descomposición.

Con el final de la segunda guerra mundial, se aumentó la disponibilidad de material radiactivo, contribuyendo al desarrollo de esta tecnología, mediante el uso de estos materiales en la industria petrolera. Los trazadores más comunes en la industria son el Tritio y los Isótopos de Cobalto; siendo considerado el Tritio ⁵² como el trazador más utilizado y de mejor desempeño, usado como trazador gaseoso en mezclas de metano (CH_3T), Etano ($\text{C}_2\text{H}_5\text{T}$) o Propano ($\text{C}_3\text{H}_7\text{T}$); y como trazador acuoso en mezclas conocidas como aguas Tritiadas (HTO).

Las características físicas y químicas del agua tritiada son muy similares al agua regular. Por lo tanto, no altera el equilibrio químico en la mayoría de los yacimientos. Las ventajas que ofrece el tritio como trazador son ⁵²:

- Es fácilmente detectable en bajas concentraciones durante sus 12.4 años de vida media. Su costo no es elevado.
- No representa peligro de contaminación ambiental ni daños a la salud por la radiación debido a que es un emisor de partículas Beta radiación de baja energía.
- La emisión de partículas Beta del Tritio no son detectadas por el registro de rayos Gamma por lo que no interfiere con las operaciones de registros eléctricos.
- Su uso ha sido reportado ampliamente.

Algunas de las desventajas que han sido reportadas en la literatura son:

- El Tritio puede estar afectado por fenómenos de intercambio con hidrógenos inmóviles de aguas connatas u otras fuentes de formación donde es inyectada (Lichtenberger, 1991)
- Es necesario tener un buen control en la cantidad de fluido (gas o agua) en el cual se diluye el Tritio para los cálculos de las normalizaciones, en el caso de inyección de diferentes trazadores.

Actualmente se intenta implementar métodos alternativos de compuestos no radiactivos que presenten la misma sensibilidad del Tritio, como es el caso de los compuestos derivados del Xanteno (elegido por sus propiedades moleculares y espectroscópicas).

1.6.4 Otros Trazadores. Aprovechando alguna o algunas características específicas de ciertas partículas, estas, pueden ser usadas como trazadores, tal es el caso de los colorantes y los microorganismos.

1.6.4.1 Colorantes (Trazadores fluorocarbonados ¹²). Se caracterizan, por utilizar la fluorescencia como propiedad básica para medir su concentración, siendo incluso en ocasiones detectados visualmente. Las principales ventajas de este tipo de trazadores son su gran detectabilidad, análisis de campo sencillo, costo relativamente bajo y baja toxicidad.

Entre los distintos grupos de gases artificiales que se han fabricado en las últimas décadas y que han alcanzado concentraciones medibles, los fluorocarbonos tienen propiedades muy interesantes. Estos gases, en general, suponen un riesgo biológico muy bajo, son estables durante largos períodos de tiempo (años), no reaccionan químicamente con otros materiales, pueden detectarse a muy bajas concentraciones y son sólo ligeramente adsorbidos por la mayoría de los minerales. Sin embargo, son fuertemente adsorbidos por la materia orgánica. Los trazadores fluorocarbonados de uso común son: fluoresceína, piranina, lisamina FF, rodamina B, rodamina WT y sulfo-rodamina B. Como trazador ambiental pueden ser empleados en forma similar al Tritio.

A pesar que los trazadores fluorocarbonados tienen muchas de las propiedades de un trazador ideal, hay varios factores que dificultan la medida de la concentración del colorante, tales como la carga de sedimentos en suspensión, temperatura, PH, contenido en carbonato cálcico y salinidad, haciendo las

medidas más susceptibles al error. Otros fenómenos que afectan a los resultados de un ensayo con estos trazadores son el "*quenching*" (parte de la luz fluorescente emitida se reabsorbe por otras moléculas), adsorción y envejecimiento fotoquímico y biológico. Además la intensidad de la fluorescencia es inversamente proporcional a la temperatura, obligando a utilizar relaciones numéricas que aportan curvas de corrección por temperatura.

Una de las principales causas por la cual este tipo de trazadores ha tenido poco desarrollo para la realización de pruebas entre pozos, se debe a que los compuestos que forman este tipo de trazadores viajan más lentamente que el fluido de inyección debido a la adsorción y en general sufren más pérdidas que los trazadores iónicos y radiactivos; sumado; a que se debe comprobar, si diferentes ensayos en las mismas condiciones aportan resultados similares. Esto, es de especial importancia cuando se persiguen resultados cuantitativos precisos.

1.6.4.2 Microorganismos⁴⁵. Las bacterias son los trazadores microbianos de uso frecuente debido a su rápido crecimiento y facilidad de detección. En la elección de este tipo de trazador, ha de buscarse un grado de supervivencia razonable, sin que exista muerte o reproducción puesto que podrían inducir a resultados erróneos. Otros factores a considerar son su facilidad de adsorción y su tamaño. Por lo general, las bacterias viajan con tiempos de tránsito más rápidos que los fluorocarbonos¹².

En procesos de inyección de agua se emplean técnicas basadas en la utilización de microorganismos, los cuales, pueden transportarse hacia zonas de mayor saturación residual de crudo; Sin embargo, pueden morir y descomponerse en dichos lugares, lo que afecta considerablemente el cálculo de la concentración recuperada. Por esta razón, el uso de microorganismos actualmente se limita a estimular y recuperar aquel petróleo que es demasiado viscoso para fluir o que se encuentra atrapado en los poros de la roca por fuerzas capilares muy altas, aprovechando que son capaces de metabolizar hidrocarburos para producir solventes orgánicos como alcoholes, aldehídos, ácidos y surfactantes, para mejorar las características del crudo (técnica conocida como *Microbial Enhanced Oil Recovery –MEOR*⁸²)

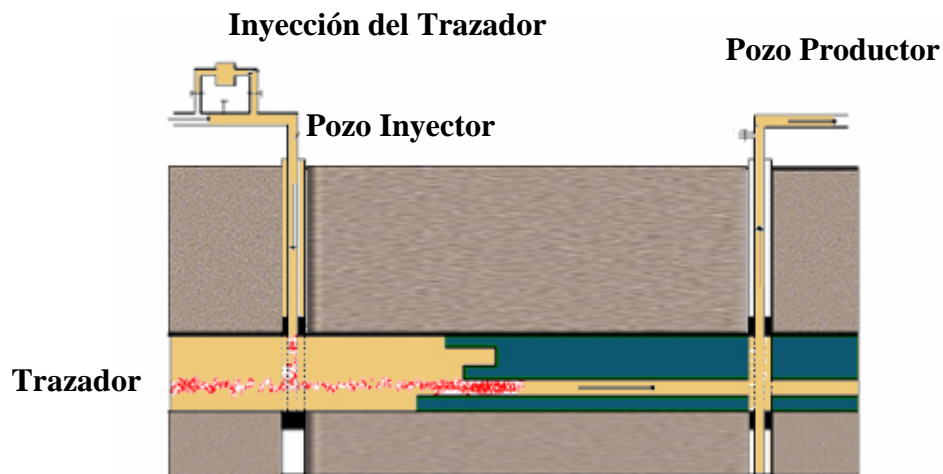
1.7 PRUEBA DE INYECCIÓN DE TRAZADORES ENTRE POZOS

Solamente algunos de los métodos directos y audio-visuales se han aplicado en conocer los parámetros de yacimiento. Uno de ellos es la tecnología de inyección de trazadores entre pozos, que se ha probado y aplicado en muchos campos a

través del mundo. Algunos, de los elementos de la prueba, incluyendo la teoría del diseño, inyección, muestreo e interpretación se han investigado y se han resumido en este trabajo.

La realización de pruebas que involucren la inyección de trazadores entre pozos, es aconsejable especialmente en aquellos yacimientos con futuros proyectos de recuperación secundaria y/o terciaria, a fin de definir el movimiento de los fluidos y mejorar los modelos geológicos y dinámicos de los yacimientos. La figura 4 muestra el flujo esquemático de los trazadores dentro del yacimiento.

Figura 4. Flujo Esquemático de los Trazadores en el Yacimiento.



Fuente: Los Autores.

Generalmente, los objetivos de la prueba de trazadores incluyen determinar la conectividad entre los pozos, el tipo de canales presentados y la eficiencia de la inyección, e, interpretar la distribución de la saturación del aceite en las demás partes del yacimiento ¹⁴.

Esta prueba puede constituirse como un soporte importante en la construcción del modelo del yacimiento al ser dirigida a solucionar problemas específicos que se hallan planteados acerca del conocimiento del mismo, como por ejemplo, ayudar a identificar problemas de inyección, establecer las velocidades relativas de los fluidos inyectados, determinar la saturación de aceite residual y diseñar

tratamientos conducentes a mejorar la eficiencia de barrido durante un proceso de inyección.

Para esto, el programa de trazadores entre pozos permite establecer prácticas de seguimiento, monitoreo y control de los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua y/o gas, los cuales son difíciles de determinar por otros medios. Este programa involucra ⁶²:

- Establecer zonas del yacimiento donde existe comunicación entre los estratos, debido principalmente a la relación inyector-productor.
- Predecir el avance del frente de inyección de agua, a fin de establecer criterios de control de inyección en aquellos pozos que estén canalizando agua hacia los productores.
- Planificar trabajos de mejoramiento del perfil inyección/producción en los pozos.
- Mejorar el perfil de inyección a través de aislamiento de intervalos canalizados y estimulación de intervalos poco receptores de inyección.
- Redistribuir volúmenes de inyección en el campo, mediante la detección del movimiento del frente de inyección, lo que permite establecer prácticas para optimizar el fluido inyectado en aquellas zonas donde la observación de trazadores indiquen movimiento distinto al barrido hacia los productores.
- Optimización de la producción y mejoras en el factor de recobro, al permitir utilizar técnicas de redistribución de volúmenes de inyección de agua, y mejoramiento de perfiles de producción/inyección.
- Identificación de canales preferenciales de flujo y barreras de permeabilidad.
- Predicción del comportamiento dinámico de los fluidos de inyección.
- Evaluación de áreas invadidas por agua a fin de proponer trabajos de reparación y de perforación de nuevos puntos de drenaje.
- Establecimiento de controles en la optimización del modelo estático y dinámico del campo, mediante la definición de zonas comunicantes en el yacimiento, barreras al flujo, fallas comunicantes y sellantes, y sobretodo el movimiento del frente de invasión; en conjunto con el análisis de producción e inyección, y la evaluación de pozos, entre otras herramientas de seguimiento.

Con esta información y de acuerdo al análisis de las curvas de retorno del trazador es posible obtener a partir de analogías con trabajos previos, modelamientos matemáticos y métodos de regresión no-lineal; algunas variables del sistema roca fluido tales como:

- Coeficiente de difusión-dispersión.
- Volumen de hidrocarburos remanentes.
- Distribución de saturación del aceite.
- Distancia real recorrida.
- Ancho de las fracturas (en yacimientos naturalmente fracturados).

1.7.1 Descripción de la prueba de trazadores. La prueba consiste en la adición de uno o varios elementos de fácil detección en el fluido a inyectar (en concentraciones conocidas), y su posterior recuperación a través de los pozos productores mediante un cronograma específico de muestreo. Donde, el movimiento del trazador refleja el movimiento del fluido inyectado; convirtiendo a esta prueba en una forma eficaz de monitorear y definir el comportamiento dinámico de los fluidos dentro del yacimiento; y, determinar los principales parámetros de flujo que influyen durante el proceso de inyección de fluidos. Esta información es considerada confiable y en muchos de los casos no puede ser obtenida por medio de otra técnica.

En este tipo de pruebas es indispensable integrar la información dinámica como las pruebas de presión, la historia de producción, los cortes de agua y los tiempos de irrupción del trazador; con la información estática del yacimiento como la obtenida por medio de la geología, la estratigrafía y los registros de pozo. Lo anterior con el fin de obtener principalmente, un mayor conocimiento y descripción de las heterogeneidades y la distribución de los fluidos remanentes dentro del yacimiento, de los cuales va a depender los proyectos de recuperación secundaria y terciaria.

La aplicación de esta técnica, busca construir un modelo capaz de reproducir adecuadamente el comportamiento histórico y actual de los fluidos, y que permita predecir el comportamiento futuro del yacimiento. Para esto, se debe partir de un amplio conocimiento de las heterogeneidades y por ende de un conocimiento de las zonas permeables y no permeables, y las relaciones entre ellas, debido a que son las heterogeneidades las que controlan el flujo de los fluidos dentro del yacimiento.

Mediante estos análisis se identifican concentraciones del trazador en el fluido producido, las cuales permiten identificar la procedencia de dicho fluido, estableciendo así la relación entre inyectores y productores. Asimismo, esta relación permite identificar comunicaciones a nivel de unidades de flujo y fallas, con lo que se mejora la caracterización geológica de los yacimientos del campo. Mediante este análisis se determinan fallas comunicantes, canales preferenciales

de flujo, fallas que comunican unidades de flujo en el yacimiento; lo cual permite implementar estrategias de control de la producción de agua, reubicación de volúmenes de inyección, mejoramiento del perfil inyección producción de los pozos del campo; y, mejorar el monitoreo y seguimiento del comportamiento de los yacimientos, así como también sus modelos geológico y dinámico ^{14, 21, 31}.

Otro aspecto importante constituye la predicción del avance del frente de agua, lo que permite establecer prácticas de ingeniería de yacimientos en el control de la producción de fluidos; y la inyección de trazadores de gas con el propósito de monitorear el avance del frente de gas, lo que permite caracterizar y actualizar los modelos geológicos y dinámicos del yacimiento.

Por esta razón, la selección del trazador a utilizar se debe realizar sobre la base de las características geofísicas, productivas y dinámicas del campo. Bajo este esquema, se deben analizar conjuntos de trazadores, los cuales deben tener un tiempo de vida suficiente largo como para definir durante un periodo considerable el grado de comunicación entre las estructuras existentes que separan los pozos inyectoros y productores asociados.

Los resultados obtenidos por medio de este tipo de pruebas pueden dar un indicativo de la importancia del uso de trazadores en la ingeniería de yacimientos, ya que permiten obtener a un costo moderado información no disponible mediante el uso de otras técnicas. La empresa operadora podrá obtener información e identificar problemas más temprano en la vida del proyecto y hacer los cambios necesarios, además de maximizar la recuperación efectiva y el beneficio económico en esquemas de inyección.

1.7.2 Reseña Histórica. Aunque los trazadores fueron desarrollados para seguir el movimiento del agua subterránea hacia 1900 ⁷⁰, la industria petrolera solo hasta mediados de los años 50 comienza su utilización en cuanto a su empleo en la realización de pruebas de trazadores entre pozos se refiere, para la determinación de las trayectorias de flujo de fluidos dentro del yacimiento, obedeciendo, a la necesidad de predecir el movimiento de los fluidos inyectados, especialmente en yacimientos que contienen múltiples inyectoros y productores.

Con el propósito de seguir los fluidos dentro del yacimiento, el trazador debe ser sincronizado con los fluidos inyectados o debe existir una relación cuantitativa entre ellos para que la prueba brinde una idea de las reglas y características de los fluidos que fluyen en el medio poroso. Con el desarrollo de la tecnología, el

avance en trazadores se puede resumir como: primero, la actualización del tipo de trazadores, y segundo, los medios de medida.

1.7.2.1 Evolución del uso del Tipo de Trazadores. El progreso que han tenido los trazadores utilizados en la industria petrolera, puede ser dividido en cuatro generaciones como sigue ¹⁰:

- **Primera generación.** Aplicada en los años 50, a la cual pertenecieron los trazadores químicos, que incluyeron toda clase de sales, colorantes y alcoholes inorgánicos. Por lo tanto, los medios de medida eran realizados esencialmente por medio del espectrofotómetro y el análisis cromatográfico, donde la precisión en la medición solamente podría alcanzar niveles entre 10^{-4} y 10^{-6} partes por millón (ppm).

Este tipo de trazadores, presentaban algunas limitaciones como, por ejemplo, la dosificación utilizada era excesivamente grande, el proceso de inyección necesitó una gran bomba; algunos trazadores eran demasiado costosos y no estaban disponibles en el mercado, La carencia de una alta precisión; el ambiente era contaminado durante el proceso y la compatibilidad con medio poroso no era lo suficientemente buena; así que esta clase de trazadores fue eliminándose gradualmente.

- **Segunda generación.** Aplicada a mediados de los años 70. constituida por el uso de trazadores isotópicos radiactivos, dentro de los que se Incluyo el agua tritiada, el alcano tritiado y el alcohol tritiado. Entre los medios de medida se encontraba el contador líquido de centelleo que podía alcanzar un nivel de precisión por encima de 10^{-9} partes por barril (ppb)

Los trazadores isotópicos radiactivos se han aplicado extensamente en yacimientos petrolíferos debido a algunos avances tales como la pequeña cantidad de dosificación, la inyección directa en frente de avance dentro del pozo, el costo relativamente barato; sin embargo, se ha hecho necesario el uso tanto de equipo especial como de personal especializado durante los procesos de inyección y muestreo. Además, algunas políticas ambientales gubernamentales deben ser seguidas ⁷¹.

- **Tercera generación.** Aplicados a finales de los años 80. Corresponde a la utilización de trazadores isotópicos estables, cuya característica dominante, como su nombre lo indica, era la utilización de algún isótopo

estable, existente en algún producto químico, que podría ser activado. La tecnología adicional en la medida era la técnica de la activación del neutrón, La cual, podía alcanzar niveles hasta el nivel de 10^{-12} (ppt).

Los trazadores isotópicos estables, al tener las mismas ventajas que los trazadores isotópicos radiactivos, superaron defectos existentes durante los procesos de inyección, del muestreo y de seguridad, así que la perspectiva de los trazadores estables era buena; sin embargo, existía la desventaja de que debían ser activados mediante un reactor atómico, así que también se necesitó del equipo especial y el personal especializado.

- **Cuarta generación.** La cuarta generación encontró su máxima aplicación a partir de mediados de los noventa, a los cuales corresponden los trazadores del microelemento. El principio base es la escogencia de un material que no este presente ni en el fluido a inyectar ni en la formación del yacimiento; como se trata de un trazador de precisión, la medida alcanzada por medio de este método puede estar por el orden de 10^{-15} (ppq).

Los trazadores del microelemento no solamente tienen la ventaja de ser trazadores estables, sino que también poseen características propias de la tecnología como:

- Conquistaron los defectos potenciales de los trazadores radiactivos en seguridad y contaminación.
- No necesitan de personal especializado durante su proceso de inyección y muestreo.
- Su dosificación requerida es una cantidad pequeña.
- Existen más trazadores comerciales de bajo costo que pueden ser seleccionados.
- Brindan una precisión más alta de medida (respecto a las ya existentes).
- Tienen buen funcionamiento bajo condiciones de alta temperatura.

Durante la revisión literaria realizada en este proyecto, se pudo evidenciar que mayoría de los estudios existentes no identifican la composición química de los trazadores utilizados y generalmente son identificados simplemente por sus nombres comerciales. Además, pocos de los documentos que divulgan el uso de trazadores dan a conocer cualquier detalle en lo que al diseño se refiere. Entre los hechos mas relevantes para el desarrollo de la tecnología de inyección de trazadores entre pozos encontramos:

- En 1965, Brigham W.E. y Smith Jr. D.H.⁴ introdujeron un modelo simple para predecir el tiempo que tarda el trazador desde el momento de su inyección hasta su recuperación y la concentración máxima del trazador en un patrón de cinco puntos. Asumieron que el trazador se mueve radialmente desde el pozo inyector hacia los productores dentro de capas homogéneas, no comunicantes, con la dispersión longitudinal en la dirección del flujo.
- En 1971, Cooke, propone la aplicación de la teoría cromatográfica⁶² para la determinación de la saturación del aceite residual.
- Posteriormente, Abbaszadeh-Dehghani Maghsood, y Brigham W.E.⁶³ (1984) mejoraron el modelo semianalítico y con la ampliación de las expresiones analíticas al modelo de flujo, considerando dispersión radial en los *streamtubes* (flujo en un tubo de corriente con dispersión longitudinal).
- En 2003, Tang Further,⁵⁶ extendió el modelo de Brigham para la determinación de la saturación residual del aceite mediante el uso de trazadores de partición. Actualmente, es el método analítico principal en la industria petrolera.

1.7.2.2 Técnicas de Evaluación de Resultados. Con la actualización y desarrollo de tecnologías determinantes en los medios de medida, la precisión llega a ser más alta y la compatibilidad de los trazadores con la roca y los fluidos de yacimiento cada vez es mejor. Para la clasificación de las técnicas de estudio de los resultados de las pruebas, se han propuesto tres categorías de análisis⁶²: cualitativo, analítico, y numérico.

- **Análisis Cualitativo.** Es la técnica más simple entre las existentes, y se constituye en el método de análisis más utilizado en la industria petrolera para el estudio de este tipo de pruebas. Esta, implica una buena exactitud en los tiempos de arribo del trazador, por lo que puede proporcionar información confiable en términos de comunicación y barreras de no flujo dentro del yacimiento.

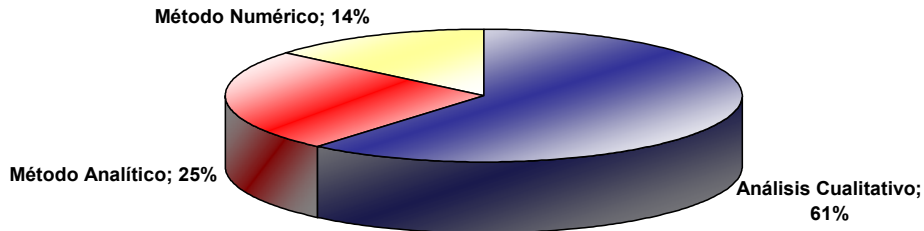
Aunque el método cualitativo es relativamente fácil de desarrollar, en ocasiones puede ser engañoso, especialmente cuando el sistema de recolección de datos no ha sido bien diseñado, o las respuestas de los trazadores no son adecuadamente medidas. Cuando el trazador inyectado es producido en un pozo específico, podemos conseguir una excelente información sobre la heterogeneidad del yacimiento, pero si por el contrario, se detecta la producción del trazador en los pozos circundantes, entonces, toma cierto grado de dificultad determinar las causas por las cuales ocurre. Actualmente, la mayoría de los estudios de trazadores en industria petrolera siguen siendo cualitativos en su naturaleza.

- **Método Analítico.** Antes de que las computadoras se convirtieran en las herramientas principales de interpretación, una gran variedad de fórmulas analíticas fueron aplicadas, basadas en patrones de yacimiento homogéneo y regular. Sin embargo, a medida que el patrón se hace más complejo, es necesario ajustar las fórmulas analíticas a las condiciones de yacimiento. En este aspecto, siempre va a existir cierto grado de error debido a la diferencia entre el patrón verdadero y el ideal ⁵⁹. Entre las limitaciones de este método se cuentan los inconvenientes a la hora de confirmar exactamente la permeabilidad de los canales; la falta de consideración de las heterogeneidades; la dificultad de realizar la prueba cuando se trabaja con un patrón de varios pozos; la suposición del coeficiente de conectividad como 1 para todas las pruebas analizadas, entre otros.
- **Método numérico.** El desarrollo de este método fue realizado a partir de la base de tomar el trazador como componente para simular el proceso de inyección, flujo y producción de los fluidos, según la experiencia específica de campo y el análisis de la teoría propia del flujo de trazadores en medios porosos. Sin embargo, yacimientos con alto grado de heterogeneidad, se hacen cada vez más difíciles de caracterizar y, en ocasiones, las curvas que producen varios picos son difíciles de simular. Estas limitaciones influyen fuertemente en el patrón de flujo dentro del yacimiento, y por tanto, en la producción de hidrocarburos y agua.

Durante los últimos años, es evidente que el desarrollo de las computadoras de gran alcance, ha puesto un nuevo énfasis en el diseño y evaluación de las pruebas de trazadores, introduciendo la simulación matemática de los resultados de la prueba. Durante este proceso de integración de los resultados, los parámetros de yacimiento son ajustados a la historia de producción de los trazadores con el objetivo de obtener consistencia entre los resultados simulados y los datos reales ¹³.

Según el estudio presentado por parte de la Texas A & M University dentro del marco de la conferencia "Asia Pacific Oil and Gas" adelantada en la ciudad de Jakarta (Indonesia) ⁶⁵ para el mes de Abril de 2005, cerca de 61% de las pruebas de trazadores divulgadas (43 en total), han hecho uso de los métodos cualitativos para el análisis de los resultados; los métodos analíticos fueron utilizados para estudiar el 25% de las pruebas, mientras que el 14% han utilizado métodos numéricos.

Figura 5. Métodos de Evaluación Utilizados en las Pruebas de Trazadores.



Fuente: Y, DU, "Interwell tracer test: Lessons Learned from Past Field Studies". SPE 93140.

1.7.3 Tecnología de trazadores en Colombia. En Colombia, son muy contados los estudios que han incluido la inyección de trazadores entre pozos en el cálculo de las heterogeneidades y la distribución de los hidrocarburos dentro del yacimiento. Esto se debe, a la falta de literatura especializada sobre el tema en el país, al relativo "alto costo" que representa implementar la tecnología de inyección del trazador, y al hecho de que los resultados obtenidos de las pruebas, en la mayoría de los casos son de carácter confidencial.

Para 1986, los registros de trazadores radiactivos empezaron a formar parte del proceso de recuperación por inyección de agua en el campo Casabe⁵⁰; ubicado frente al complejo industrial de ECOPETROL- Barrancabermeja en el Valle medio del Magdalena.

Estos registros facilitaron la construcción de mapas de distribución de agua inyectada y la distribución de zonas de colapso en el revestimiento de los pozos productores. Lo anterior se logró, a partir del análisis de zonas de inyección preferencial, las cuales inducían canalizaciones. De esta manera, se determinaron los perfiles de inyección de cada pozo de una forma casi exacta; además, se obtuvo el control de las condiciones de inyección en la superficie tales como la presión y el caudal de inyección.

En los últimos años, se han desarrollado algunos estudios con miras a lograr contribuir a la caracterización de yacimientos a partir de los índices de heterogeneidad o conductividad hidráulica *IFCI* (*interwell flow connectivity index*). Este índice de conductividad, se basa en la integración de los factores hidráulicos y geométricos a partir de mediciones de núcleos en el laboratorio y de datos

obtenidos en los registros de pozos. Tal es el caso de los estudios realizados en la formación Caballos en el Campo Toldado y en ciertas Unidades del Campo La Cira, ubicados en el Valle Superior y en el Magdalena Medio del respectivamente.

Estos trabajos se realizaron ²⁹ para buscar zonas del yacimiento con porosidad, permeabilidad e interconexión en su espesor que permita el flujo de los fluidos dentro del mismo; estas zonas, son definidas como zonas hidráulicamente interconectadas. Las unidades de flujo fueron identificadas y descritas mediante la utilización del índice de conectividad hidráulica, definido como el cociente de dos caudales reales de dos pozos escogidos cualesquiera de producción o de inyección.

Desde 1999, se vienen adelantando estudios de caracterización de yacimientos mediante el uso de la tecnología de inyección de trazadores de gas, en el Campo Cupiagua ⁵⁰, Con el fin de monitorear el movimiento y distribución de los fluidos inyectados mientras se mantiene la presión del yacimiento. Los resultados obtenidos han permitido evaluar la alta anisotropía del yacimiento, sugerir la distribución radial del gas inyectado, proponer trabajos de reparación, optimizar la producción y mejorar el factor de recobro; por redistribución de volúmenes de inyección y mejoramiento de perfiles inyección-producción.

En el país, solo se tiene en cuenta algunos aspectos aislados a la hora de caracterizar yacimientos como es el caso del modelo geológico y las propiedades petrofísicas de porosidad, permeabilidad y espesor, dejando de lado aspectos importantes como las pruebas de presiones, la historia de producción, la dirección preferencial de flujo y las relaciones entre pozos inyectoros y productores. De tener en cuenta todas estas variables, se lograra mejorar el conocimiento tanto de las heterogeneidades como del flujo de fluidos dentro del yacimiento.

De aquí la importancia de la búsqueda de un modelo integral de yacimiento a partir de las relaciones entre la estructura geológica, las propiedades petrofísicas, el comportamiento dinámico del yacimiento, etc., para su uso final en la simulación dinámica de los mismos; a fin de construir modelos que permitan su óptima explotación.

1.8 FLUJO DE TRAZADORES EN MEDIOS POROSOS.

Aunque el desarrollo de métodos analíticos que modelen el flujo de trazadores no fue propuesto en los alcances de este trabajo, es importante plantear algunas de

las ecuaciones básicas que gobiernan este proceso dentro del yacimiento, quizá, como punto de partida para la realización de futuros proyectos.

El sistema de las ecuaciones para el flujo del trazador en un yacimiento de dos dimensiones esta compuesto por tres ecuaciones básicas que son ⁴:

Ecuación de la concentración del trazador a inyectar:

$$\phi \frac{dC}{dt} + \frac{d(v_x C)}{dx} + \frac{d(v_y C)}{dy} = \sum_{i=1}^n q_i C \delta(x - x_i) \delta(y - y_i) \quad (11)$$

Ley de Darcy:

$$v_x = -\frac{k(x, y)}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx} \quad \text{y} \quad v_y = -\frac{k(x, y)}{\mu} \cdot \frac{dp}{dy} \quad (12)$$

Ecuación de continuidad:

$$\frac{d v_x}{dx} + \frac{d v_y}{dy} = \sum_{i=1}^n q_i \delta(x - x_i) \delta(y - y_i) \quad (13)$$

donde, **C**: Concentración del trazador; **p**: presión del yacimiento, **(xi, yi)**: posición del pozo i; **qi**: el caudal del pozo i; **n**: el número de pozos, **K**: Permeabilidad isotrópica; **(vx, vy)** : Velocidad en cada coordenada, ϕ porosidad; μ : Viscosidad del fluido; δ la función del delta Diracs ⁵⁶.

Desde el punto de vista físico, Varias observaciones son indicadas para estas ecuaciones. La ecuación de concentración no considera el tensor de dispersión. La ley de Darcy no incluye efectos por gravedad, lo que significa que todos los yacimientos serán aréales con espesor uniforme. La permeabilidad depende de la posición en el yacimiento y la viscosidad se considera constante debido al que el coeficiente del trazador en el yacimiento se asume como unitario. La ecuación de conservación de materia considera que todos los líquidos en el yacimiento y el trazador son incompresibles. ¹⁷

Desde el punto de vista matemático la ecuación de concentración es una ecuación hiperbólica lineal. La cual, requiere una condición inicial para el cálculo de la distribución del trazador en el yacimiento. Estas ecuaciones, presentan una inexactitud con el tiempo, por lo tanto pueden originar una equivocación en la concentración del trazador, por este motivo, se convierte en uno de los principales

parámetros que pueden conducir a errores a la hora de determinar la distribución espacial del trazador, calculados por los esquemas numéricos. Por otra parte, la ley del Darcy y las ecuaciones de continuidad forman una ecuación elíptica para la presión del yacimiento. Las ecuaciones elípticas necesitan condiciones de límite para determinar una solución única .

1.8.1 Modelo de BRIGHAM. Brigham y Smith ⁴ propusieron un modelo semi-cuantitativo para predecir la dilución del trazador en medios homogéneos a partir de un patrón de 5 puntos. Útil a la hora de estimar la cantidad de trazador requerida para producir una concentración de trazador deseada. En la aproximación de Brigham, una correlación empírica fue desarrollada para describir el flujo fraccional o la concentración normalizada C/C_o del trazador para la inyección continua del mismo:

$$\log \left[\log \left(\frac{1.07}{1.07 - C Q_{pv} / C_o} \right) \right] = -0.041 - 0.5851 \log(Q_{pv} - 0.72) \quad (14)$$

$$0.72 < Q_{pv} < 2.29$$

Donde Q_{pv} : inyección o producción del volumen poroso, La ecuación 14 es válida para desplazamiento con radio de movilidad unitaria y no incluye el efecto de dispersión. El volumen barrido $v_s(t)$ para la inyección continua es simplemente la diferencia entre el $C_o Q_{in}$ inyectado del trazador y el $R(t)$ recobro acumulativo del trazador normalizado por el volumen del agua $\phi(1 - S_{orw})$ y la concentración inyectada C_o del trazador⁵⁷.

$$v_s(t) = \frac{C_o Q_{in}(t) - R(T)}{\phi - (1 - S_{ORW}) C_o} \quad (15a)$$

La ecuación 15a puede ser expresada en términos de volumen poroso como:

$$v_{pv}(Q_{pv}) = Q_{pv} - \int_{0.72}^{2.29} \frac{C}{C_o} dQ_{pv} \quad (15b)$$

Para un pulso, teniendo en cuenta el efecto de la dispersión, la curva del trazador puede ser obtenida evaluando la siguiente integral:

$$\frac{C(Q_{pv})}{C_{mp}} = \frac{1}{C_o} \int_0^{Q_i} \frac{dCx}{0.72} \exp\left[-\frac{3L(x - Q_{pv})}{\pi^2 \alpha}\right] dx \quad (16)$$

El C_{mp} , la concentración máxima "in-situ" en la vecindad del pozo que se produce, es dado por:

$$C_{mp} = \frac{m L^{-1.5} \alpha^{-0.5}}{0.0004 h \phi (1 - S_{orw})} \quad (17)$$

Donde L : distancia entre el pozo inyector y el productor, ft; α : dispersión, ft, $h\phi$: Porosidad, ft, m = peso del trazador inyectado, lb; χ parámetro de integración en la unidad del volumen poroso.

Se observa, que la concentración máxima producida del trazador de un pozo es considerablemente menor que la concentración máxima "in-situ" en el yacimiento debido a la dilución de otras líneas de flujo. La ecuación 17 es una relación empírica entre la concentración máxima y los parámetros "in-situ" del yacimiento. Puede demostrarse que el C_{mp} es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la longitud de la dispersión (α).

Una de las características del modelo de Brigham es su capacidad de manejar capas múltiples del yacimiento. En este modelo, la distribución de flujo es gobernado por la permeabilidad de las diferentes capas (ecuación 18), y la concentración producida del trazador es obtenida de la sumatoria de todas las capas (ecuación 19).

$$\frac{q_j}{\sum_{j=1}^N q_j} = \frac{k_{rw,j} h_j}{\sum_{j=1}^N k_{rw,j} h_j} \quad (18)$$

$$C = \frac{\sum_{j=1}^N C_j q_j}{\sum_{j=1}^n q_j} \quad (19)$$

Donde C_j q_j : caudal y la concentración del trazador para la capa j , C : concentración del trazador producido, $K_{rw, j}$: permeabilidad relativa del agua en S_{orw} , para la capa j .

1.8.1.1 Transformación cromatográfica y modelo extendido de Brigham para trazadores de partición. De acuerdo con la teoría *streamline*, Tang ⁵⁶ demostró que las curvas del trazador no conservativo y de partición son relacionadas con las ecuaciones 20 y 21 para la inyección de trazador:

$$C_n(t) = \sum_{\varphi_o}^{\varphi_f} \sqrt{\frac{N_\varphi}{2\pi}} \frac{q_\varphi}{q_m q_{pro} q_{o,\varphi}} \exp. - \left[\left(\frac{1}{t_{o,\varphi}} - 1 \right) \frac{N_\varphi}{2} \right] \quad (20)$$

$$C_n(\tau) = \frac{1}{1+\beta} \sum_{\varphi_o}^{\varphi_f} \sqrt{\frac{N_\varphi}{2\pi}} \frac{q_\varphi}{q_m q_{pro} q_{o,\varphi}} \exp. - \left[\left(\frac{\tau/(1+\beta)}{t_{o,\varphi}} - 1 \right) \frac{N_\varphi}{2} \right] \quad (21)$$

$$1+\beta = 1 + \frac{k_c S_{orw}}{1 - S_{orw}} \quad (22)$$

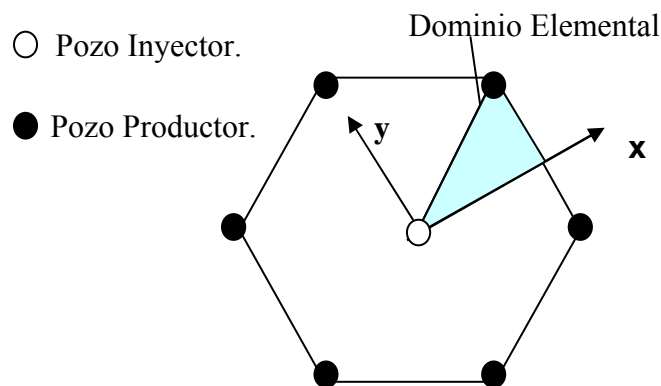
Donde $C_n(t)$, $C_p(t)$ son las concentraciones producidas del trazador conservativos y de partición respectivamente; $\langle WL^{-3} \rangle$, q_{in} , q_{pro} , $q(\tau)$ corresponden al caudal de inyección, caudal de producción, y caudal en la corriente del tubo, respectivamente, $\langle L^3 T^{-1} \rangle$, $t_{o,\tau}$ es el tiempo de retención máximo para un trazador conservativo en la corriente del tubo, $\Psi \langle T \rangle$, N_ψ es el número de placas en streamtube ψ_o, ψ_f se refiere a las velocidades más altas y las mas lentas en el inyector y el productor; $1+\beta=$ es el factor de retraso cromatográfico definido en la ecuación 22 , coeficiente $K_c=$ Coeficiente del trazador de partición a condiciones de yacimiento.

Las ecuaciones 20 a la 22, constituyen la base teórica para la transformación cromatográfica. Comparando las ecuación 20 y 21, es evidente que la curva del trazador de partición se puede calcular con la curva del trazador conservativo substituyendo $\tau = t(1+\beta)$ y $C_p(t)=C_n(t)/(1+\beta)$ en la ecuación 21. Esta transformación, también fue probada independientemente de la ecuación de conectividad y dispersividad y la condición de límite por Tang. De acuerdo con la teoría de la transformación cromatografía, la curva del trazador conservativo, del modelo de Bringham, se puede transformar fácilmente a la curva del trazador de partición.

1.8.2 Modelo para el Flujo de Trazadores sometidos a recuperación secundaria. En este aparte, se pretende plantear las ecuaciones diferenciales básicas de tipo convección-difusión (*Convection Diffusion Equation - CDE*), que representen el flujo y transporte de un trazador en un esquema de inyección de agua denominado “*Seven Spot invertido*”⁵², considerando un sistema balanceado de inyección/producción. Esto, se realiza ante la necesidad de simular los procesos de transporte que ocurren en el medio poroso, e interpretar convenientemente las curvas de respuesta del trazador.

Cuando ocurre la recuperación de una gran fracción de agua por los pozos productores, el petróleo remanente se constituye como una fase prácticamente inmóvil dentro del yacimiento. Una configuración de pozos similar a la del ensayo presentado, puede apreciarse en la Figura 4⁵². Donde, el esquema básico (hexagonal) se repite en el yacimiento (Ver figura 6).

Figura 6. Esquema de inyección “Seven Spot” para flujo de trazadores sometidos a recuperación secundaria.



Fuente: SOMARUGA, C.A. Utilización de tritio para la evaluación de proyectos de recuperación de petróleo en la cuenca neuquina. Universidad Nacional del Comahue. Neuquén, Arg. 1996.

La producción de petróleo por inyección de agua, es “balanceada” si los caudales inyectados son todos iguales entre sí y lo mismo sucede con los caudales producidos. Entonces es posible delimitar el dominio “elemental” indicado.

La ecuación que relaciona la velocidad de filtración del agua con el gradiente de presión, es la ley de Darcy, que para un medio horizontal e isótropo se reduce a:

$$\vec{v} = -\frac{kk_{rw}}{\mu} \nabla p \quad (23)$$

Donde, k y k_{rw} son las permeabilidades (absoluta y relativa de la fase mojanete) y μ viscosidad. Definiendo un potencial general:

$$\Psi = \frac{k p}{\mu} \quad (24)$$

y considerando fluidos incompresibles, obtenemos:

$$\nabla k_{rw} \nabla^2 \Psi + k_{rw} \nabla^2 \Psi = 0 \quad (25)$$

El trazador se inyecta en el pozo inyector en forma de pulso de concentración C_0 . Se considera que previo a la inyección no hay trazador en el dominio. Suponiendo que prevalece el transporte por convección con dispersión hidrodinámica, debe cumplirse:

$$\nabla \cdot (C \vec{v} + \vec{j}) = -\phi \frac{\partial C}{\partial t} \quad (26)$$

ϕ Es la porosidad y \vec{j} la densidad de flujo difusivo–dispersivo,

$$\vec{j} = -\overline{\overline{D}} \cdot \nabla C \quad (27)$$

Donde: $\overline{\overline{D}}$ es el tensor de dispersión hidrodinámica.

$$\overline{\overline{D}} = \phi D_m \overline{\overline{I}} + \frac{\alpha_L}{|\vec{v}|} \begin{bmatrix} v_x^2 & v_x v_y \\ v_y v_x & v_y^2 \end{bmatrix} + \frac{\alpha_T}{|\vec{v}|} \begin{bmatrix} v_y^2 & -v_x v_y \\ -v_y v_x & v_x^2 \end{bmatrix} \quad (28)$$

Donde D_m Es el coeficiente de difusión molecular, \bar{I} es la matriz identidad, α_L es la dispersividad longitudinal del medio, α_T es la dispersividad transversal del medio y v_x, v_y son los componentes escalares de la velocidad \vec{v} . Con las ecuaciones 26, 27 y 28, y considerando iguales dispersividades longitudinal y transversal:

$$\phi \frac{\partial C}{\partial t} + v_x \frac{\partial C}{\partial x} + v_y \frac{\partial C}{\partial y} = D_{11} \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} + D_{22} \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} + \frac{\partial D_{11}}{\partial x} \frac{\partial C}{\partial x} + \frac{\partial D_{22}}{\partial y} \frac{\partial C}{\partial y} \quad (29)$$

Donde D_{11} y D_{22} Son los elementos diagonales del tensor de la ecuación 28. La ecuación 29, debe resolverse con $\vec{j} = 0$, en todo el contorno excepto en los bordes de los pozos inyector y productor⁵⁷. Se divide el dominio en elementos triangulares y se proponen, para las ecuaciones 25 y 29:

$$\psi^* = \sum_{i=1}^6 N_i \Psi_i \quad \text{y} \quad C^* = \sum_{i=1}^n N_i C_i \quad (30)$$

El índice “i” identifica los nodos. Las N_i son funciones de forma cuadráticas y los Ψ_i y C_i son los correspondientes valores nodales; las soluciones propuestas deben cumplir la condición de residuos nulos. Empleando el método Galerkin Standard y sustituyendo:

$$\bar{K} \cdot \vec{\Psi}^* = \vec{f} + \vec{R} \quad (31)$$

\vec{f} y \vec{R} son vectores asociados a los flujos en los contornos. Además,

$$\bar{M} \frac{\partial \vec{C}^*}{\partial t} + (\bar{K}_u + \bar{K}_d) \vec{C}^* = 0 \quad (32)$$

\bar{K} \bar{M} \bar{K}_u y \bar{K}_d son las matrices de rigidez, masa, convectiva y dispersiva.

Se resuelve la ecuación 31 obteniéndose el potencial general y por derivación las velocidades de filtración. Luego se resuelve la ecuación. 10, mediante un esquema implícito (Euler hacia atrás).

$$Pe_n = \frac{|\vec{v}| d}{D} = \frac{d}{\alpha} \quad (33)$$

1.8.3 Tiempo de irrupción o arribo de un trazador. El tiempo de irrupción o arribo de un trazador es considerado como el tiempo que tarda un trazador desde el momento de su inyección hasta su posterior detección, en el pozo productor, suponiendo que no existe transferencia de masa y las fases presentes son incompresibles^{21, 42} (el volumen de agua inyectada es al igual que la tasa total líquida de producción).

En 1942, Buckley y Leverett, usando el principio de conservación de la materia, consideraron un sistema lineal saturado de petróleo y agua, sometido a inyección de fluidos a una tasa q_i , longitud L y área seccional al flujo A_t ³⁷; y definieron un tiempo de irrupción así:

$$t_R = 0.178 \frac{A_t \phi L}{q_i B_w \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}} \quad (34)$$

Donde A_t : área seccional al flujo, L la distancia que los separa, ϕ Porosidad de la roca en fracción; q_i Tasa de inyección del fluido STB/día. B_w Factor volumétrico del agua, bls/STB, $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$ Pendiente de la curva de flujo fraccional a una saturación determinada.

Es importante tener en cuenta que el tiempo de irrupción se acorta, debido al incremento de la permeabilidad en la capa, o si existe producción por medio de una red de fracturas.

2. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES ENTRE POZOS.

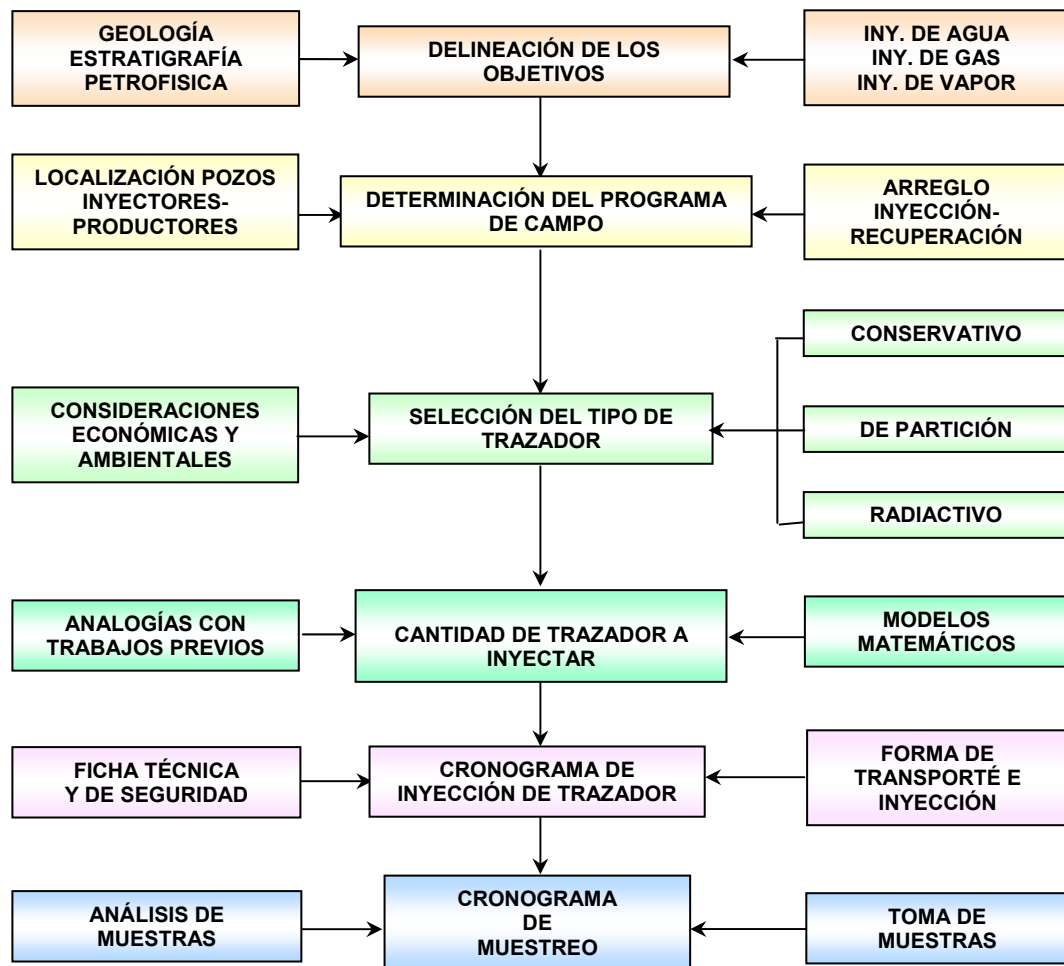
En procesos que involucren el uso de la tecnología de trazadores entre pozos para ayudar a la caracterización de yacimientos, se deben considerar varios aspectos que van desde la definición de los objetivos del programa hasta la interpretación cuantitativa y cualitativa de los resultados. A partir de esta concepción, podemos definir una metodología para el desarrollo de una prueba de trazadores entre pozos planteada a partir de tres fases a saber:

- **Diseño de la prueba.** Referida principalmente a la identificación y localización de los pozos inyectoros; al tipo de arreglo inyección-recuperación; la selección del tipo y cantidad de trazador a utilizar; la forma de inyección del trazador y el programa de recolección y análisis de muestras.
- **Operación de inyección del trazador y toma de muestras.** Considerada como una fase de transición entre el diseño y la evaluación de la prueba. Consiste en el trabajo de campo, donde se realiza el transporte e inyección del trazador seleccionado, muestreo con base en el diseño y el análisis de las muestras en el laboratorio.
- **Evaluación e interpretación de los resultados.** Desarrollada a partir de los resultados obtenidos de las fases de diseño y operación. Esta etapa, implica la obtención de parámetros mediante el análisis de los resultados de las pruebas de laboratorio; el análisis de los tiempos de arribo del trazador y las curvas de irrupción del mismo, la dirección preferencial de flujo; entre otros.

El diseño se convierte en un paso de vital importancia, ya que si el proyecto es mal diseñado es casi imposible obtener una información acertada del trazador en el campo. Por tal motivo, en la primera parte del diseño, se necesita definir y especificar aspectos como los objetivos de la prueba, las zonas a caracterizar, los inyectoros ideales, el trazador más apropiado, entre otros. (Ver Figura 7).

Con base en lo anterior, se debe plantear la metodología que permita determinar tanto las condiciones dinámicas del yacimiento como la determinación de los principales parámetros de flujo que influyen en los procesos de inyección, mediante la realización de una prueba de trazadores entre pozos.

Figura 7. Fase de Diseño para la Realización de una Prueba de Trazadores Entre Pozos.



Fuente: Los Autores.

2.1. ESTABLECIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DE LA PRUEBA.

En una prueba de inyección de trazadores los objetivos deben ser establecidos antes que la prueba sea puesta en ejecución y deben ser definidos tan específicamente como sea posible, ya que una planeación bien definida, es la llave para el éxito de las pruebas de trazadores.

La prueba debe dirigirse principalmente a solucionar interrogantes o problemas específicos que se tengan sobre el conocimiento del yacimiento; de esta manera, se puede constituir como un soporte importante en la construcción del modelo dinámico del mismo.

El primer aspecto a definir, es identificar las características de yacimiento (geológicas, estratigráficas, petrofísicas, dinámicas), que se pretenden estimar. Esto, puede ser un requisito obvio para la prueba, pero en algunos casos es pasada por alto por sus diseñadores.

El planteamiento de los objetivos debe partir de un conocimiento claro del modelo geológico, estratigráfico, y de las condiciones de ingeniería del yacimiento para definir objetivos específicos que permitan la consecución de un objetivo principal como es el de "mejorar la caracterización de los yacimientos a partir de la descripción y análisis, del comportamiento y la dirección de los fluidos inyectados; que permita entender mejor las relaciones entre las propiedades del yacimiento y el comportamiento de la producción".

La consecución del objetivo anteriormente mencionado, se logra al implementar una serie de objetivos específicos puntuales que se irán consiguiendo uno a uno durante el desarrollo de toda la prueba, fácilmente comparado a la forma como se realiza una planeación estratégica. Claramente se ve que estos deben estar ligados a mejorar la definición de las heterogeneidades, debido a que son estas las que controlan y modifican los diferentes patrones de flujo que pueden identificarse en el yacimiento. Algunos de los objetivos que pueden plantearse en un programa de inyección de trazadores entre pozos son:

- Identificación de zonas fracturadas de alta permeabilidad.
- Identificación de la orientación del máximo esfuerzo horizontal en el yacimiento (Sh_{max}).
- Distribución espacial 3D, de la permeabilidad en el yacimiento con una mejor delineación de los canales de flujo y las barreras de alta permeabilidad.
- Identificación de los canales preferenciales de flujo, zonas inundadas y estratificación.
- Comunicación vertical y horizontal entre los pozos y las formaciones.
- Determinación del movimiento del frente de invasión.
- Evaluación de la eficiencia volumétrica de barrido de los pozos por cada fluido inyectado.
- Evaluación de los pozos inyectoros y su relación con los pozos productores.

- Evaluación y predicción del comportamiento dinámico de los fluidos de inyección.
- Identificación de tendencias direccionales de flujo.
- Identificación de acumulaciones de hidrocarburos remanentes y distribución de saturación de aceite residual en el yacimiento.
- Estimar la fracción de cada trazador inyectado que llega a cada pozo productor.

El mejoramiento o identificación de las heterogeneidades esta referida especialmente a una escala megascopica, pero con una adecuada integración de los datos provenientes del modelo sedimentológico y estratigráfico de secuencias de alta resolución, los datos de trazadores pueden solucionar aspectos a una escala macro.

2.2 DETERMINACIÓN DEL PROGRAMA DE CAMPO.

En esta etapa se identifica el arreglo inyección/producción, el área en estudio, localización del inyector o de los inyectores y las zonas de producción y el tipo de arreglo inyección-recuperación. El desarrollo de esta etapa es función de los objetivos del proyecto, el área del proyecto y la distancia entre pozos, entre otros.

2.2.1 Localización de los Pozos Inyectores y Productores. El proceso de selección del modelo o área en estudio está muy relacionado con la identificación de la unidad o unidades de flujo (zonas de producción) que se van a evaluar y a la selección cuidadosa de los pozos inyectores y productores que se encuentran en mejores condiciones para la realización de la prueba (localizados en el área de interés); ya que el correcto seguimiento de la prueba requiere del continuo monitoreo de los pozos productores previamente seleccionados.

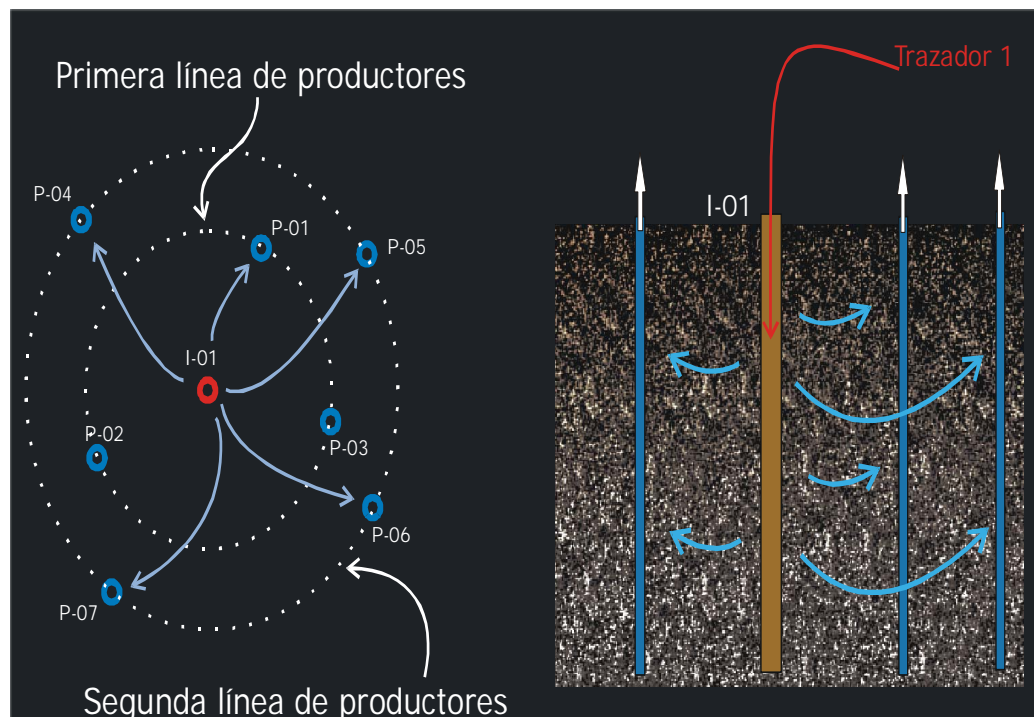
La selección del número de inyectores para los cuales se va a inyectar el trazador depende del tamaño del proyecto, en proyectos de gran extensión se hace necesario la utilización de más de un pozo inyector, manteniendo la siguiente regla: “dos inyectores continuos deben utilizar distintos tipos de trazadores” ya que la utilización del mismo tipo de trazador dificulta el análisis de la procedencia del fluido inyectado. Los pozos con baja presión son los candidatos ideales para ser utilizados como inyectores.

De los pozos inyectoros se deben conocer la historia de inyección y la distribución de las tasas de inyección entre las zonas productoras. Así mismo, de los pozos productores se debe conocer la historia de producción, las tasas de producción y su distribución entre las zonas productoras.

2.2.2 Determinación del Tipo de Arreglo Inyección-Recuperación⁷⁷. Depende del nivel de complejidad y heterogeneidad de la unidad de flujo que se desea caracterizar. Según el número de trazadores a inyectar, podemos utilizar varios tipos de arreglos como son:

1. **Arreglos de inyección directa.** Este estudio permite analizar la recuperación del fluido inyectado en los pozos productores a partir de la inyección del trazador por un solo pozo inyector. El estudio efectuado establece la cantidad del fluido recuperado en función del tiempo. Por otro lado, conocidos los caudales de inyección se calculan los volúmenes de recuperación, (Ver figura 8).

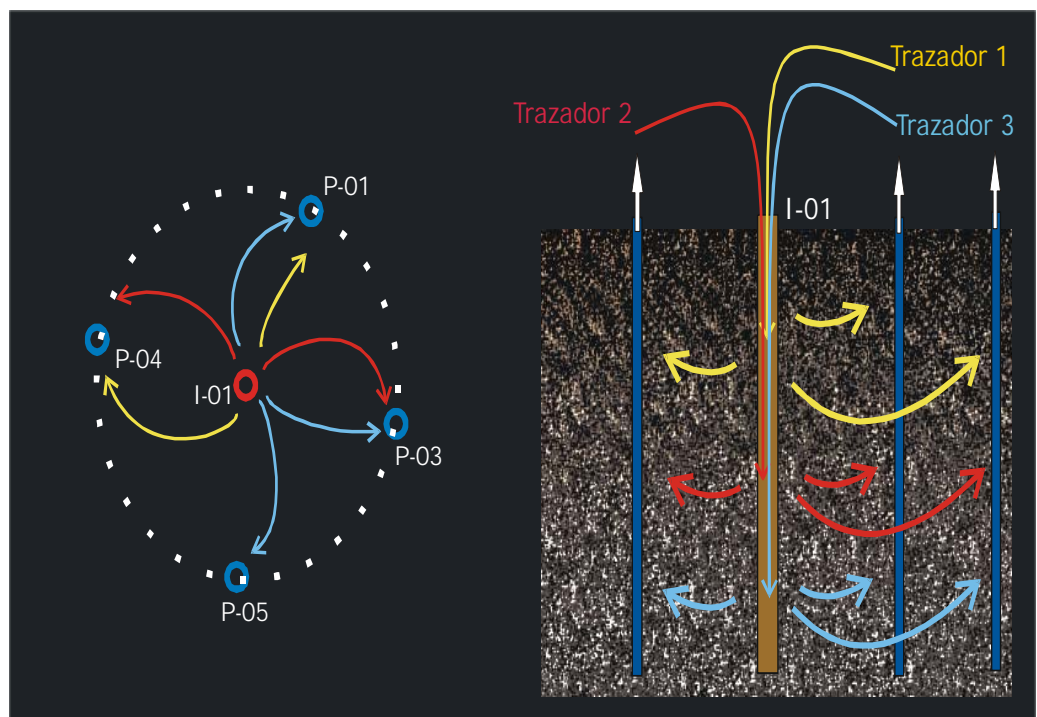
Figura 8. Inyección de un Trazador por Pozo Inyector (Inyección Directa).



Fuente: SI, Sistemas Industriales. Trazadores no radioactivos. (Online). Argentina. <http://www.sistemasindustriales.com>

2. **Arreglos de inyección selectiva.** Consiste en el análisis de la recuperación del fluido inyectado con base en la inyección de un trazador diferente por cada formación productora, desde el mismo pozo inyector, (Ver figura 9).

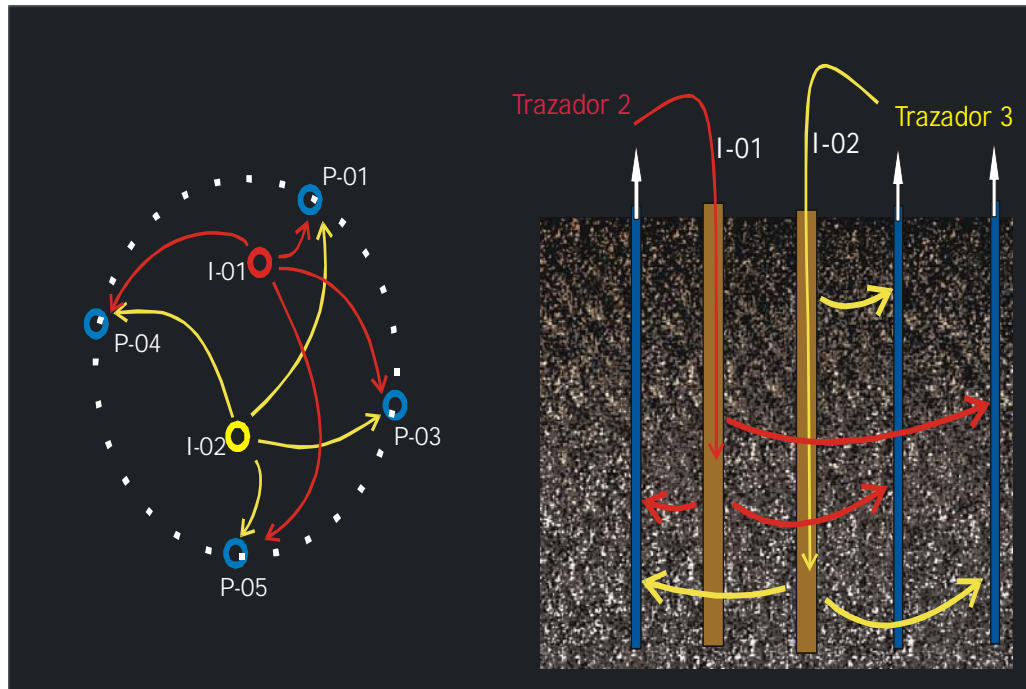
Figura 9. Inyección de Varios Trazadores por un Pozo Inyector (Inyección Selectiva).



Fuente: SI, Sistemas Industriales. Trazadores no radioactivos. (Online). Argentina.
<http://www.sistemasindustriales.com>

3. **Inyección por malla.** El estudio permite analizar la recuperación del fluido inyectado en los pozos productores, a partir de la Inyección simple de tres trazadores, cada uno por un pozo inyector diferente, dentro de la misma área en estudio. (Ver figura 10).

Figura 10. Inyección de un Trazador por cada Pozo Inyector (Inyección por Malla).



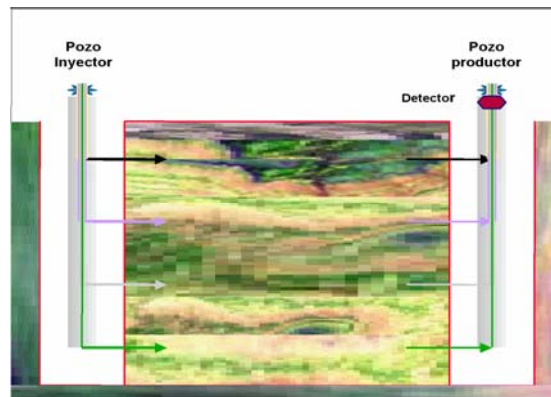
Fuente: SI, Sistemas Industriales. Trazadores no radioactivos. (online). Argentina.
<http://www.sistemasindustriales.com>

Según el número de localizaciones dentro del pozo en las cuales los trazadores van a ser muestreados es posible utilizar Arreglos convencionales o programas de perfilamiento vertical

1. **Arreglos convencionales.** Los trazadores son monitoreados generalmente en una sola localización en cada pozo - generalmente en cabeza de pozo- (Ver figura 11).
2. **Programa de perfilamiento vertical.** los trazadores son inyectados y muestreados en más de una localización dentro del pozo. Útil cuando se desea caracterizar una unidad compleja y altamente heterogénea, por ejemplo la combinación de heterogeneidades diagenéticas como zonas cementadas, con heterogeneidades tectónicas, como fracturamiento en diferentes niveles de la misma unidad, o cuando simplemente un inyector barre diferentes unidades de flujo que se encuentran consecutivas (Ver figura 12).

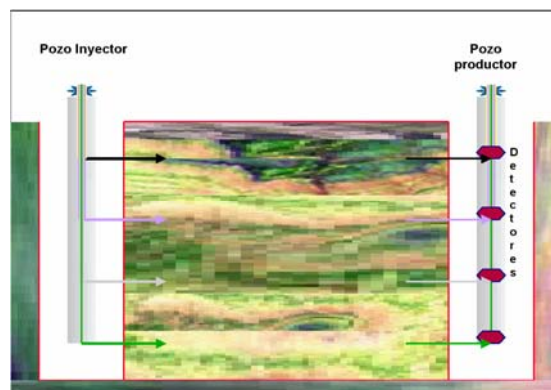
Los programas de perfilamiento vertical o *Vertical Tracer Profiling VTP*, al ser combinados con descripciones avanzadas de corazones, logran una mejor descripción del yacimiento que los programas convencionales debido a que incorporan al modelo variogramas verticales construidos a partir de los datos de trazadores, lo que permite reconocer el tipo, forma y distribución de las heterogeneidades y su efecto en el movimiento de los fluidos. El inconveniente de implementar este tipo de arreglo radica en que las operaciones logísticas de muestreo son demasiado complicadas y costosas.

Figura 11. Esquema Arreglo Convencional para Recuperación de Trazadores.



Fuente: Los Autores.

Figura 12. Esquema Programa de Perfilamiento Vertical para Recuperación de Trazadores.



Fuente: Los Autores.

2.3 SELECCIÓN DEL TIPO DE TRAZADOR.

Para escoger el tipo o los tipos de trazadores a utilizar se debe considerar el nivel de concentración del trazador en el yacimiento (*background*), así como su compatibilidad con los fluidos y la roca, debido a que están íntimamente relacionados con la interacción trazador-yacimiento, que puede presentarse por diversos mecanismos como intercambio iónico, reacciones químicas, etc.

Para seleccionar los trazadores más indicados se deben tener en cuenta algunos requisitos previos para asegurar el éxito técnico y económico de la operación, cerciorándose que sean realmente efectivos. Se deben tener en cuenta algunos aspectos como:

- El proceso de recuperación y análisis de las muestras debe ser fácil y la detección debe darse en pequeñas concentraciones en los fluidos de producción.
- Las características del trazador deben permitir una buena recuperación para el balance de materia (no deben ser absorbidos por la formación ni por las tuberías).
- No debe alterar la mineralogía ni las propiedades físico-químicas de los fluidos, de las formaciones productoras, ni estar presentes naturalmente en el yacimiento.
- Aplicación económicamente viable en campos petrolíferos (ser altamente solubles, presentar alta difusión molecular, gran disponibilidad en el mercado a bajo costo tener alto grado de pureza).
- El trazador debe seguir el camino del fluido inyectado.
- Deben ser inmunes a las bacterias y químicamente estables
- Particularmente en el caso de trazadores radiactivos se debe conocer su tiempo de vida media a fin de obtener un control adecuado sobre el balance de materia.
- No deben ser detectables por métodos muy corrientes de análisis, garantizando que la cantidad de trazador inyectada y su tipo específico, sean las variables principales a controlar en el proceso.
- Fáciles de manipular y seguros de inyectar y producir.
- Satisfacer las regulaciones ambientales (Ambientalmente aceptable).

Por esta razón, es necesario realizar análisis detallados de laboratorio para evaluar la compatibilidad de los trazadores con los fluidos y la roca a condiciones de yacimiento, de tal forma que se puedan cuantificar los niveles de adsorción, los efectos de partición, y las respuestas del trazador ante características propias de

yacimiento como la composición química de la roca y la composición y tipo de hidrocarburos recuperados. La interacción trazador - yacimiento puede llevarse a cabo a través de diversos mecanismos incluyendo el intercambio iónico y la reacción química.

Algunas formaciones generalmente tienen capas cargadas negativamente y contienen diferentes cantidades de arcillas con altas capacidades de intercambio iónico. Las superficies del yacimiento cargadas negativamente absorben iones cargados positivamente por medio de fuerzas electrostáticas. Iones absorbidos en las superficies del yacimiento son libres de intercambiarse con los iones presentes en los fluidos y tienden a formar un equilibrio. Este es un proceso reversible conocido como intercambio iónico. Dependiendo de la naturaleza del cation existe la posibilidad de que el Ion del trazador se demore un periodo de tiempo en la superficie retrasándose con relación al avance del fluido de inyección en un tiempo igual a este periodo. Por lo tanto, la velocidad de trazador conteniendo iones de carga positiva será menor que la velocidad del fluido inyectado.

En casos donde el intercambio es irreversible o donde se produce un cambio en la forma química, ya sea por ataque bacterial o reacción química, puede que parte o todo el trazador no llegue a ser producido. Por esta razón, durante su selección, se deben evitar aquellos que reaccionen químicamente con los iones presentes en los fluidos. De esta forma, se descartan los iones de carbonato y sulfato, los cuales reaccionan con iones comúnmente presentes en el yacimiento, para formar precipitados insolubles.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es el tiempo de duración de los ensayos; por lo que el trazador seleccionado deberá tener un período de descomposición o de vida media (para el caso de los radiactivos), lo suficientemente largo para permitir garantizar su buen funcionamiento durante el transcurso de toda la prueba. También, se debe considerar el desempeño histórico de las pruebas de inyección de trazadores. Si no existen, es aconsejable recurrir a correlaciones con otros yacimientos que expresen semejanzas estáticas y dinámicas de yacimiento y de los fluidos (Esto permite evaluar características intrínsecas de yacimientos similares, la incidencia de la presión y la temperatura en el comportamiento esperado y calculado).

En la selección de trazadores de partición, es importante tener en cuenta que el coeficiente de partición o de distribución termodinámica debe ser lo suficientemente alto para producir factores de retardo sensibles a los cambios de saturación. Sin embargo, coeficientes de partición altos también pueden producir inconvenientes como tiempos de irrupción y picos tardíos del trazador, así como

altas concentraciones del mismo producidas con las otras fases ²¹, por lo cual, es necesario aplicar un límite superior en la selección de este parámetro.

En proyectos de inyección de vapor, la selección del trazador depende de la parte del proceso en estudio. En principio, un gas que no reacciona con el vapor, es estable a las temperaturas de operación, no sufre partición en el agua, no esta en forma natural en el vapor, y es medible en forma separada; es un buen candidato como trazador de la fase de gas.

Otras variables a considerar son las variables de tipo económico y ambientales como el uso a menores cantidades, mayor solubilidad, facilidad de obtención y manipulación, cero toxicidad, no degradables, entre otras. Para evaluar la viabilidad económica de las pruebas es necesario determinar los gastos relacionados con el transporte del material hasta el lugar de inyección, la recolección de las muestras y su manejo, y el costo del análisis de laboratorio y su correspondiente interpretación.

En general, el uso de compuestos químicos convencionales en lugar de radiactivos depende de la aplicación específica que se la va a dar a cada trazador, aunque en proyectos de inyección de gas han sido más utilizado los trazadores radiactivos. Estos, sin embargo, requieren precauciones extremas a causa de los riesgos inherentes a la radiación, sobre todo durante la etapa de inyección. De ahí que, se recomienda la asistencia de personal experto en este tipo de productos.

2.4 DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE TRAZADOR A INYECTAR.

La cantidad ideal de trazador a ser inyectado es aquella que permita una recuperación con concentraciones lo suficientemente altas, por encima de los niveles mínimos detectables, pero aún por debajo de los niveles permitidos, Tal cantidad, depende del volumen del yacimiento, del espaciamiento entre los pozos, de la porosidad de la roca, de la saturación de los fluidos presentes en el yacimiento y del espesor de la formación.

Los límites de detección del trazador, la concentración máxima permitida, y las características del yacimiento son normalmente los tres factores más importantes a la hora de determinar cuánta cantidad de trazador se requiere para una prueba. Para estimar la cantidad de trazador a utilizar existen tres posibilidades:

- **Analogías con trabajos previos.** Pueden ser de vital importancia a la hora de ayudar a complementar la selección del tipo de trazador y verificar consistencias con los resultados obtenidos. En el apéndice B, se presenta la relación de las pruebas, teniendo en cuenta aspectos como el nombre del campo, localización, tipo de trabajo de inyección, nombre comercial del trazador y tipo de método utilizado para su análisis.
- **Solución del modelo matemático.** Se puede utilizar la ecuación de Abbaszadeh-Dengami and Brigham (1987), la cual se basada originalmente en un modelo propuesto por Brigham and Smith, (1965) y modificado para ser formulado en distintos casos donde se tienen en cuenta efectos como dispersión, difusión y dilución, debido a la expansión del fluido y separación de los trazadores. Por otra parte, también puede ser utilizado el Modelo de Dilución Total donde, se estima un volumen adicional anticipado obtenido del cálculo de volumen poroso entre el pozo inyector y los pozos productores, considerando el espesor de la formación y las condiciones de yacimiento conocidas. El anexo C, menciona algunas características adicionales de los métodos matemáticos para la determinación de la cantidad de trazador a inyectar.
- **Método McIntyre**³⁶. Determina la mínima cantidad de trazador a inyectar a partir del análisis de las curvas adimensionales de producción.

Actualmente, predomina la utilización de los modelos matemáticos en la determinación de la cantidad de trazador a inyectar, siendo el más utilizado el modelo de dilución total. Donde, el valor calculado es siempre subestimado (cantidad mínima), y debe ser aumentado con el fin de considerar las posibles pérdidas por adsorción, dilución, partición y/o descomposición del trazador, y para obtener mayor sensibilidad de los resultados de campo.

Bradley. (1995), recomienda que el valor utilizado sea 100 veces mayor al calculado, igualmente se propone un límite conservador de detección para los trazadores de cerca de 105 veces el contenido natural del yacimiento. Con base en diversos estudios experimentales, la inyección de 0.5 curies de tritio por pie de espesor neto del yacimiento es suficiente para dar una respuesta adecuada en los pozos productores que rodean al inyector.

El efecto conocido como dilución, representa un factor crítico en el cálculo de la cantidad de trazador a inyectar y debe contemplarse dentro del diseño del programa, para mantener las concentraciones en los pozos productores por encima de los niveles detectables. La dilución se presenta en los pozos

productores al mezclarse el fluido procedente de diferentes pozos inyectores, afectando notablemente las concentraciones producidas del trazador.

Por otro lado, el cálculo de la cantidad del trazador requerido con base en el volumen poroso no tiene en cuenta la presión del yacimiento y debe incrementarse debido a que los trazadores son comúnmente analizados en términos de volumen por unidad de volumen (v/v) a condiciones de superficie. Esto se debe al efecto de compresibilidad del gas, el cual al ser expandido desde las condiciones de yacimiento hasta la superficie, generará un gran aumento en el volumen de dilución. Igualmente, el gas disuelto en el crudo a condiciones de yacimiento, aporta un volumen importante de dilución, al ser liberado a condiciones de superficie (o de separador). Por lo tanto, en el diseño de una prueba de trazadores de gas se debe considerar el volumen total de gas a condiciones de superficie durante el cálculo de los volúmenes de dilución. Esto aplica en todos los casos excepto cuando las muestras son tomadas a presión de cabeza de pozo o se cuenta con un sistema de análisis en línea a la presión de cabeza de pozo.

También es importante considerar el efecto de dilución en proyectos donde se utiliza “*gas lift*” como método de producción. Este gas al ser recirculado, también tiene potencial de contaminar otros pozos con el trazador producido.

Las distancias entre los pozos inyectores y productores también deben ser consideradas debido a que esto influenciará la cantidad de trazador a inyectar. Un espaciamiento pequeño reducirá perceptiblemente tanto la cantidad de trazador a inyectar como el costo de la prueba.

2.5 CRONOGRAMA DE INYECCIÓN DEL TRAZADOR.

En cada proceso de inyección el trazador puede cumplir funciones totalmente distintas y por tanto mostrar comportamientos diferentes dentro del yacimiento. Por esta razón, el papel del trazador dentro de la operación debe ser muy bien comprendido con el fin de entender adecuadamente su respuesta, debido a que estas operaciones frecuentemente implican cambios de fase.

Dentro de este cronograma, se deben plantear los procedimientos de transporte al campo y su posterior inyección, considerando todas las ventajas y desventajas de los métodos existentes y ofrecidos por cada una de las compañías de servicios. También es importante establecer una relación de equipos y maquinaria a utilizar durante el proceso de inyección a fin de determinar algunas consideraciones

técnicas y de seguridad para antes y después de la inyección (especialmente cuando se trabaja con trazadores radiactivos).

2.6 CRONOGRAMA DE MUESTREO.

Se constituye como parte fundamental de la fase de diseño, puesto que de este depende la información que se obtendrá de la prueba. Este cronograma, debe ser diseñado para obtener toda la información posible e importante de la prueba mientras se mantiene el costo del análisis económico total del proyecto. Sin embargo, no existe un cronograma establecido para el muestreo durante una prueba de inyección de trazadores entre pozos.

Es conveniente que en los programas de muestreo, la toma de muestra sea mayor durante las primeras etapas, hasta la irrupción del trazador, y posteriormente se va reduciendo gradualmente a medida que se adquiere la suficiente información. En la siguiente tabla se puede apreciar un diseño general para el cronograma de muestreo.

Tabla 1. Cronograma de Muestreo Propuesto Para la Prueba.

MES	MUESTRAS POR CADA POZO PRODUCTOR
1	Una el día de la inyección. Una diaria durante los siguientes cuatro días. Una día de por medio durante semana y media. Tres muestras semanales el resto del mes.
2	Dos por semana
3	Una por semana
4	Tres por mes
5	Dos por mes
6-9	Una por mes
9-12	Uno cada mes y medio

Fuente: Los Autores. (basados en las referencia:5, 8, 11, 21, 34, 44, 47).

Teóricamente, todos los pozos activos en el campo deben ser muestreados; sin embargo, el capital del proyecto limitará el número de pozos permitidos. Por lo tanto, los pozos principales deben ser los productores circundantes, donde se

espera la presencia de los trazadores, basados en el conocimiento actual del campo en estudio.

Este programa, va a depender directamente de las condiciones y características geológicas y de la ingeniería del yacimiento. Así mismo, la frecuencia de muestreo depende del tipo de fluido, de la distancia entre el pozo inyector y los pozos productores, de las tasas de inyección-producción y de los tiempos de arribo o irrupción del trazador (comúnmente conocido como tiempo de vuelo).

La recolección temprana y frecuente de muestras adquiere mayor importancia en proyectos de inyección de gas que en los de inyección de agua, debido a la mayor movilidad del trazador de gas dentro del yacimiento. Sin embargo, se puede presentar irrupción temprana en casos donde existen canales continuos entre el inyector y el productor. Estos canales pueden ser el resultado de efectos gravitacionales, presencia de canales o fracturas permeables, digitación viscosa, entre otros. Los programas de muestreo deben prever estos inconvenientes.

No es necesario analizar todas las muestras recolectadas, basta con seleccionar algunas y analizarlas hasta encontrar muestras del trazador. Otras muestras tomadas entre dos muestras analizadas que no han mostrado lecturas del trazador pueden descartarse.

También es importante tomar muestras en todos los pozos productores que rodean a los pozos donde se ha inyectado el trazador, con el fin de eliminar incertidumbres en la interpretación y análisis de los datos, particularmente en el balance de materia para el cálculo del recobro de los trazadores, y en general, en la distribución del flujo en modelo del yacimiento.

Para el análisis de las muestras, deben ser identificados plenamente los procedimientos de detección o conteo específicos para cada tipo de trazador a utilizar (ver anexo D). El material radiactivo puede identificarse por medio de su radiación emitida, a través de la energía que este le transfiere al detector (cromatografía, contadores de centelleo, medidores de carga y contadores de gas entre otros). Para los no radiactivos, la detección de las muestras se realiza a través de medios lumínicos, ópticos (absorción, emisión), y cromatográficos (cromatografía iónica, de gases y de líquidos). Este análisis se puede llevar a cabo en laboratorios dentro o fuera del campo o por medio de equipos en línea.

Con este análisis se determina la concentración del trazador en el fluido de producción, para determinar el pozo inyector y establecer, mediante gráficos de concentración del trazador contra tiempo acumulado de inyección, posibles correlaciones geológicas. Este proceso se basa en el análisis de la curva de comportamiento, en la cual, una asociada evaluación de pozos permite realizar una interpretación del yacimiento.

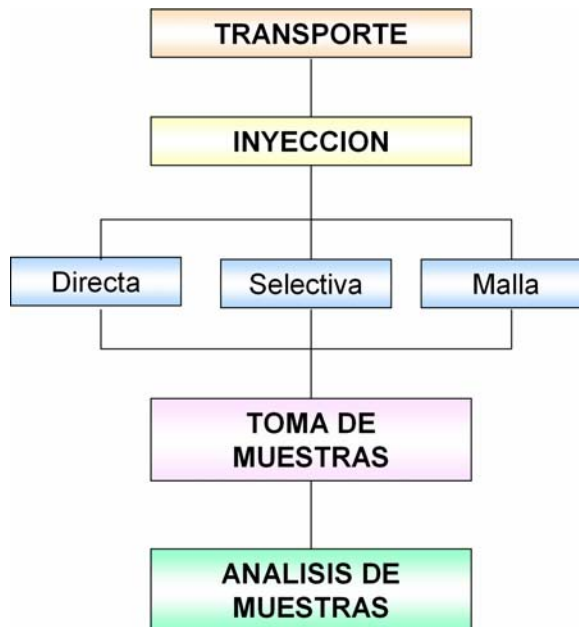
Las etapas presentadas anteriormente, resumen los pasos a seguir para realizar una prueba de inyección de trazadores entre pozos en su fase de diseño. Cabe destacar, que para evitar el fracaso de la prueba, es necesario considerar todos los resultados posibles y tener varios planes alternativos para probar los trazadores dispuestos. Las fases de inyección e interpretación se presentaran en los siguientes capítulos.

3. FASE DE OPERACIÓN

Las pruebas de inyección de trazadores entre pozos son programadas en campos donde se presenta o se planea realizar un proyecto de inyección de agua o de gas para recobro mejorado, con el objetivo de obtener un mayor conocimiento y una adecuada descripción de las heterogeneidades y de la distribución de hidrocarburos remanentes dentro del yacimiento, de los cuales depende ampliamente el éxito de los proyectos de recuperación secundaria o terciaria.

La fase de operación, consiste en el trabajo de campo y la puesta en práctica de los pasos discutidos en la fase de diseño, correspondientes para esta etapa de la prueba. Donde, se realiza el transporte del trazador seleccionado y, su correcta preparación (en algunos casos), su inyección, posterior muestreo con base en el diseño y el análisis de las muestras en el laboratorio. Ver figura 13.

Figura 13. Operaciones a Realizar en Pruebas de Trazadores Entre Pozos.



Fuente: Los Autores.

3.1 TRANSPORTE DEL TRAZADOR.

Aunque la compañía contratada se encarga del manejo de los trazadores durante toda la fase de transporte e inyección, se hace necesario conocer el procedimiento de inyección y el tipo de maquinaria a utilizar; además, se deben tomar una serie de especificaciones técnicas y de seguridad durante y después de la operación de inyección (especialmente cuando se trabaja con trazadores radiactivos). Los métodos de transporte e inyección de los trazadores varían de una compañía de servicios a otra.

- El primer método consiste en el transporte del trazador al campo en una ampolla de vidrio, introducirlo al pozo en la punta de un pistón y romperlo mecánicamente después de haberse iniciado el flujo.
- En el segundo método, el trazador es ubicado en un gel dentro de un contenedor para ser transportado, e inyectado por medio de un pistón (este método es útil cuando se quiere evitar el contacto con soluciones concentradas de trazador a fin de reducir las posibilidades de expansión)⁷⁷.

En el transporte de materiales radiactivos, las fuentes neutrónicas deben ser transportadas solamente mediante el uso de protectores de muestra aprobados (protector biológico). Los cuales, deben ser identificados exteriormente con etiquetas para tóxicos, conteniendo información como el contenido radiactivo principal, Actividad, unidades radiactivas por embalaje, entre otras. Adicionalmente, las fuentes neutrónicas deben ser almacenadas en un depósito blindado bajo llave (bunker), mientras no sean utilizadas en las operaciones de inyección. Las normas para el transporte, manejo e inyección de este tipo de materiales, son reguladas por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA)⁶⁷, que a su vez, es una dependencia de las Naciones Unidas para apoyo, promoción y regulación de las actividades relacionadas con las aplicaciones pacíficas de la energía nuclear.

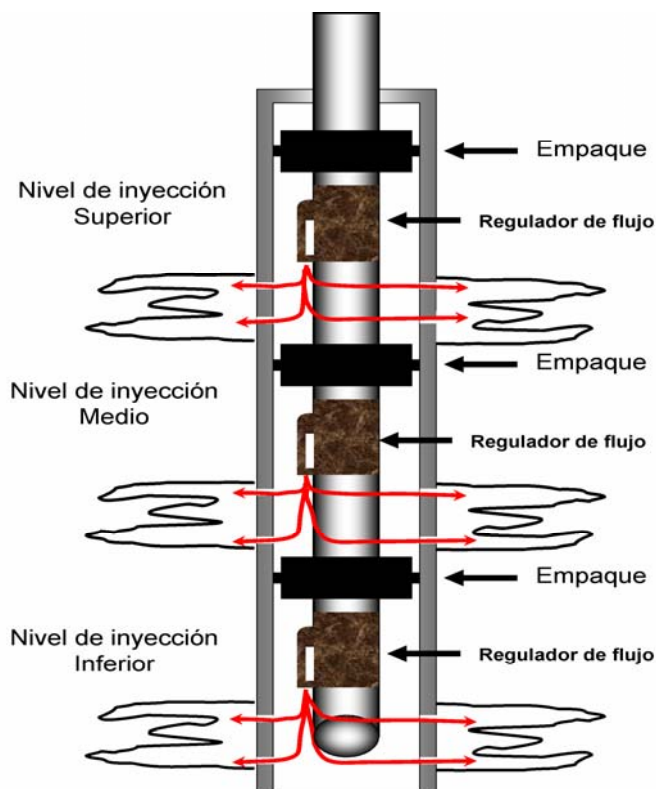
3.2 INYECCIÓN DE TRAZADOR

La preparación del trazador requiere de un área especializada. Normalmente, en el caso de los trazadores radiactivos, debe ser hecha en el laboratorio por parte del personal especializado, para el caso de los no radiactivos, en ocasiones son mezcladas directamente en los tanques de inyección (en el campo), por parte del personal de operación.

Existen diferencias claras entre los trazadores utilizados en proyectos de inyección de gas y aquellos usados en la inyección de agua. Estas diferencias están basadas en propiedades como la miscibilidad, la compresibilidad y la solubilidad; las cuales tienen un efecto importante en la dilución del trazador. Otras características notables son: la baja viscosidad de la fase gaseosa que puede generar irrupciones tempranas en los pozos productores; las transiciones de la fase en varios procesos como la inyección de vapor; y, el efecto de la diferencia de densidades.

En el caso de inyección selectiva (trazador diferente por cada formación productora, desde el mismo pozo inyector), se hace necesario la incorporación de reguladores de flujo y empaquetamiento hidráulico para la separación de los estratos productores, ver Figura 14.

Figura 14. Configuración de un Pozo Inyector para Inyección Selectiva de Trazadores.



Fuente: www.corelab.com/protechnics/tracers.asp

3.2.1 Inyección de trazadores de Agua. El proceso de inyección se inicia con la preparación de cilindros de inyección, a excepción del Tritio y otros trazadores radiactivos. Los cuales son transferidos de los contenedores originales a los cilindros inyectoros antes de iniciar la inyección en el campo. Previo a la inyección, los pozos inyectoros se preparan colocando boquillas en las líneas de inyección de los pozos, para evitar contaminación al inyectar las soluciones de trazadores en la formación. Estas boquillas, son tubos de acero inoxidable colocados en el medio del flujo de agua, con el fin de evitar que el trazador se adhiera a las paredes de la tubería. Los cilindros de inyección se conectan directamente a la línea de inyección, desplazando hidráulicamente la solución hacia la corriente de agua,

Terminada esta operación, se continua desplazando con agua fresca, (hasta 10 veces el volumen inyectado cuando se trabaja con trazadores radiactivos), accionando el pistón interno que poseen los cilindros, a fin de remover todo el material que pudiese quedar dentro del cilindro, y minimizar riesgos de contaminación ⁷⁶. En la figura 15, se observa el proceso de inyección de agua Tritiada, en la cuenca Neuquina (Argentina).

Figura 15. Proceso de Inyección de Agua Tritiada.



Fuente: <http://www.noldor.com.ar>

3.2.2 Inyección de trazadores de Gas En cada uno de estos procesos, la inyección de trazadores de gas puede cumplir una función completamente diferente, y por lo tanto presentar un comportamiento diferente en el yacimiento. La función del trazador debe estar relacionada con la operación que se lleva a cabo y el comportamiento del gas inyectado. Tales operaciones frecuentemente implican cambios de fase, por esta razón, el papel del trazador en la operación

debe comprenderse con el fin de entender adecuadamente su respuesta. Por ejemplo, el uso de trazadores en flujos solventes, como en la inyección miscible, debe entenderse en términos del comportamiento de un frente miscible. Una irrupción temprana del trazador de gas cuestiona la integridad de este frente ⁷⁸.

Debido a que frecuentemente los trazadores de gas son más livianos o pesados que el gas inyectado puede conducir a la separación del trazador y del gas portador. Para evitar este inconveniente, es importante mezclarlos adecuadamente antes de inyectarlos. Otras consideraciones específicas se deben tener en proyectos donde se utiliza "gas lift" como método de producción, debido a la dilución del trazador en este gas.

La suposición básica en la aplicación de trazadores en proyectos de inyección de gas consiste en que tanto el gas inyectado como el trazador permanecen gaseosos durante todo su recorrido a través del yacimiento. Si esto no se cumple, el trazador pierde su capacidad como indicador del gas inyectado. Los trazadores utilizados para evaluar el comportamiento gaseoso son seleccionados considerando que permanezcan gaseosos bajo las condiciones de yacimiento. En la mayoría de las aplicaciones de los trazadores de gas, se cumplen estas condiciones; sin embargo, en proyectos de desplazamiento miscible, en los cuales el gas forma una fase líquida miscible con el aceite, se introducen nuevos requerimientos en la inyección del trazador utilizado. Estos procesos requieren mayor análisis para determinar el tipo de trazador y la forma más apropiada para interpretar su respuesta.

La tendencia de los trazadores de gas a sufrir partición en las fases líquidas del yacimiento, crea algunas limitaciones en su aplicación para el seguimiento del gas inyectado en la formación; sin embargo, ofrece la oportunidad de monitorear las saturaciones de los fluidos en el camino del gas inyectado, gracias a su comportamiento no-ideal.

Los trazadores de gas (radiactivos y no radiactivos) son transportados a través del yacimiento a la velocidad superficial del gas solo cuando están en la corriente de gas. Sin embargo, todos los trazadores de gas sufren partición en el aceite y en el agua, presentes en el yacimiento. Durante el tiempo que ellos permanecen en las diferentes fases, o, se mueven a la velocidad de estas fases. Debido a la baja viscosidad, la velocidad del gas es notablemente mayor que la velocidad de las fases líquidas, las cuales pueden considerarse como inmóviles con relación al gas. En muchos casos, las fases líquidas están a su saturación residual y son realmente inmóviles ¹.

La fracción del tiempo que un trazador permanece en la fase líquida, comparada con aquella en la fase gaseosa, es proporcional al número de moléculas del trazador que se encuentran en cada una de las fases a un tiempo dado. Asumiendo que las moléculas de trazador son lo suficientemente móviles, prevalecerá el equilibrio local. La distribución en equilibrio de las moléculas de trazador entre las fases, esta gobernada por el coeficiente de distribución termodinámica K_d

Dentro de las consideraciones adicionales implícitas en el uso de trazadores durante proyectos de inyección de gas, están los diferentes efectos de la temperatura y la presión en el trazador. Estos efectos, pueden ser muy importantes cuando se presentan cambios de fase durante el proceso.

3.2.3 Inyección de trazadores de Vapor. La inyección de vapor tiene como objetivo movilizar el aceite al reducir su viscosidad, por medio de calor, al tiempo que lo desplaza. Para esta técnica se han propuesto diversos trazadores; sin embargo, casi siempre se ignora el hecho de que el vapor sufre cambio de fase al ceder su calor. El único trazador de vapor hasta ahora confiable es el agua Tritiada, y este trazador no es realmente el óptimo para evaluar separadamente la velocidad de avance del gas (vapor) y la fase condensada (agua). Por otro lado, una sal soluble en agua puede seguir el movimiento del condensado pero no es en realidad un trazador de vapor, ya que no puede seguir el camino de este. En realidad el uso de trazadores de vapor ha generado confusión en la mayoría de las aplicaciones de campo⁵².

El uso de trazadores de gas en proyectos de inyección de vapor parte del principio de que el trazador seleccionado sigue solamente la fase vapor.

En todos los casos, el trazador debe identificar la fuente del gas inyectado y ser capaz de monitorear su distribución en el campo. A partir de estos, datos se puede obtener información acerca de las tendencias de flujo direccional, percibir la presencia o ausencia de barreras de flujo o canales de alta conductividad, e identificar tiempos inesperados de respuesta.

3.3 MUESTREO CON BASE EN EL DISEÑO

El programa de muestreo, aunque es una de las operaciones menos costosas durante la realización de la prueba, es parte fundamental de la etapa de operación, del cual, depende la información que se obtendrá. Un muestreo pobre

conducirá definitivamente a incrementar los costos en la interpretación de los resultados, que en muchos de los casos pueden llegar a ser inexactos.

Generalmente el primer muestreo se hace durante la primera semana posterior a la inyección para evitar la pérdida de datos por la presencia de fracturas o canalizaciones de alta permeabilidad (2 a 7 días) ⁷⁵. En la industria se reportan resultados que van desde muestreos diarios hasta cada sesenta días dependiendo de aspectos técnicos y operativos como el número de pozos productores involucrados, las presiones presentes en cabeza de pozo; además de otros aspectos económicos.

En proyectos de inyección de agua, el muestreo se realiza recogiendo aproximadamente un galón de los fluidos producidos que llegan al múltiple de producción ⁷⁶. Cada muestra, es enviada al laboratorio para su separación de fases de crudo y agua, para esto, son empleados métodos de decantación, utilizando generalmente como agente separador el componente tolueno. Adicionalmente, la muestra se calienta y se añade algún agente dispersante. Separadas las fases, se almacena el agua para posteriormente determinar la concentración de los trazadores. Al realizar pruebas de detección, se obtienen medidas de concentración (usualmente en Nanocuries por barril), en las muestras de los pozos seleccionados, las cuales son útiles en la construcción de las curvas de irrupción.

En proyectos de inyección de gas, las muestras analizadas son generalmente tomadas del separador gas-liquido, las ventajas de esta práctica incluyen el descarte de condensados. La recolección de muestras en separadores conducen a la dilución del trazador en el volumen de gas y la contaminación con trazadores provenientes de otros pozos. Este pequeño inconveniente puede evitarse montando un pequeño separador de prueba en los pozos que van a ser muestreados ⁷⁷. El comportamiento de fases del trazador y su partición en las fases líquidas presentes en el separador siempre deben considerarse, al seleccionar las condiciones de muestreo. Una práctica muy común y necesaria es el lavado de los cilindros de muestra con el gas presente, antes de la recolección del gas que va a ser analizado.

También es posible recolectar muestras al circular el gas producido a través de un absorbedor apropiado. Existen tamices moleculares inorgánicos y de carbón disponibles para este fin. Esta práctica ofrece las ventajas de evitar el manejo de muestras de gas a alta presión, y mantener las muestras en un pequeño volumen. Este procedimiento puede requerir de dos o más absorbedores para tratamiento previo del gas, con el fin de remover el agua, CO₂, u otros materiales perjudiciales

para el absorbedor de muestreo. Muchos de estos colectores son reutilizables y tienen un costo bajo, al compararlos con el costo de tener que transportar cilindros de muestreo de alta presión.

Dada las bajas concentraciones que normalmente se encuentran en los fluidos provenientes de los pozos productores, el muestreo puede ser realizado por parte del personal local. El análisis de la presencia de los trazadores en estos fluidos debe realizarse en laboratorios especializados (o que contengan toda la maquinaria e instrumentación necesaria).

3.4 ANÁLISIS DE MUESTRAS

La concentración de los trazadores no radiactivos, pueden ser medidos a partir de técnicas de separación basadas en diferencias entre las propiedades físicas de los componentes de la mezcla, entre los que se cuentan: punto de ebullición, densidad, presión de vapor, punto de fusión, solubilidad, etc. Dentro de estos, los más utilizados son: la decantación, extracción y la cromatografía. Otros medios existentes para la detección y medición de muestras, son los medios lumínicos y/o ópticos (absorción, emisión) ⁷⁵. Algunas características generales de los métodos más utilizados en la detección de la concentración del trazador son mencionados en el anexo D.

El proceso cromatográfico, aparentemente simple, es en realidad una compleja unión de fenómenos tales como hidrodinámica, cinética, termodinámica, química de superficie y difusión. Mediante la cromatografía se separan los componentes de la mezcla (agua, gas, petróleo, trazador), a medida que son transportadas por un fase fluida móvil a través de una fase estacionaria sólida o líquida, la separación de las moléculas se logra porque la movilidad de cada compuesto depende de un equilibrio en la distribución entre la fase móvil y la estacionaria. Esta separación, se puede realizar en función de sus cargas, masas, tamaños moleculares, la polaridad de sus enlaces, sus potenciales redox entre otras.

En cuanto a los métodos ópticos, la mayor parte requieren una fuente de energía para estimular una respuesta medible que procede del analítico. La radiación electromagnética toma varias formas, siendo las más fácilmente reconocibles la luz y el calor; otras son los rayos gamma, los rayos X, radiación ultravioleta, microondas y radiofrecuencia. Es posible clasificar los métodos ópticos en función de su tipo de interacción en Espectroscópicos y no Espectroscópicos,

dependiendo de si existe o no, un intercambio de energía entre la radiación electromagnética y la materia ²⁶ (ver tabla 2):

- **Espectroscópicos.** Existe un intercambio de energía entre la radiación electromagnética y la materia.
- **No espectroscópicos.** Se caracterizan por no tener lugar intercambio de energía como consecuencia de la interacción materia y radiación electromagnética. No se producen transiciones entre los diferentes estados energéticos, sino lo que realmente ocurre son cambios en la radiación o en las propiedades físicas de la radiación electromagnética.

Tabla 2. Clasificación Métodos Ópticos en Función de su Tipo de Interacción.

Espectroscópicos	Absorción	Niveles moleculares (UV-visible, IR, microondas). Niveles atómicos (absorción atómica, rayos X).
	Emisión	Niveles moleculares (luminiscencia: fluorescencia).niveles atómicos (espectrometría de emisión, fotometría de llama ICP, fluorescencia de rayos X, fluorescencia atómica).
No espectroscópicos	Dispersión	Turbidimetría
	Refracción	Refractometría.
	Difracción	Rayos X.
	Rotación óptica	Polarimetría, Dicroísmo Circular.

Fuente: Rubinson, J.F. Introducción a las técnicas de análisis instrumental. Mc Graw Hill, 2002.

Todos los trazadores radiactivos de gas que son emisores beta o emiten radiaciones gamma de baja energía, pueden contarse directamente en los contadores de gas. Estos incluyen el kriptón-85, xenón-133 y el gas tritio. Los hidrocarburos Tritiados o marcados con C-14, al igual que el monóxido de carbono marcado con C-14, pueden ser contados en un contador de gas. Es posible utilizar el método de discriminación de energía para contar simultáneamente el tritio y el C-14 o el Kr-85 en una misma muestra. Todos los compuestos Tritiados pueden ser analizados, ya sea por medio de un contador de gas o un contador de centelleo líquido ⁵², al convertirlos en agua utilizando diversos esquemas de oxidación.

Para alcanzar una alta sensibilidad en el conteo del trazador de gas es importante mantener el nivel de fondo bajo. Esto se puede lograr combinando un

recubrimiento pasivo por medio de un metal denso como el plomo. Un contador proporcional apropiadamente recubierto puede analizar muestras de un litro con un nivel de fondo menor a 3 pCi por litro. El análisis de las muestras se puede llevar a cabo dentro y fuera del campo o por medio de equipos en línea.

Algunas veces se presentan problemas con el conteo proporcional en presencia de gases como el SF₆, los cuales generan iones negativos que interfieren con el conteo, reduciendo su eficiencia; a menos que sea retirado de la muestra antes del control. El SF₆ puede interferir en el conteo de gases marcados con Tritio. Si el óxido nítrico, N₂O, es sustituido por el SF₆, se presenta una reducción en la sensibilidad pero no en la forma de interferencia durante el conteo.

A pesar que la mayoría de trazadores de gas son medidos con contadores de gas, el Kr-85 y el Xe-133 también pueden ser contados externamente con contadores gamma, pero con una eficiencia y geometría mucho más pobre. La geometría puede mejorarse utilizando un contador tipo Marinelli ²⁶, con el cual un detector central es rodeado por un gran volumen de gas en un recipiente cerrado. El Kr-85 es un emisor gamma mucho más pobre, produciendo tan solo 0.025 gammas por beta. El Xe-133 emite radiación de muy baja energía por lo cual la eficiencia de detección en un detector externo es muy baja. El principal uso de estos trazadores en su modo gamma ha sido en la detección de trazadores de vapor.

Gases radiactivos pueden ser analizados en línea por un contador de gas utilizando la corriente seca de hidrocarburos como gas de conteo. Dos trazadores, como el tritio y el carbono-14 o Kriptón, pueden ser contados simultáneamente utilizando discriminación de energía. La sensibilidad del procedimiento de conteo puede mejorarse significativamente al operar a altas presiones. Desafortunadamente esta práctica también eleva el nivel de fondo; Por esta razón, se debe escoger la presión óptima de operación. La principal interferencia en el procedimiento de conteo es la presencia del radón natural, cuyos niveles pueden ser elevados en algunos casos. El Radón puede ser removido por medio de columnas de adsorción (criogénicas); sin embargo, la solución más simple consiste en recolectar las muestras y retrasar el análisis por un mes mientras se reduce la actividad del Radón a niveles despreciables. El tiempo de vida media del radón es 3.7 días.

4. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

En esta etapa de la metodología propuesta, finalmente se lleva a cabo la evaluación e interpretación de los resultados obtenidos de las fases de diseño y operación. Esta etapa, implica la obtención de parámetros mediante el análisis de los resultados de las pruebas de laboratorio; el análisis de los tiempos de arribo, la dirección preferencial de flujo; entre otras (ver figura 16). Con esta información, y de acuerdo al análisis de las curvas de retorno del trazador es posible obtener a partir de analogías con trabajos previos, modelamientos matemáticos y métodos de regresión no lineal; algunas variables del sistema roca fluido tales como: el coeficiente de difusión-dispersión, el volumen de hidrocarburos remanentes, la distribución de la saturación del aceite, la distancia real recorrida y el ancho de las fracturas en YNF ⁴¹.

Figura 16 Evaluación e Interpretación de Resultados.



Fuente: Los Autores.

En esta fase se busca construir nuevas adaptaciones que ayuden a modelar el flujo de un trazador en un yacimiento, y por consiguiente el flujo del fluido de

inyección ^{4, 63}. Esto se puede lograr a partir de técnicas de ingeniería clásica o a través de un modelamiento inverso, para obtener expresiones semianalíticas lineales de la presión y la velocidad de los fluidos inyectados en el yacimiento para minimizar la diferencia entre las respuestas observadas y las predicciones del modelo. También se deben buscar ecuaciones que caractericen la determinación de la concentración del trazador, el tiempo de vuelo, etc ⁷².

Actualmente, los métodos de interpretación de los perfiles producidos por los trazadores relacionan el modelo estático y dinámico de yacimiento, a partir de la combinación de datos cualitativos, analíticos y numéricos, para la formación de un método comprensivo ⁶⁵. Este, a su vez, se combina con métodos de ingeniería de yacimiento y simulación avanzada (simulador de diferencia finita o de líneas de flujo), para la descripción tanto de modelos cada vez más grandes y más complejos, como de los cambios de la composición de los fluidos debido a la presión y a la temperatura.

La respuesta del trazador permite identificar la presencia de fracturas, zonas ladronas, fallas conductivas y/o sellantes, entre otras características geológicas ¹⁴. Por tal motivo es necesario entender muy bien el tipo de trazador a inyectar y la metodología a utilizar para poder considerar estos fenómenos en las curvas de respuesta. Adicionalmente, los efectos de partición, dilución, adsorción, que sufre el trazador, deben ser considerados con el fin de obtener una mayor información a partir de la prueba de inyección de trazadores entre pozos ⁴¹.

A partir de la interpretación de las curvas de arribo y la integración de los datos dinámicos al modelo del yacimiento, es posible determinar la distribución de la permeabilidad, delineando zonas de alta o baja permeabilidad; las direcciones preferenciales de flujo, la distribución de las saturaciones y el comportamiento de los pozos.

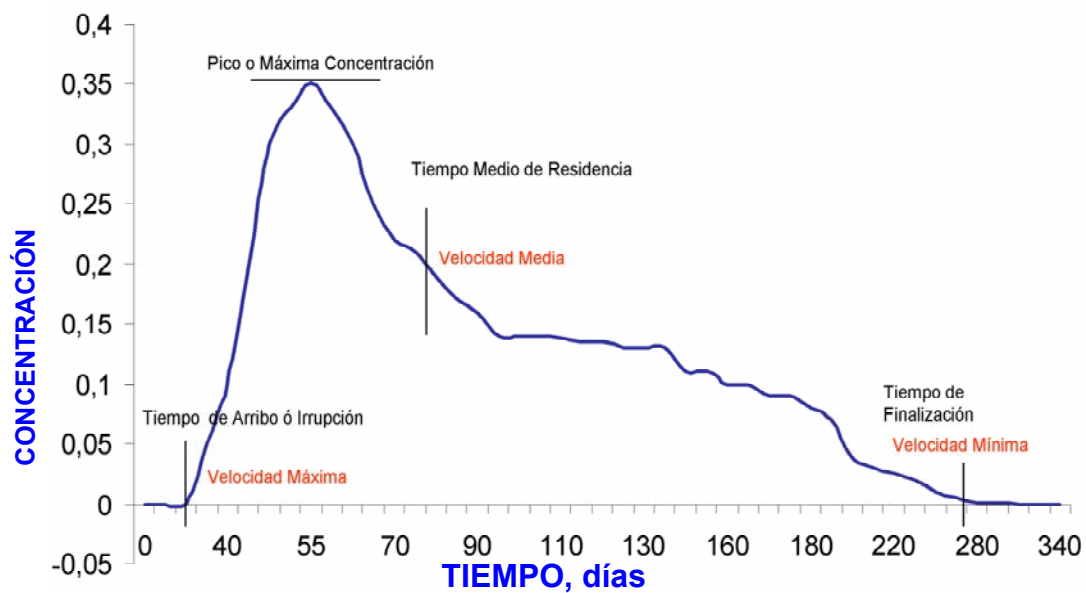
La consecución de estos objetivos parte de una interpretación que puede dividirse en dos etapas: análisis de las curvas de arribo o irrupción del trazador, e Integración de los datos dinámicos al modelo de yacimiento.

4.1 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE IRRUPCIÓN O ARRIBO.

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

Las curvas de irrupción son gráficos de los datos de concentración del trazador recuperado contra el tiempo en cada uno de los pozos evaluados, su análisis, al ser tratado de forma general puede dar un indicativo rápido de porosidad, dirección general del movimiento del fluido y la existencia de zonas de alta y baja permeabilidad (figura 17) ⁶⁵.

Figura 17. Información Básica de una Curva de Irrupción de un Trazador.

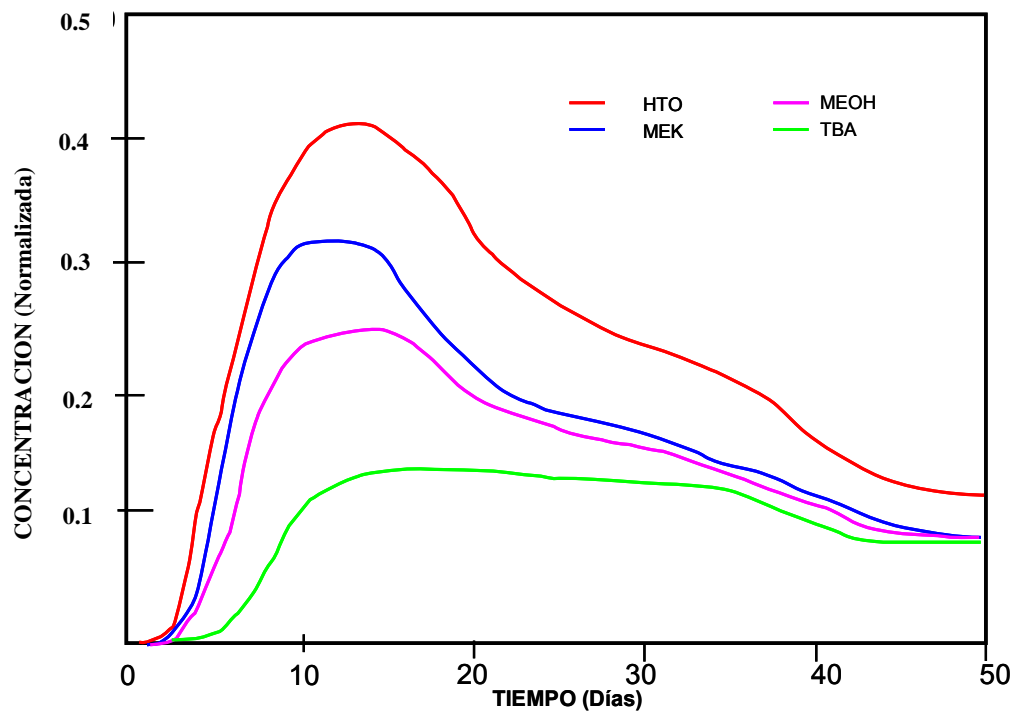


Fuente: Sistemas Industriales SA. Centro de Investigación Óptica –CIOp-.
<http://www.sistemasindustriales.com/trazadores/trazadores.html>.

Los resultados de la interpretación de las curvas de respuesta de los trazadores pueden dar un soporte importante en la confirmación de la existencia de fallas geológicas, modificación del trazado de fallas, redefinición de fallas como sellantes y no sellantes, determinación de la dirección preferencial de barrido, cierre de capas por presencia de canalizaciones, evaluación de la influencia sobre el recobro de hidrocarburos por el cierre o habilitación de nuevos pozos y la alteración del régimen de extracción, determinación de conexiones verticales entre capas, reorganización de arreglos inyección-producción, modificación de caudales de inyección, evaluación de la eficiencia de recuperación secundaria, identificación de zonas donde el barrido ha sido pobre, determinación de fracturas y canales de alta permeabilidad, evaluación y refinamiento de la distribución de la permeabilidad y saturación en el yacimiento, entre otros ⁴⁷.

En la figura 17 se puede identificar alguna información básica de las curvas de arribo. En la utilización de diferentes trazadores, que es lo común, se debe involucrar la normalización de los datos para eliminar las diferencias existentes entre las concentraciones iniciales de inyección y las unidades de medida para cada uno de los trazadores, en la construcción de las curvas de irrupción (figura 18) ⁷⁷. En este tipo de diagramas se presenta la concentración del trazador recuperado contra tiempo. Nótese que es importante que las concentraciones estén normalizadas, cuando se utilizan varios trazadores.

Figura 18. Curvas de arribo de diferentes trazadores



Fuente: Sistemas Industriales SA. Centro de Investigación Óptica -CIOp
<http://www.sistemasindustriales.com/trazadores/trazadores.html>.

El primer análisis de la respuesta de las curvas de arribo, debe ser general y dar un indicativo rápido de la comunicación entre pozos y estratos; la dirección general del movimiento del fluido, y la existencia de zonas de alta y baja permeabilidad en el yacimiento. Esta información se realiza al observar conjuntamente todas las curvas de arribo en el campo y detectar indicadores como ¹⁴:

- **Patrones irregulares de flujo o arribos tempranos repetidos en un área.** Pueden indicar cambios areales en la transmisibilidad del fluido o la presencia de tendencias de flujo direccional.
- **Arribos demasiado tempranos de flujo.** Indican la presencia de fracturas o canales de alta permeabilidad.
- **Arribos tempranos con la respuesta conjunta de dos o más trazadores en la curva (a igual tiempo).** Producida gracias a canalizaciones a través de capas delgadas de muy alta permeabilidad.
- **Arribos tardíos.** Son consecuencia de barreras de permeabilidad (bajas transmisibilidades del fluido o comunicación pobre).

Estas curvas permiten definir la relación entre inyector y productor, es decir, permiten establecer relaciones de ubicación y comportamiento entre los pozos, estimando la existencia de barreras o cambios en la estructura. De igual forma, se pueden determinar comunicaciones entre unidades de flujo mediante el seguimiento al muestreo y análisis de la irrupción de trazadores. Estas interpretaciones son cotejadas con los análisis de pruebas de ascenso de presión, registros de flujo en los pozos, seguimiento de la historia inyección-producción y con los modelos estático y dinámico del campo ⁷⁷.

La detección de los diferentes tiempos de irrupción del trazador en cada pozo productor puede indicar la tendencia direccional de flujo. Para los mismos efectos, cuando los trazadores se han cuantificado en todos los pozos productores asociados, la tendencia del flujo se puede determinar mediante el grado de concentración de los trazadores presentes en los pozos productores evaluados ³⁰. Si la concentración del trazador en algunas de las muestras es más alta, eso suele indicar la presencia de un canal de flujo más permeable.

Ya calculadas las tendencias preferenciales de flujo, se pueden ajustar las tasas de inyección y de producción para mejorar la eficiencia volumétrica de barrido ¹⁴. En algunos casos, probablemente será necesario diseñar una estrategia óptima de recuperación realizando tratamientos para alterar el patrón de permeabilidad (inyección de gel, emulsiones, sales, espumas, etc.)

El tiempo de irrupción del trazador sirve como base para calcular la eficiencia volumétrica de barrido, conociendo previamente las tasas de inyección-producción, la distribución de los pozos y el volumen poroso del yacimiento. La eficiencia volumétrica del barrido puede calcularse a partir de la cantidad de fluido inyectado hasta el arribo del trazador, calculando el recobro del trazador y la

cantidad de fluido inyectado desde el pozo inyector hacia los pozos productores que lo rodean.

La presencia de un canal o una brecha de alta permeabilidad podrían inferirse si la irrupción del fluido ocurre con pequeños volúmenes de inyección ⁷⁶. Por el contrario si la irrupción ocurre luego de haber inyectado grandes volúmenes de fluido, se puede asumir que el barrido ha sido adecuado y que el desplazamiento de los hidrocarburos ha sido uniforme, lo cual indica que la formación es altamente homogénea.

Si en el yacimiento existe una falla, o alguna otra barrera cerca de un pozo productor (zona de baja permeabilidad), los trazadores se pueden inyectar en los pozos que rodean al productor. La ausencia de algunos de los trazadores en el pozo productor podría ser evidencia de una barrera de flujo, lo cual puede ser corroborado con información geológica o estudios geoquímicos ¹⁴.

La distribución de la saturación de aceite en el yacimiento puede ser calculada con base en la diferencia en las respuestas de un trazador conservativo y un trazador de partición ¹⁸; o en el caso de proyectos de inyección de gas, por medio de la combinación de varios trazadores de partición ⁶⁴. La diferencia entre los tiempos de llegada de los trazadores son monitoreados en los pozos productores, permitiendo el cálculo de la saturación residual del aceite y del agua; una vez conocidos los coeficientes de partición ⁵⁴ (valores altos de coeficientes de partición generan respuestas con retrasos en los tiempos de arribo y picos más bajos y anchos).

Una técnica para definir las direcciones preferenciales de flujo en un yacimiento, combinando datos de trazadores y los datos de las tasas de inyección producción, es presentada por Refunjol and Lake ⁵⁶, y consiste en correlacionar por medio de coeficiente de Spearman la relación inyección-producción en pares de pozos y corroborarlo con la respuesta de arribo de los trazadores.

La eficiencia volumétrica de barrido puede calcularse a partir de la cantidad del fluido inyectado hasta la irrupción del trazador. Por medio de un balance de materia se calcula el recobro de trazadores y se determina de forma aproximada la cantidad de fluido fluyendo desde el pozo inyector hasta los productores que lo rodean ⁴⁴. El volumen barrido por el trazador en cualquier momento, puede calcularse al estimar el volumen poroso dentro del correspondiente contorno de tiempo de vuelo así:

$$V_s(t) = \sum_i \int d\tau(\psi_i)\theta(t - \tau)q(\psi_i) \quad (35)$$

Donde $V_s(t)$ es el volumen barrido al tiempo t , $\tau(\psi_i)$ es el tiempo de vuelo del trazador en la línea ψ_i , θ es la función Heaviside y $q(\psi_i)$ es la tasa de flujo volumétrico asignado a la línea de flujo ψ_i .

Al igual que la fase de diseño, durante la interpretación de los resultados de una prueba de inyección de trazadores, también es importante considerar fenómenos como la absorción, dilución, partición y/o descomposición del trazador y su efecto con el comportamiento de las curvas de arribo.

El efecto de descomposición para un trazador debe ser evaluado y corregido en la evaluación de los resultados, no solo durante el proceso de ajuste de picos, sino también en los cálculos de balance de materia para establecer el recobro¹⁸. Este efecto es importante aun cuando el tiempo de vida media o descomposición del trazador sea bastante mayor al tiempo de vida del proyecto, ya que en la respuesta de los trazadores, las concentraciones de los picos se reducen notablemente. Este efecto se hace más notable con el tiempo, por lo cual afecta la el final de la respuesta (cola de la curva de irrupción), y podría impedir la detección de picos secundarios o irrupciones tardías, a menos que se utilicen grandes cantidades de trazador.

La adsorción también puede tener un efecto significativo en la respuesta de los trazadores. La magnitud y los tiempos de los picos de concentración se pueden ver afectados notablemente. Este efecto es importante y no se debe menospreciar.

Otro efecto importante es la partición⁵⁴. Valores altos de coeficientes de partición generan respuestas con atrasos en los tiempos de arribo y picos más bajos y anchos. Esto, puede tener un efecto significativo en la respuesta del trazador.

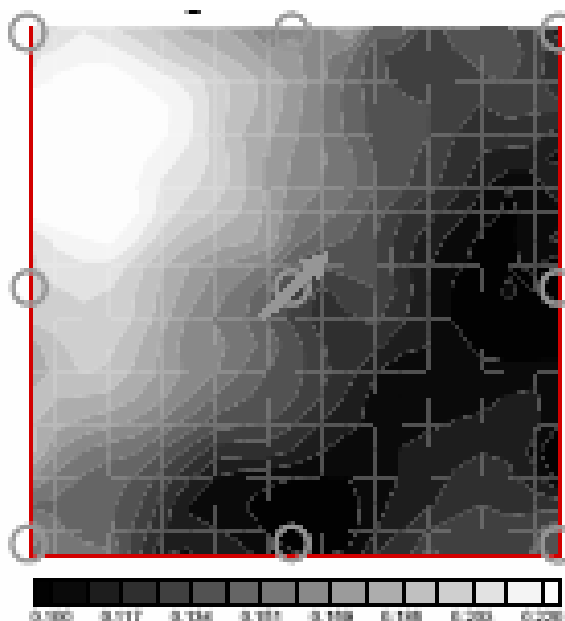
Durante la interpretación es importante analizar cuanto fluido recuperado en un pozo productor procede del pozo donde se ha inyectado el trazador y -cuanto procede de otros inyectores próximos al productor. Estos aportes, al no ser considerados, pueden tener un gran impacto en las concentraciones del trazador.

Este fenómeno es conocido como dilución y se encuentra directamente relacionado con las tasas de flujo.

Los trazadores también se utilizan en la evaluación de tecnologías para el mejoramiento del barrido; por ejemplo, el uso de sistemas gelificantes para sellar canales de alta permeabilidad; y, para determinar la eficiencia de recuperación con el uso de fluidos de inyección cuando se utiliza salmuera en lugar de soluciones de polímeros. En este tipo de evaluación se deben comparar los resultados obtenidos en las aplicaciones de los trazadores antes y después de aplicar el método.

El paso a seguir es combinar las curvas de arribo o irrupción con los datos geológicos para identificar cual o cuales son los rasgos físicos que dan lugar al comportamiento de los trazadores y definir o identificar posibles nuevas heterogeneidades presentes en el yacimiento mediante la construcción de mapas de arribo, y su posterior superposición a los diferentes de mapas geológicos y estratigráficos, buscando integrar diferentes tipos de información posible en la caracterización del yacimiento (figura 19) ⁸⁰.

Figura 19. Evaluación del Comportamiento Dinámico del Fluido Asociado a las Heterogeneidades.



Fuente: PAVEL A. ILIASSOV, Akhil; DATTA-GUPTA. Field-Scale Characterization of Permeability and Saturation Distribution Using Partitioning Tracer Tests. SPE PAPER 71320.

Las combinaciones que pueden utilizarse son:

- **Mapas estructurales, mapas de segunda derivada y respuesta de trazadores.** Permiten determinar la relación existente entre fracturamiento, fallas y zonas de esfuerzos con zonas de alta permeabilidad.
- **Mapas isopacos y respuesta de trazadores.** Adecuados para delinear los canales preferenciales de flujo y determinar zonas que no son adecuadamente barridas
- **Mapas de facies, mapas petrofísicos y respuesta de trazadores.** Son los mas apropiados para desarrollar un ranking de litofacies en términos de flujo de fluidos.
- **Mapas de presiones actuales y respuesta de trazadores.** Útiles en la identificación de la distribución actual de los esfuerzos en el yacimiento, para el diseño y perforación de pozos.

4.2 INTEGRACIÓN DE DATOS.

Para el manejo de los Proyectos de Recuperación por Inyección de Agua y/o Gas, existen varias herramientas que permiten la representación y modelización del flujo de los fluidos dentro del yacimiento. Estas realizaciones pueden clasificarse en dos grandes grupos, dentro de las cuales se cuentan ³⁹:

- Métodos de Ingeniería Clásica de Yacimiento.
 - Por Análisis Adimensional Analógico con yacimientos de Características Similares.
 - Por Combinación del Análisis Declinatorio, Balance de Materiales y Curvas Tipo.
 - Por Métodos Analíticos tales como el de Ershaghi Modificado, de Flujo Segregado, de Stiles, de Avance Frontal de Buckley-Leverett, etc.
- Métodos de Simulación Numérica Dinámica.
 - Por Diferencias Finitas (SNDDF)
 - Basados en Líneas de Flujo (SNDLF)

En general, los Métodos de Ingeniería Clásica de yacimiento permiten dar una respuesta promedio rápida del comportamiento dinámico de los mismos, durante un proceso de Inyección de Agua y/o Gas. Sin embargo, no suelen ser representativos de las heterogeneidades que siempre están presentes en los yacimientos. Además, no son muy flexibles para modificar las condiciones de explotación y/o de inyección tanto en los pozos como en grupos de ellos.

La Simulación Numérica Dinámica es una herramienta que supera las limitaciones mencionadas de los Métodos Clásicos, (razón por la cual se detalla a continuación), aunque presenta la dificultad de requerir una mayor cantidad de información cuyas incertidumbres deben ser identificadas⁵⁷. En consecuencia, con la Simulación Numérica Dinámica es posible representar las heterogeneidades que presentan las propiedades petrofísicas en el yacimiento, como también los diferentes cambios en las condiciones de explotación y/o inyección en los pozos o grupos de ellos.

Teóricamente, la simulación numérica consiste en la solución de ecuaciones que describen los diversos procesos de flujo que ocurren en un yacimiento de hidrocarburos, convirtiéndose en una herramienta clave en la toma de decisiones sobre la administración del yacimiento, debido a que permite ensayar diversas opciones técnico-económicas para su desarrollo y explotación. Un estudio de esta naturaleza depende de la complejidad del medio, cantidad de información disponible, entre otros datos. Para ello, se recurre a los modelos numéricos, mediante la adquisición y análisis de datos geológicos, petrofísicos, geofísicos, PVT, así como los datos de inyección-producción; los cuales, pasan a una base de datos para la construcción de un modelo estático, es decir, se define la estructura en espacio, con sus características internas más importantes⁵⁷.

Posteriormente al modelo estatico del yacimiento, le sigue el desarrollo de la ingeniería básica para dar paso a la elaboración de un sistema dinámico, sujeto a la verificación (al principio hay una gran incertidumbre ya que la adquisición de datos se hace de manera indirecta, por interpretación geofísica). Este sistema, sirve para hacer ajustes y predicciones acerca del comportamiento del yacimiento. Finalmente, se hace el análisis y la documentación.

El incremento en el número e importancia de las aplicaciones de los trazadores de campo en procesos de caracterización de yacimientos, han permitido pasar de un análisis cualitativo del flujo de fluidos entre pozos inyectores y productores, a un análisis cuantitativo y al modelamiento del flujo del trazador⁶⁵.

Un modelo obtenido de la información estática (geología, estratigrafía, petrofísica), requiere de un ajuste o acondicionamiento con la información dinámica a fin de obtener una reproducción confiable de la historia de yacimiento¹⁴. Esta información dinámica incluye la respuesta de trazadores y la historia de presión y de producción.

El proceso de integración dinámica puede ser realizado mediante la utilización de diferentes métodos de inversión como el modelamiento inverso y/o la inversión *Streamline*.

4.2.1 Modelamiento inverso. A medida que se incrementa la necesidad de una representación más adecuada de la realidad geológica y de los movimientos de los fluidos en los yacimientos, los Modelos Numéricos cada vez resultan más complejos. Para solucionar este problema, se recurre a los programas de Simulación Numérica Dinámica; donde, el modelo de yacimiento obtenido de la información estática (geología, petrofísica, estratigrafía) requiere de un ajuste o refinamiento a la información dinámica con el fin de obtener una reproducción confiable de la historia de yacimiento.

El Modelamiento Inverso consiste en el ajuste de las variables de un modelo con el fin de reproducir comportamientos observados y medidos ³². Para nuestro caso, consiste en el ajuste de parámetros de yacimiento, tales como porosidad, permeabilidad y saturación, con el fin de obtener un modelo capaz de representar comportamiento dinámico del yacimiento (ajuste histórico), tal como se ha registrado durante la historia de producción y las pruebas de trazadores entre pozos ³.

Existen diferentes técnicas para el modelamiento inverso, incluyendo simulación “*annealing*”, algoritmos genéticos, ecuaciones diferenciales parciales y métodos basados en gradientes ⁵⁷. Sin embargo, todos estos métodos implican grandes requerimientos computacionales, a las repetidas soluciones necesarias para resolver los problemas de flujo, limitando su uso a problemas pequeños, haciendo imposible su aplicación a grandes modelos de yacimientos. Este tipo de modelamiento (Inverso), consta de tres principales componentes ³²:

- Un modelo matemático inicial del sistema en estudio.
- una función objetivo por medio de la cual se calcula la desviación entre las respuestas del modelo y el comportamiento real del sistema.
- Una técnica de optimización para minimizar la función objetivo, con el fin de mejorar la estimación de los parámetros del modelo.

El objetivo principal del modelamiento inverso es determinar las propiedades del modelo del yacimiento que minimizan la diferencia entre las respuestas observadas y las predicciones del modelo, a partir de un comportamiento dinámico observado. Matemáticamente esto se puede expresar de la siguiente manera ²³:

$$\min_m \|d - g[m]\|^2 \quad (36)$$

Donde “d” es el vector de datos con N informaciones (respuestas observadas del trazador), “g” es el modelo inicial (respuestas simuladas del trazador) “m”. Es el vector de m parámetros para cada celda del modelo (permeabilidad y saturación). Debido a la no linealidad entre los datos observados y los parámetros del modelo, es necesario recurrir a un procedimiento iterativo de minimización

En aplicaciones reales, es común encontrarse con una gran cantidad de parámetros desconocidos y mediciones limitadas. Por esta razón existe una alta posibilidad de que la solución del problema inverso sea no-única, no-existente, e inestable, ya que son el resultado de aplicar una técnica no lineal de estimación de parámetros en estadística aplicada. Para evitar estos problemas, es importante tener cuidado con la consistencia del modelo y la selección de la información, e implementar métodos de regularización, que limiten las soluciones admisibles para evitar que se vuelva indeterminado.

Adicionalmente, la SNDDF posee limitaciones habituales de Hardware, tales como la cantidad de Memoria Operativa (aproximadamente 5 KB de RAM por celda activa) y a los Tiempos Aceptables para las Corridas (Tamaño del TimeStep controlado por el Tamaño de las Celdas)³².

4.2.2 Técnica de Inversión base *Streamline*. Corresponde a un método de optimización basado en gradientes para la solución del modelo inverso. En este método un aspecto crítico es el cálculo de coeficiente de sensibilidad¹¹.

Una sensibilidad es la variación de una respuesta dinámica de producción con respecto a algún parámetro de yacimiento con porosidad, permeabilidad, o la saturación, y se utiliza para determinar la magnitud del cambio en los parámetros de acuerdo al cambio en el comportamiento del modelo²³. Sin embargo, frecuentemente el cálculo de las sensibilidades puede llegar a ser más costoso (en cuanto a tiempo y requerimientos computacionales), que resolver el problema de flujo.

Para resolver este inconveniente, se han propuesto, técnicas de simulación numérica basadas en Líneas de Flujo, las cuales ofrecen una gran ventaja en términos de eficiencia computacional. Al comparar ambos métodos numéricos se

encuentra que las principales ventajas de la Simulación Numérica Dinámica por Líneas de Flujo, frente a la Simulación Numérica Dinámica Basadas en Diferencias Finitas son ⁴³:

- Resolver mejor problemas donde el flujo de fluidos está dominado por el desplazamiento, como ocurre en los barridos por inyección de agua en yacimientos de petróleo.
- Trabajar con Modelos que contienen un mayor número de celdas en tiempos más cortos de Procesamiento.
- Detectar zonas del yacimiento donde principalmente se produce el flujo de fluidos; identificando los sectores ya barridos.
- Determinar el volumen poral drenado por cada productor, tanto en la producción primaria como en la secundaria (excepto para flujos altamente compresivos o dominados por fuerzas capilares).
- Determinar el volumen poral contactado por cada inyector.
- Identificar las conexiones inyector/productor, cuantificando dicha relación a través de las conectividades entre inyectores y productores. (*Well Allocation Factors - WAF*).

Sin embargo, cabe acotar que la resolución de las Líneas de Flujo considera que éstas no cambian significativamente con el tiempo, cosa que sí ocurre con los sistemas altamente compresibles, donde, por lo tanto, los métodos de las Diferencias Finitas son superiores.

4.2.2.1 Simulación *streamline*. Constituye una alternativa innovadora y muy atractiva que permite el manejo de Modelos Dinámicos en una escala “fina” ya que, al desarticular la geometría y heterogeneidad del flujo de las ecuaciones de transporte, resulta computacionalmente más rápida y eficiente en la resolución de problemas dominados por flujos convectivos (sistemas no altamente compresibles).

Conceptualmente, la Simulación *Streamline* es una técnica numérica tipo IMPES (implícito en presión explícita en saturación), que resuelve un problema de flujo de fluidos en 3D, por descomposición de este, en una serie de ecuaciones diferenciales 1D, las cuales siguen una línea de flujo (diferente de los simuladores convencionales). Lo que resulta mucho más eficiente y rápido ⁵⁹. Cada *streamline* representa una tasa volumétrica. La estrategia consiste primero en resolver la ecuación implícita de la presión para calcular un set de *streamlines* que representan el flujo en el yacimiento, para luego resolver la saturación. En estos simuladores la presión se mantiene constante durante un time step dado; sin

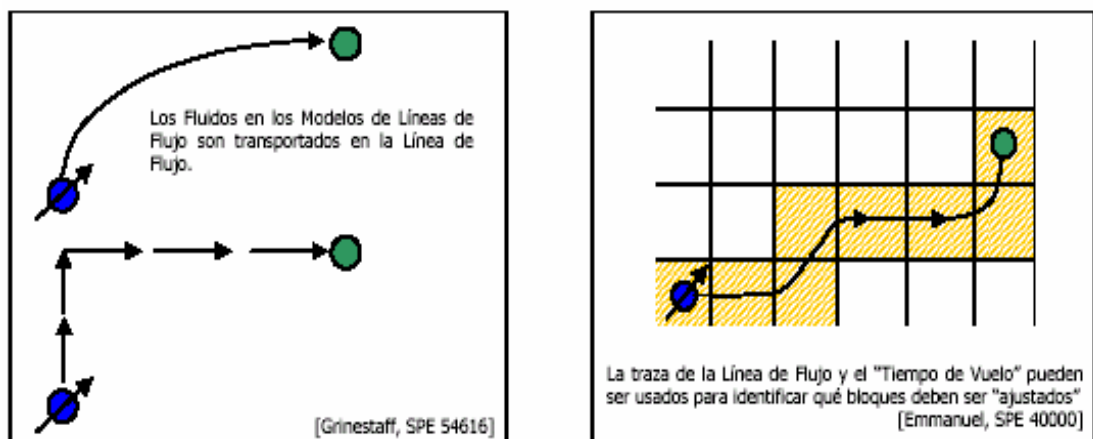
embargo, en ocasiones debe ser actualizada ³⁹. La presión capilar se hace despreciable en este tipo de simulación.

Todo este proceso de simulación es rápido, lo que permite tener una gran discretización espacial, y por lo tanto, representar en mayor medida la heterogeneidad de los yacimientos de manera más cercana a la realidad.

Para sistemas incompresibles roca/fluido, los *streamlines* actúan como conexiones entre los pozos inyectores y productores (en sistemas compresibles, la anterior deducción no es válida y una actualización constante de los datos de presión). Una vez la presión del campo es calculada, la distribución de saturación en el grid es dibujada a través de los *streamlines* ³⁷.

Merece destacarse, como lo muestra la Figura 20, que en los Modelos de Líneas de Flujo, el fluido es transportado en la dirección de los gradientes de presiones, a lo largo de las líneas de flujo y no entre bloques de grilla como ocurre en la Simulación por Diferencias Finitas y que la traza de la Línea de Flujo y el Tiempo de Vuelo permiten identificar los bloques que requerirían ser “modificados” en un eventual proceso de Ajuste Histórico ⁵⁸.

Figura 20. Flujo de Fluidos y los Ajustes del Modelo Estático utilizando Líneas de Flujo.

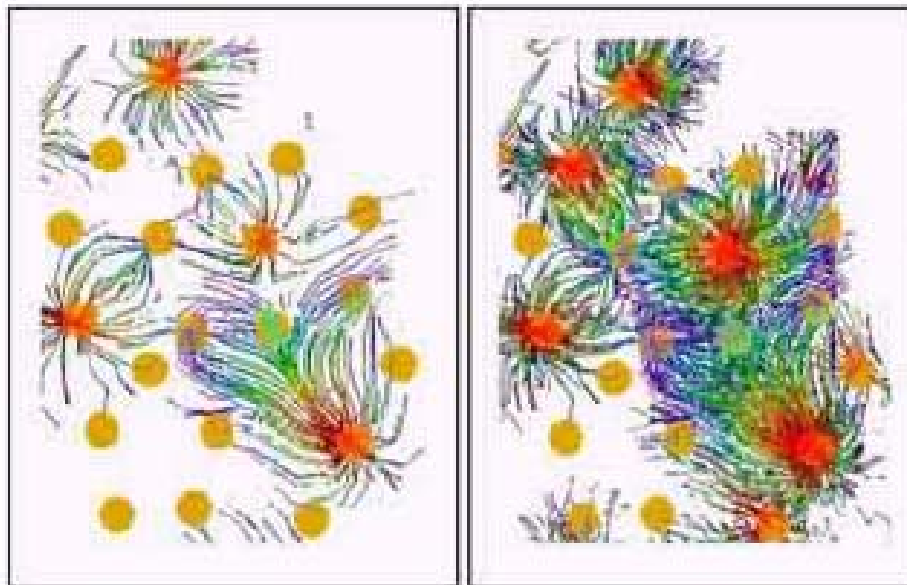


Fuente: VASCO, D.W., YOON, S. Integrating Dynamic Data Into High-Resolution Reservoir Models Using *Streamline*; SPE paper 49002.

Básicamente, la simulación *streamline* consta de cuatro pasos principales ¹¹:

1. Primero se determina la presión en las celdas del grid de acuerdo a las propiedades petrofísicas y condiciones de frontera y asumiendo estado estable y ignorando efectos capilares y gravitacionales.
2. Se calculan las velocidades se trazan las líneas de flujo "*streamline*" y se calcula el tiempo de tránsito de partículas a lo largo de las líneas de flujo. Las líneas de flujo son tangenciales a la velocidad (figura 21)
3. Las coordenadas espaciales en tres dimensiones son transformadas en una dimensión a lo largo de las líneas de flujo. Luego se calcula la saturación al resolver analítica o numéricamente la ecuación de saturación en una dimensión. Finalmente se mapean dentro de la grid los valores de saturación calculados a lo largo de las líneas de flujo.
4. Ocasionalmente, se llevan a cabo actualizaciones de la presión, necesarias para tener en cuenta los cambios en la movilidad debido a cambios de la saturación en el tiempo y/o cambios en las condiciones del pozo. Estas actualizaciones se trazan de nuevo en la línea de flujo y se calcula de nuevo la saturación.

Figura 21. Líneas de Flujo y Tiempo de Vuelo, Vista en Planta, en Dos Estudios de un Proceso de Barrido con Agua.



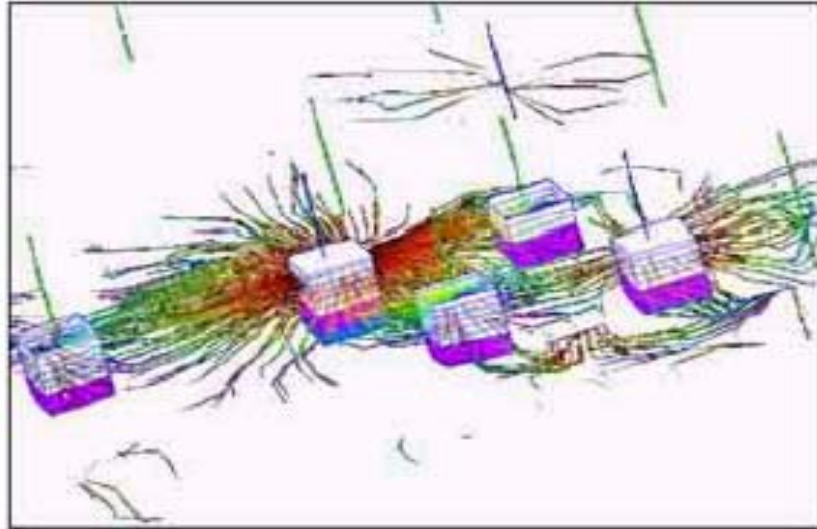
Fuente: P. Samier; L. Quettier. Applications of Streamline Simulations to Reservoir Studies. SPE paper 78883.

Dentro de las ventajas reportadas para este tipo de simulador se cuentan el permitir modelar áreas extensas y el comportamiento del flujo, brindar información directa sobre áreas que pueden afectar un pozo en particular, las limitantes de presión no influyen en sistemas incompresibles, permite una visualización y cuantificación de la relación inyector/productor, reduce los cálculos computacionales haciendo mas rápido el proceso debido a que los time step son grandes, brinda facilidades en identificación de los patrones de flujo y drenaje, permite una mejor resolución árela/vertical, entre otras ³⁹. Las principales aplicaciones en las cuales la Simulación *Streamline* resulta exitosa (ver figuras 22, 23, 24), son las siguientes ⁴³:

- **Ranking de Grandes Modelos Geológicos para la Caracterización Temprana de Yacimiento.** Basada en la integración de la información estática y dinámica.
- **Calibración de Modelos Geológicos en Escala Fina.** Para evaluar los procedimientos geostadísticos, realizando Sensibilidades a distintos parámetros. Permite trabajar con Modelos que contienen un gran número de celdas en tiempos de procesamiento cortos.
- **Optimización de la Locación de Pozos Íter distanciados.** Basada en la más ajustada calibración del Modelo Geológico, que permite reflejar la geometría y heterogeneidad de los Yacimientos más detalladamente.
- **Evaluación, Optimización y Seguimiento de la Recuperación Secundaria.** Utilizando Nuevos Parámetros, función de las propiedades estáticas y dinámicas de los yacimientos, como son las Líneas de Flujo con los TOF(Time of Flight,) y las Conectividades entre inyectores y productores (WAF, Well Allocation Factors).
- **Identificación de las zonas del yacimiento.** Donde principalmente ocurre el flujo de fluidos tanto en las cercanías de pozos inyectores como productores.
- **Optimización del Diseño de las Mallas de Recuperación Secundaria.** Basadas en una clara y cuantitativa relación entre pozos productores e inyectores.
- **Disminución sustancial de los Tiempos de Procesamiento,** Comparando con la Simulación en Diferencias Finitas. Para los grandes yacimientos esta característica significa abrir la posibilidad de acceder a un proceso de Simulación Numérica Dinámica.

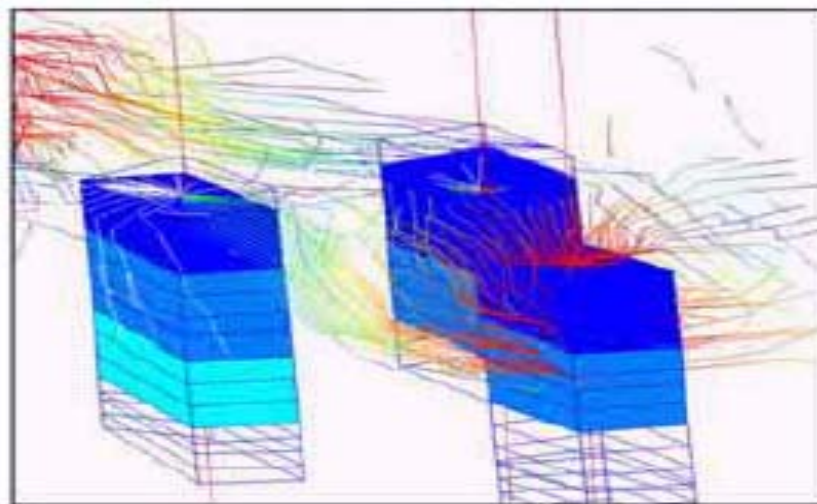
- **Ajuste Histórico Integral de Modelos Estático – Dinámicos en Escala Fina.** Esta es una tarea que habitualmente las Diferencias Finitas no pueden realizar.

Figura 22. Líneas de Flujo y Tiempo de Vuelo, vista 3D.



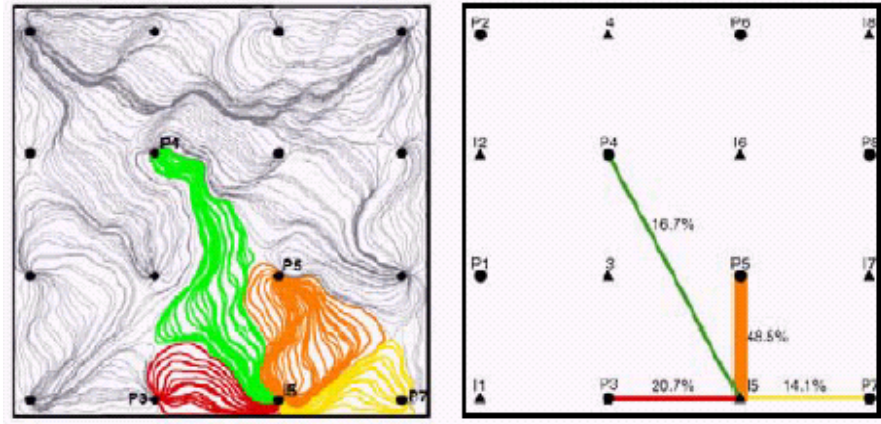
Fuente: P. Samier; L. Quettier. Applications of Streamline Simulations to Reservoir Studies. SPE paper 78883.

Figura 23. Líneas de Flujo y Tiempo de Vuelo Comunicación entre Capas.



Fuente: P. Samier; L. Quettier. Applications of Streamline Simulations to Reservoir Studies. SPE paper 78883.

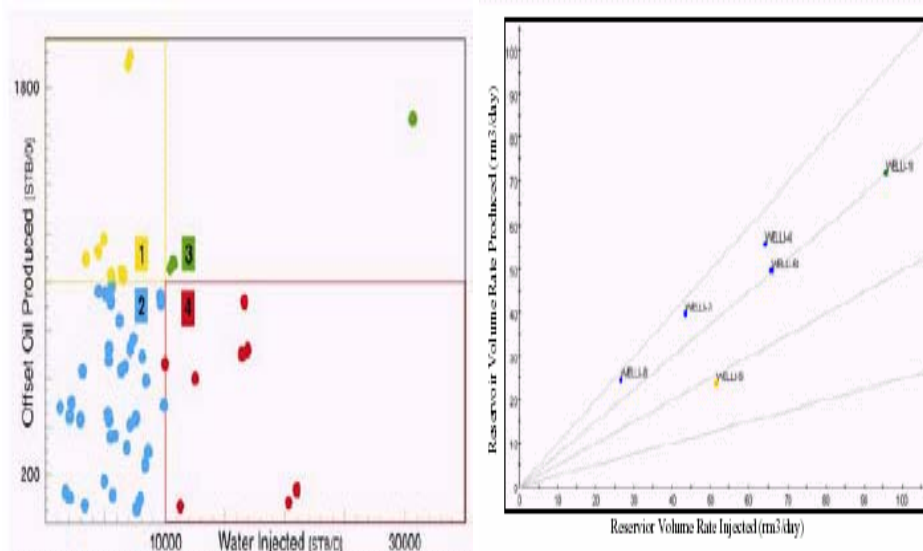
Figura 24. Esquema de Conectividades Inyector/Productor (WAF).



Fuente: P. Samier; L. Quettier. Applications of Streamline Simulations to Reservoir Studies. SPE paper 78883.

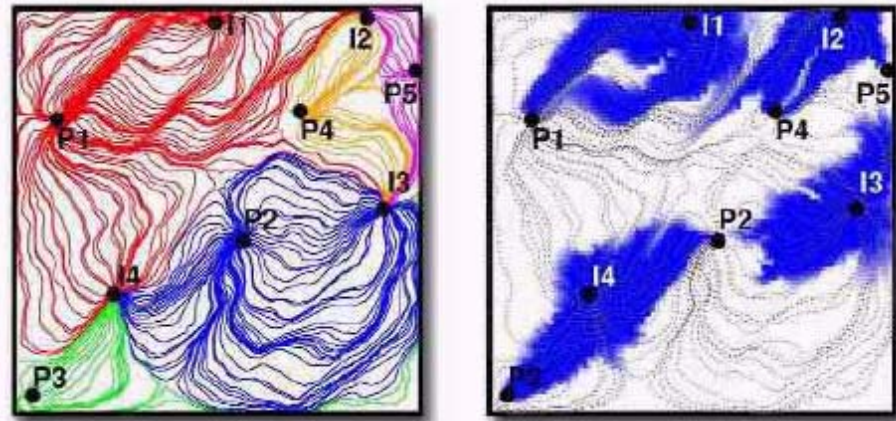
Mediante la visualización de gráficos de la Eficiencia de Barrido (ver Figura 25) y del Volumen Poral Contactado (ver Fig. 26) la SNDLF permite optimizar los factores de recuperación de petróleo, a nivel del yacimiento y de cada una de las mallas.

Figura 25. Diagramas de Eficiencia de Barrido.



Fuente: P. Samier; L. Quettier. Applications of Streamline Simulations to Reservoir Studies. SPE paper 78883.

Figura 26. Esquema de Conectividades Inyector/Productor y Volumen Poral Contactado por los Inyectores.



Fuente: P. Samier; L. Quettier. Applications of Streamline Simulations to Reservoir Studies. SPE paper 78883.

La Simulación comienza resolviendo las ecuaciones de flujo mediante la obtención del campo tridimensional de Presiones considerando las propiedades de las rocas, fluidos y condiciones de contorno ¹¹. Posteriormente, se trazan las Líneas de Flujo siguiendo el gradiente de Presiones, en forma tangencial al campo vectorial de velocidad total, y plantea la ecuación de transporte de fluidos, aplicando la Ley de Darcy correspondiente, a lo largo de la Línea de Flujo en forma unidimensional. Para ello sustituye en esa ecuación las variables x, y, z por una variable, llamada Tiempo de Vuelo (*Time of Flight - TOF*), que representa el tiempo que un trazador neutral requiere para alcanzar un punto “s” de la Línea de Flujo. De esta forma las Líneas de Flujo dejan de ser tan sensibles a la forma y tamaño de los bloques.

Para determinar la presión en las celdas del grid de acuerdo a las propiedades petrofísicas y condiciones de frontera, se combinan la ley de Darcy y la ecuación de continuidad. Si se considera flujo multifásico incompresible, sin efectos de presión capilar, la Ley de Darcy puede escribirse de la siguiente forma ^{39,43,44}.

$$\vec{u} = -\frac{k \vec{k}_j}{\mu_j} \left(\nabla P_j + \rho_j \vec{g} D \right) \quad (37)$$

Donde, D corresponde a la profundidad de referencia del dato. \vec{g} la Aceleración

Gravitacional. \vec{k} Tensor de permeabilidad, k_{rj} , μ_j y ρ_j Permeabilidad relativa, viscosidad y densidad de la fase j

A continuación se resuelve un Balance de Masa en cada Línea de Flujo para mover la composición del fluido en el tiempo, se mapea esa composición a lo largo de cada línea y finalmente se distribuye el fluido en la vertical considerando el efecto gravitatorio y volviéndolo a mapear en la grilla 3D.

Automáticamente, se vuelve a comenzar el ciclo resolviendo el campo de presiones en cada paso temporal deseado. La ecuación de conservación de masa puede ser escrita como:

$$\nabla \cdot \vec{u} = 0 \quad (38)$$

La presión de campo es calculada, mediante la combinación las anteriores ecuaciones Para trazar los *streamlines* que conectan los pozos inyectores con los productores se calcula el vector velocidad total para cada fase a través del cual se define el flujo.

Después de definir el vector velocidad total la ecuación de balance de materiales para cada fase j en función de saturaciones es:

$$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \vec{u}_t \cdot \nabla f_j + \nabla \cdot \vec{G}_j = 0 \quad (39)$$

Donde, f_j es el flujo fraccional de la fase j, \vec{G}_j componente gravitacional del flujo fraccional de la fase j

El flujo fraccional está dado por:

$$f_j = \frac{k_{rj}}{\mu_j} \left(\sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_{rj}}{\mu_j} \right)^{-1} \quad (40)$$

El componente gravitacional de la fracción de flujo está dado por:

$$\vec{G}_j = \vec{k} \cdot g f_j \nabla D \sum_{i=1}^{n_p} k_{rj} (\rho_i - \rho_j) / \mu_j \quad (44)$$

Después de trazar los *streamlines* se calcula el tiempo de vuelo a lo largo de los *streamlines*, este tiempo de vuelo es definido como:

$$\tau = \int_0^{\delta} \frac{\phi(\delta)}{|\vec{u}_t(\delta)|} d\delta \quad (41)$$

Donde δ , es la coordenada a lo largo del *streamline* $d(\delta)$ es el tiempo infinitesimal para que una partícula vaya de un punto a otro.

Si se redefine la ecuación de balance de materiales y se expresa en función del tiempo de vuelo está queda determinada de la siguiente forma:

$$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} + \frac{1}{\phi} \nabla \cdot \vec{G}_j = 0 \quad (42)$$

A causa del término de la gravedad el cual no está alineado a lo largo de la dirección del *streamline*, la anterior ecuación debe resolverse en dos partes.

La primera parte es la porción convectiva de la ecuación de balance de materiales a lo largo del *streamline*:

$$\frac{\partial S_j^c}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} = 0 \quad (43)$$

Mientras que la porción debida a la diferencia de densidades resuelta a lo largo de la línea de gravedad es:

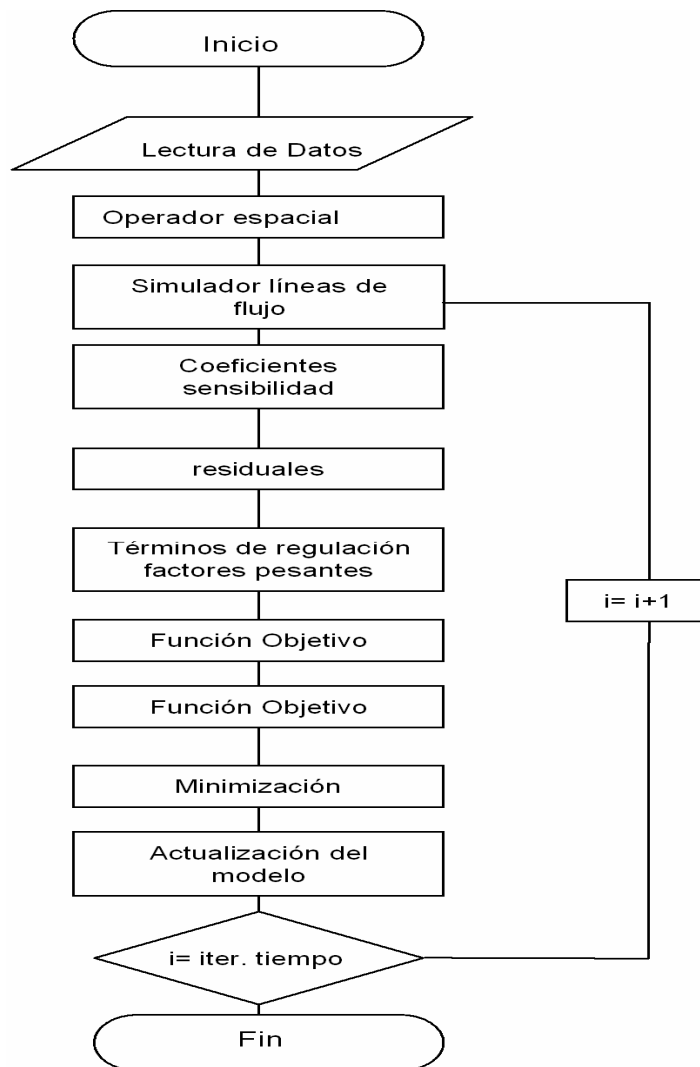
$$\frac{\partial S_j^g}{\partial t} + \frac{1}{\phi} \nabla \cdot \vec{G}_j = 0 \quad (44)$$

Las anteriores ecuaciones se resuelven para todos los *streamlines* definidos actualizando periódicamente sus datos.

Recientemente, se han publicado algunos trabajos que presentan metodológicas para la integraron dinámica de datos (proceso de ajuste histórico) mediante la solución de un problema de modelamiento inverso, a partir de la técnica de simulación en líneas de flujo ⁵⁹. Esta tecnología, ha sido utilizada con éxito, en yacimientos heterogéneos sometidos a inyección de agua, con flujo multifasico, sistemas multicomponentes y a escala de campo, las cuales ofrecen mejoras

sustanciales en la velocidad de computo, reducción en la difusión numérica y en los efectos de la orientación de las celdas debido al desacoplamiento del problema de flujo de fluidos de 3D a 1D. Un diagrama generalizado para la inversión dinámica de datos a partir de la técnica de simulación basada en líneas de flujo es presentado en la figura 27.

Figura 27. Diagrama de flujo generalizado para la inversión dinámica de datos basado en líneas de flujo.



Fuente: IDROBO, Eduardo-Alejandro. Optimización del Modelo de Permeabilidad de un Yacimiento Mediante Simulación Streamline. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 2 Núm. 4 Dic. 2003.

En síntesis los pasos principales para el algoritmo de la simulación *streamline* son

1. Lectura de los datos de yacimiento y los parámetros de simulación.
2. Determinación de la distribución de presiones en la malla de simulación. Esta subrutina involucra un modelo de pozos inyectores y productores para la determinación de caudales y presiones de fondo de acuerdo a las condiciones de límite internas y modelo de condiciones de frontera.
3. Cálculo de velocidades, trayectorias de líneas de flujo y tiempo de vuelo en cada bloque de la malla de simulación.
4. Generación de líneas de flujo y transformación del modelo 3D descrito por la caución de continuidad en términos de múltiples modelos 1D a lo largo de las mismas.
5. Asignación de la saturación del agua inicial a lo largo de las líneas de flujo a partir de la saturación inicial en los bloques en la malla de la simulación.
6. Cálculo numérico de las saturaciones a lo largo de las líneas de flujo.
7. Determinación de la saturación final a lo largo de las líneas incluyendo el efecto de segregación gravitacional mediante el concepto de operador de fraccionamiento.
8. Repetir los pasos 6 y 7 para el total de líneas de flujo generadas.
9. Determinación de la saturación de agua equivalente en los bloques de la malla de simulación mediante interpolación 3D basada en el método cuadrático modificado.
10. Repetir los pasos 6 al 9 para cada intervalo de tiempo de simulación siempre y cuando se mantengan las condiciones de operación (un mismo evento).
11. Repetir los pasos 6 al 9 para todos los eventos.

5. EJEMPLOS DE PRUEBAS DE CAMPO

A continuación se presentan algunos ejemplos de aplicación de la tecnología de inyección de trazadores entre pozos, ante la necesidad de crear modelos menos ambiguos de yacimiento, que integren tanto la información estática desarrollada a partir de técnicas geoestadísticas; como la definición del movimiento de fluidos cuando se implementan proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua y/o gas.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.

En el marco del proceso de caracterización de los yacimientos y el seguimiento del frente de invasión de agua, del campo El Furrial (cuenca oriental venezolana), la Gerencia de Recuperación Secundaria de PDVSA (1995), diseño e implementó un programa de inyección de trazadores radioactivos acuosos para el estudio de sus 55 Km² de extensión.

El campo está definido como un anticlinal asimétrico, cuya columna estratigráfica está constituida por 10 formaciones distintas, siendo los yacimientos de la formación Naricual los de mayor relevancia en el campo. Esta formación Naricual posee un espesor variable de 1000 a 1500 pies y operacionalmente esta dividida en dos unidades principales, Naricual Superior/Medio e Inferior ³⁴.

La columna de fluidos abarca diversas composiciones. Básicamente se tiene una zona de petróleo suprayacente a una zona de petróleo pesado muy asfáltico, esta zona comprende crudos de 8 a 30 °API, con contenidos asfálticos del 1 a más del 15%. La presión original del campo se ubicó en 11250 lppc, medida en el pozo FUL-1 y la temperatura se midió en 276 °F.

Dadas las características propias de los estratos se evidencian canalizaciones entre inyectores y productores ³³. Igualmente, las correlaciones entre pozos productores e inyectores se complican debido a la complejidad estructural del campo. Dada esta problemática y a la necesidad de mejorar la definición de los modelos geológico y dinámico del campo, cuatro tipos de trazadores radioactivos acuosos fueron seleccionados e inyectados en 15 pozos inyectores de agua del campo (tabla 3). Estos trazadores son: Tritio (HTO), Tiocianato marcado con

Carbono 14 (SCN/C-14), Alcohol Isopropílico marcado con Carbono 14 (IPA/C-14) y Sodio 22 (Na).

Tabla 3. Esquema de Pozos Inyectores y Trazadores para el Campo El Furrial.

Pozo Inyector	Trazador
FUL-39	HTO
FUL-35	SCN
FUL-33	HTO
FUL-34	HTO
FUL-31	SCN
MUC-45	HTO
FN-15	SCN
FN-13	HTO
FN-8	IPA
FN-12	Na
FN-10	SCN
FN-3	HTO
FN-11	SCN
FN-9	IPA
FUL-38	HTO

Tomada de: M.A.Vilela, L.B. ZERPA, R. Mengual. Water and gas tracers at El Furrial field. SPE paper 53737.

Los trazadores se escogieron de manera ínterspaciada en el campo (tabla 4), tratando de cubrir la extensión de cada flanco de la estructura (6 pozos están dispuestos en el Flanco Sur y 9 en el flanco Norte), y considerando que están completados en dos unidades distintas (9 completados en el miembro Naricual Inferior y 6 completados en Naricual Superior/Medio) ⁴⁰.

Tabla 4. Diseño del Escalamiento de los Pozos y Trazadores en la Prueba.

Pozo	Trazador	Yacimiento	R (pies)	H (pies)	Poros.	Vd (MMBls)	Actividad
FUL-39	HTO	NI	4260	250	0.17	173	90 mCi
FUL-38	HTO	NSM	3600	280	0.18	123.5	86 mCi
FUL-35	SCN	NI	2000	350	0.17	56.4	60 Ci
FUL-33	HTO	NI	2000	350	0.17	53.3	35 mCi
FUL-34	HTO	NI	2800	300	0.17	89.5	50 Ci
FUL-36	SCN	NI	3000	300	0.16	103	55 mCi
MUC-45	HTO	NSM	3000	350	0.15	113	120 Ci
FN-15	SCN	NI	2800	370	0.12	97.4	50 mCi
FN-13	HTO	NI	2800	270	0.16	56.8	60 Ci
FN-8	IPA	NSM	1400	450	0.15	31.6	35 mCi
FN-12	Na	NI	3500	340	0.16	140	70 Ci
FN-10	SCN	NSM	1600	340	0.13	40.3	50 mCi
FN-3	HTO	NSM	4000	440	0.17	121	60 mCi
FN-11	SCN	NI	1840	260	0.17	43.6	50 Ci
FN-9	IPA	NSM	1400	340	0.18	26.8	35 mCi

Fuente: M.A.Vilela, L.B. ZERPA, R. Mengual. Water and gas tracers at El Furrial field. SPE paper 53737.

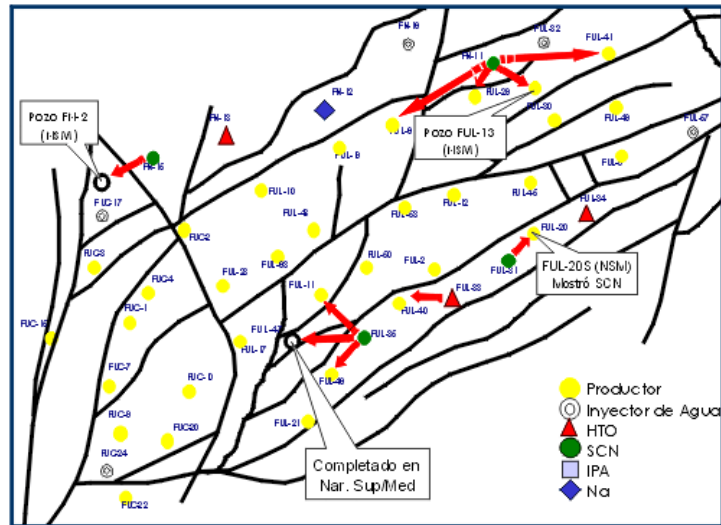
La inyección de los trazadores en los pozos inyectoros seleccionados, se realizó a partir de un cronograma de operación a nivel de campo, en el cual se consideró la ubicación de los pozos a fin de agilizar el proceso (Ver figuras 28 y 29).

Finalizada esta operación se inició el cronograma de muestro a los pozos productores asociados a los inyectoros bajo la premisa de hacer un muestreo a los pozos con producción de agua mayor al 5 %. El muestreo se inició con una frecuencia de dos veces por mes. Primeramente se escogieron 25 pozos productores, con un análisis seleccionado al tipo de trazador inyectado en su pozo asociado. Para 1998 se contaba con 11 pozos que habían detectado presencia de trazadores, para totalizar 14 sartas productoras con muestreo de trazadores, relacionadas con 8 pozos inyectoros de agua

Se detectaron todos los trazadores inyectados, excepto el Sodio (inyectado en el FN-12IA), el cual no se espero observar debido a que su tiempo de vida media (2,7 años) es menor al tiempo transcurrido desde su inyección, lo cual indica que pudo degradarse en el yacimiento. Respecto a los pozos inyectoros, sólo el

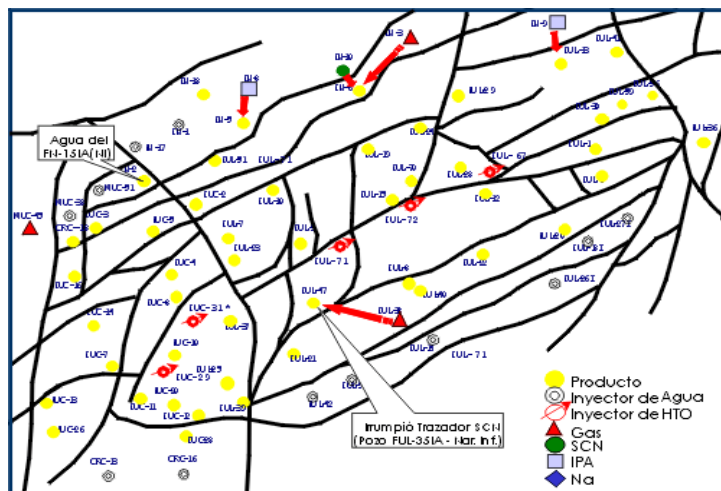
trazador inyectado en el FUL-34IA no se observó en ningún pozo productor asociado en el campo ³³.

Figura 28. Inyección de Trazadores en Narigual Inferior (Campo El Furrial).



Fuente: NEGRÓN J.; MARTÍNEZ, G. Proyecto de Inyección de Trazadores Acuicos. Informe de Progreso. PDVSA EyP. Noviembre 1998.

Figura 29. Inyección de Trazadores en Narigual Inferior Superior/Medio (Campo El Furrial).



Fuente: NEGRÓN J.; MARTÍNEZ, G. Proyecto de Inyección de Trazadores Acuicos. Informe de Progreso. PDVSA EyP. Noviembre 1998.

Mediante el análisis continuo de la producción de agua en los pozos del campo, se determinaron curvas de concentración para cada pozo, donde se realizó seguimiento a la concentración del trazador contra tiempo transcurrido después de la inyección. Estas curvas permitieron definir la relación entre el pozo inyector y productor, es decir, establecer relaciones de ubicación y comportamiento entre los pozos. Se pudo estimar la existencia de barreras entre los pozos, o de cambios de estructura entre los mismos; de igual manera se pudo determinar comunicaciones entre unidades de flujo mediante el seguimiento al muestreo y análisis de la irrupción de trazadores. Estas interpretaciones fueron cotejadas con el análisis de pruebas de restauración de presión, registros de flujo en los pozos, seguimiento a la historia de la producción e inyección y con los modelos geológico y dinámico del campo.

Otro aspecto importante del proyecto lo constituye la predicción del avance del frente de agua, con lo que se logró establecer prácticas de ingeniería de yacimientos en el control de la producción de fluidos ⁴⁰. Considerando la experiencia alcanzada con la inyección de trazadores en el agua, fue diseñada una estrategia de inyección de trazadores para el gas con el propósito de monitorear el avance del frente de gas, lo que permite caracterizar y actualizar los modelos geológicos y dinámicos del campo El Furrial.

En conclusión, el programa de inyección de trazadores ha permitido establecer prácticas de seguimiento, monitoreo y control de los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua. Asimismo, ha servido para el establecimiento de controles en la optimización del modelo estático y dinámico del campo, mediante la definición de zonas comunicantes en el yacimiento, barreras al flujo, fallas comunicantes y sellantes, y sobretodo el movimiento del frente de invasión de agua.

5.2 DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDAD Y DE SATURACIÓN.

Adelantado en el campo Ranger, Texas (USA), donde a partir del análisis analítico computacional (simulación *streamline* sencilla) de sensibilidades en la respuesta de diferentes trazadores inyectados³¹, químicos y de partición (Tritio, NaSCN, IPA, TBA, Co-57, Co-58, Co-60), se llega a parámetros de yacimiento tales como distribución de la permeabilidad y la saturación.

Los diferentes trazadores de partición fueron inyectados a través de varios pozos en la arenisca productora McClesky ³¹. Según lo observado, el trazador de partición era parcialmente absorbido en la fase aceite, conduciendo a una

separación en las respuestas en los tiempos de irrupción de los trazadores. Aspecto aprovechado para deducir la distribución de saturación de aceite en el área de barrido del trazador. Un trazador conservativo y uno de partición con un coeficiente de partición de 7.0 son inyectados en el pozo de inyección central y se muestrea en los 8 pozos productores.

El procedimiento a seguir para la descripción del yacimiento fue realizado en dos etapas. En la primera etapa, la respuesta del trazador conservativo fue normalizada para determinar la distribución de la permeabilidad, y después, durante la segunda etapa, fue normalizada la respuesta del trazador de partición para obtener la distribución de saturación de aceite en el yacimiento⁶⁴. El ajuste de la historia completa tomó menos de 6 horas en una PC en comparación con los varios meses requeridos para un ajuste de la historia hecho de forma manual.

Comparando los resultados del ajuste histórico hecho manualmente con el obtenido usando el simulador de diferencias finitas. Tanto el ajuste histórico manual como el de la inversión basada en *streamline* identificaron tendencias similares a grandes escalas en la distribución de la permeabilidad y la saturación. Sin embargo, la simulación *streamline* permitió realizar algunos ajustes en pozos específicos⁴⁴

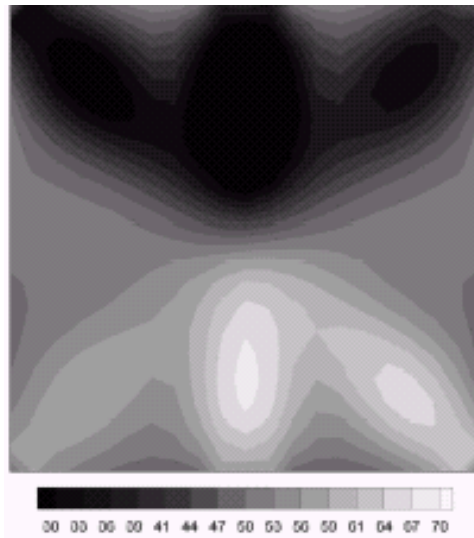
Para la inversión de la permeabilidad, fue asumida una saturación constante de aceite del 15%. Primero los tiempos de llegada de las concentraciones máximas en los pozos productores fueron ajustados. Este procedimiento de dos etapas ayuda a la solución a evitar mínimos locales y acelera la inversión significativamente. La Figura 30 muestra la distribución de la permeabilidad después de ajustar los tiempos de llegada de los picos, donde se identifican las áreas de alta y baja permeabilidad.

La inversión del tiempo de llegada es seguida por la inversión de la amplitud para ajustar la historia completa del trazador. La figura 31 muestra la distribución de permeabilidad después del ajuste de la amplitud. Podemos ver que el ajuste total está mejorado para conducir a una estimación más cercana de la distribución de la permeabilidad.

Para la inversión de la Saturación fue utilizada la distribución final de la permeabilidad, para ajustar las respuestas del trazador de partición y determinar la distribución de la saturación de aceite⁶⁴.

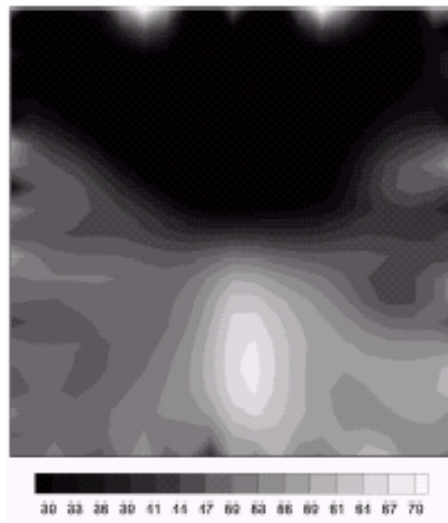
La figura 32 muestra la distribución de la saturación de aceite después de ajustar los tiempos de llegada máximos. Se pudo identificar las áreas altas y bajas de la saturación.

Figura 30. Distribución de la Permeabilidad Después de Ajustar los Tiempos de Llegada de los Picos.



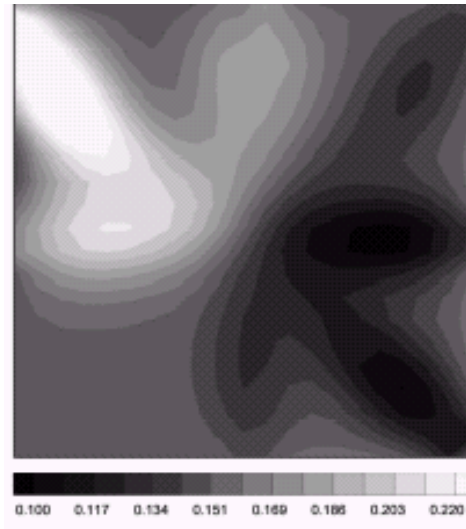
Fuente: WOOD, K.N., TANG, J.S., LUCKASAVITCH, R.J. Interwell Residual Oil Saturation at Leduc Miscible Pilot. SPE paper 20543.

Figura 31. Distribución de Permeabilidad Después del Ajuste de la Amplitud.



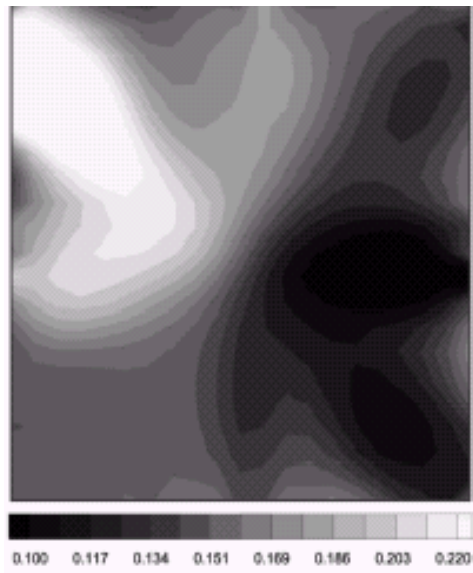
Fuente: PAVEL A. ILIASOV. Field-Scale Characterization of Permeability and Saturation Distribution: The Ranger Field, Texas. SPE Journal. Vol. 7, Number 4, December, 2002. 409-422p.

Figura 32. Distribución de la Saturación de Aceite.



Fuente: WOOD, K.N., TANG, J.S., LUCKASAVITCH, R.J. Interwell Residual Oil Saturation at Leduc Miscible Pilot. SPE paper 20543.

Figura 33. Distribución de Saturación de Aceite Después del Ajuste de la Amplitud



Fuente: PAVEL A. ILIASSOV. Field-Scale Characterization of Permeability and Saturation Distribution: The Ranger Field, Texas. SPE Journal. Vol. 7, Number 4, December, 2002. 409-422p.

La figura 33 muestra la distribución de la saturación de aceite después del ajuste de la amplitud. Reproduciendo una buena distribución de saturación

Queda demostrado que la simulación *Streamline*, como método de aproximación es mucho más eficiente en términos de tiempo de cómputo y esfuerzo, y los resultados son menos sensibles a errores que el ajuste histórico realizado manualmente.

5.3 INYECCIÓN SOLVENTE O MISCIBLE

En el campo South Swan Hills (1977), localizado en Alberta (Canadá), fueron utilizados trazadores para evaluar el flujo de gas y de agua en una inyección miscible *WAG* (*Water-Alternating-Gas*). Mientras, el Tritio, Alcohol Isopropílico, Nitrato (Amonio) fueron adicionados a la corriente de agua, el Kr-85, Etano Tritiado y gas de Tritio fueron añadidos a la corriente de gas. La inyección fue un flujo horizontal en un yacimiento de caliza producido por 27 modelos de inyección-producción de cinco puntos ⁶⁰.

Los trazadores fueron bombeados desde cámaras isótopo dentro de la cabeza de pozo a la presión normal, para mezclarlos con el gas inyectado. Al analizar las muestras cuando se detectaba la presencia de Tritio se enviaba una muestra adicional a un laboratorio apropiadamente acondicionado para realizar análisis mas detallados. Para la separación de los trazadores se utilizaron pruebas criogénicas.

La cantidad de trazador requerida en estas pruebas se calculó según el modelo de Brigham-Smith para modelos estratificados de cinco puntos. El modelo fue modificado para considerar la dilución del trazador debido a la expansión desde el yacimiento hasta superficie, y la liberación del gas en solución. A partir de este modelo y los parámetros conocidos del yacimiento, se calculó la concentración esperada del pico de trazador. Se logro una correlación razonable entre las concentraciones producidas y calculadas para los picos de trazadores ⁶².

En esta prueba se corrieron registros de inyección y de producción para monitorear las profundidades específicas en las cuales los fluidos fueron inyectados y producidos en los pozos circundantes. Por lo menos una vez al año se tomaron perfiles de inyección en todos los pozos inyectoros. Igualmente se corrieron algunos perfiles en los pozos productores donde se presentó una irrupción temprana, con el fin de correlacionar estas irrupciones con el perfil de

inyectividad apropiada. Posteriormente se integraron los perfiles de inyección y de producción para obtener un perfil inyección/producción general para el yacimiento. También se adelantaron varios trabajos de recompletamiento para solucionar problemas de flujo cruzado (*cross flow*), y reducir la inyectividad en las zonas superiores más permeables y mejorar la inyección en las zonas inferiores ⁶¹.

Los resultados obtenidos con los trazadores, junto a los perfiles de pozo y otra información, se utilizaron para corregir problemas de canalización y tratar de mantener el modelo de flujo deseado, por medio de la modificación de tasas de inyección y producción.

5.4 INYECCIÓN DE VAPOR

Los reportes de trazadores utilizados en los campos Tía Juana y Jobo (Venezuela), dan muy pocos detalles acerca del diseño, inyección o procedimientos analíticos del programa de trazadores. En el campo Tía Juana se utilizó el Criptón 85 como trazador durante la inyección de gas previa a la del vapor, para conocer como sería el comportamiento de este ⁶⁶. Desafortunadamente el gas viajó pendiente arriba, el gas portador presentaba un alto contenido de Radón, cuyo tiempo de arribo coincidió con el del Kr-85 (2 días), razón por la cual sirvió como trazador interno. En algunos pozos fue inyectada agua tritiada junto con el vapor. La única aplicación reportada de estos datos, fue establecer mayores tiempos de irrupción y la dirección del flujo del condensado y el aceite.

En el campo Jobo se utilizaron tres trazadores en tres pozos inyectoros (inyección por malla), para seguir el frente de vapor los trazadores utilizados fueron el Metano macado con C-14, el Kr-85 y el Metano Tritiado ³⁵. Se obtuvo un alto recobro total del trazador (72%) debido a la pobre eficiencia de barrido y aparentemente a la canalización del vapor. Otros reportes del programa de inyección de los trazadores con vapor no varía significativamente la información mencionada para estos campos.

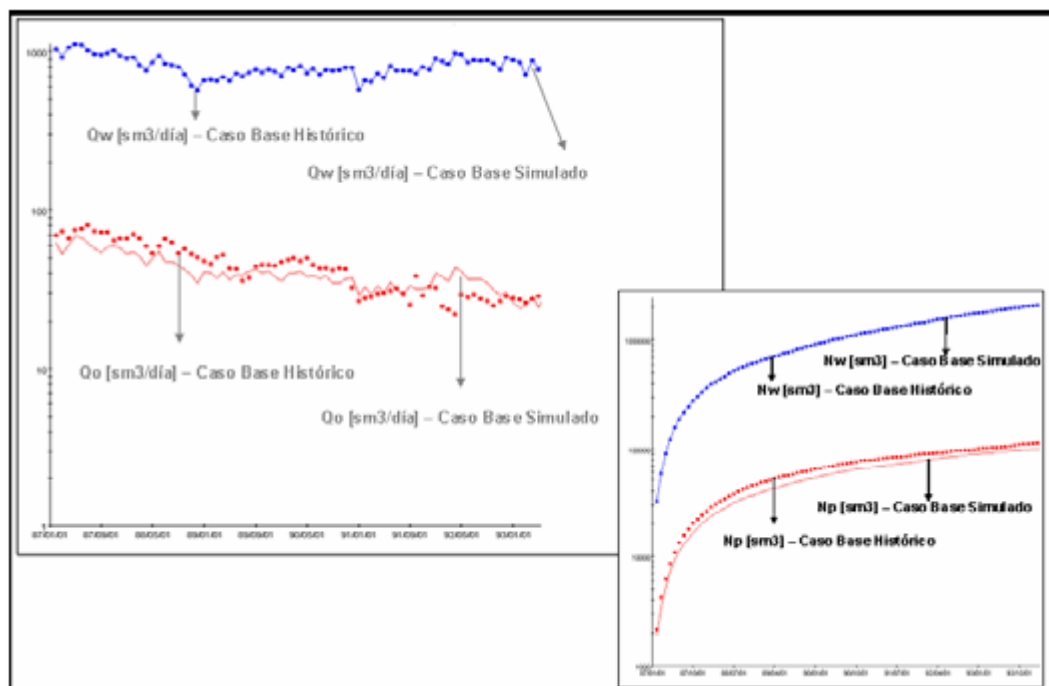
5.5 OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA (SIMULACIÓN NUMÉRICA STREAMLINE).

Adelantada para el yacimiento Neuquén (República Argentina). Inició su producción primaria en 1954 y a fines de 1983 arrancó un proyecto piloto de recuperación secundaria; donde, para simular este campo petrolífero, bajo

El campo se encontraba en inyección selectiva y producción conjunta de cuatro capas principales. Se completó el modelo de entrada al simulador con caracterizaciones de fluidos y permeabilidades relativas típicas de la región y los datos de producción e inyección de fluidos por pozo, no se disponían datos de evolución de las presiones estáticas de yacimiento ¹³.

En estas condiciones se llevó a cabo el ajuste histórico global (a nivel yacimiento) en el modo incompresible (Figura 36), aplicable por las características del crudo y por no requerir la evolución de presiones estáticas, que no se disponían. Ese ajuste se logró en tiempos breves sustancialmente menores que en cualquier simulación por diferencias finitas.

Figura 36. Caso Base – Ajuste Histórico Global para el Campo Neuquén.

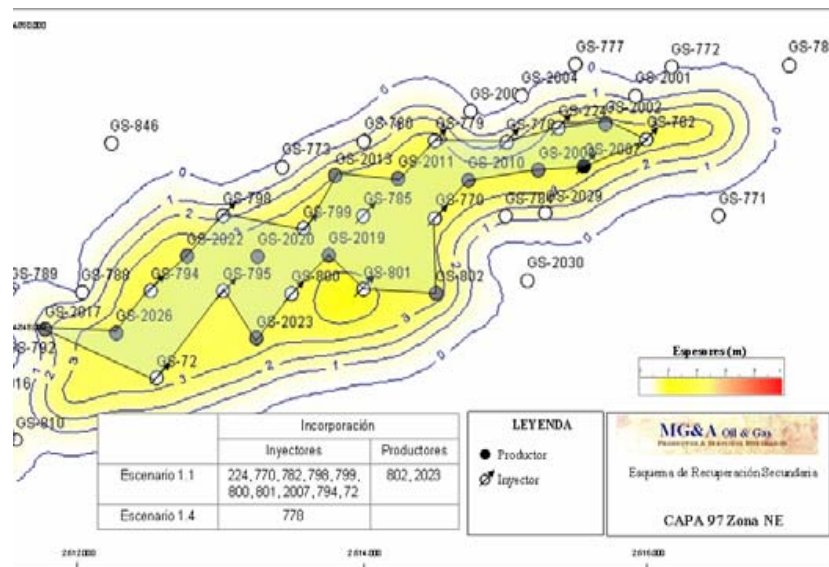


Fuente: M. j., Mirta Beatriz. Simulación Numérica en Líneas de Flujo: GiA Oil &. Boletín No 2, Agosto 2004.

Se partió de un caso base donde en la capa 97 (por brevedad se presenta la optimización en la capa 97), sólo inyectaban 2 pozos, que en el período de

optimización del proyecto (2435 días) significaba una inyección de sólo 0,15 VP de la capa.

Figura 37. Optimización de la Recuperación Secundaria. Extensión del Área Barrida. Campo Neuquén.



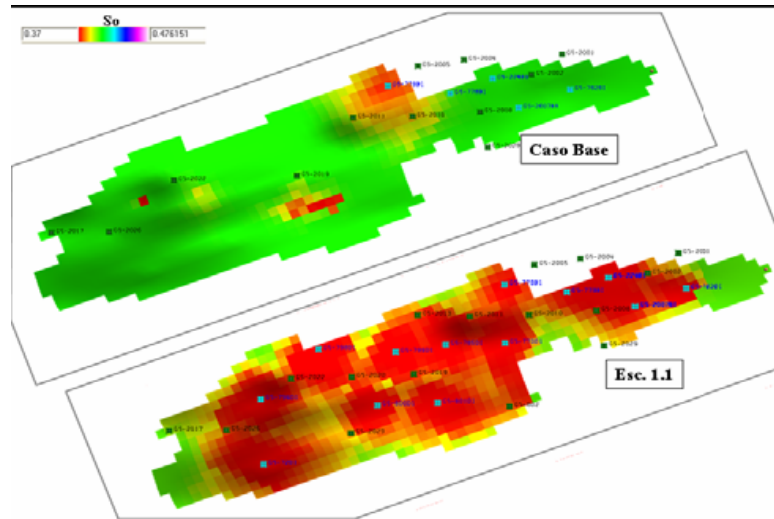
Fuente: M. j., Mirta Beatriz. Simulación Numérica en Líneas de Flujo: GiA Oil &. Boletín No 2, Agosto 2004.

- Los escenarios de optimización, ver figura 37, consideraron ³⁷:
 - La extensión del proyecto, con 10 inyectores totales en los escenarios 1.1 a 1.3 y 11 inyectores totales en los escenarios 1.4 a 1.6.
 - Incremento de los caudales de Inyección a 100 m³/d-pozo en los escenarios 1.1 y 1.2.
 - Incremento de los caudales de Inyección a 130 m³/d-pozo en el escenario 1.3 pequeños ajustes de caudales de inyección y producción para aumentar las eficiencias de barrido por zonas en el escenario 1.4.
 - Incorporación de dos nuevos pozos productores en los extremos no barridos del yacimiento en el escenario 1.5.
 - Incremento del caudal de inyección del pozo 72, a 200 m³/d, escenario. 1.6.

En las figuras 38 a 40 se mapean, a la finalización del período de optimización (2435 días) las siguientes variables: TOF (Tiempo de desplazamiento, por la línea de flujo, de cada inyector a sus productores), WAF (comunicación inyector-

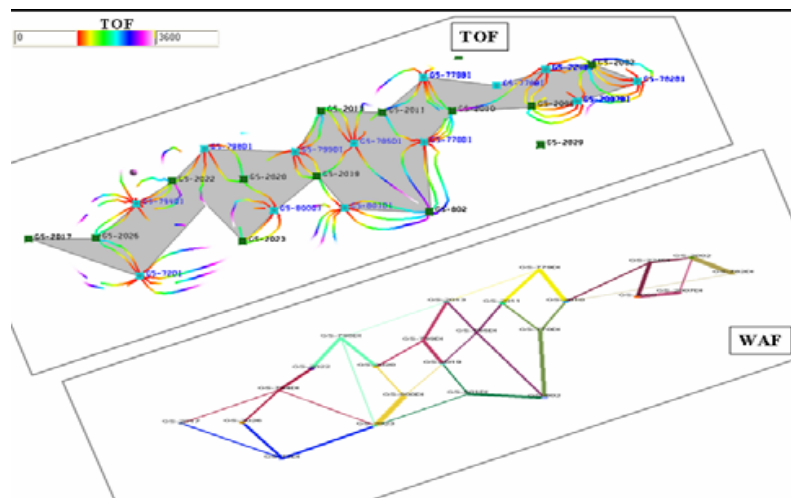
productor a tiempo infinito) y S_o (los verdes representan la saturación inicial del proceso, 40% y los rojos la residual 37%).

Figura 38. Caso Base / Escenario 1.1 - Capa 97. Saturación de Petróleo – 2435 días. Campo Neuquén.



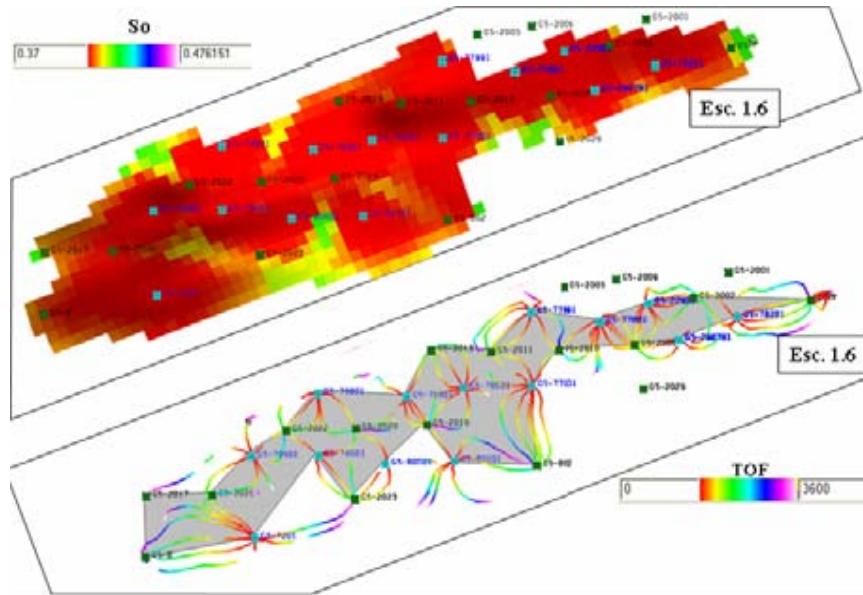
Fuente: M. j., Mirta Beatriz. Simulación Numérica en Líneas de Flujo: GiA Oil &. Boletín No 2, Agosto 2004.

Figura 39. Escenario 1.1 - Capa 97. TOF / WAF - 2435 días. Campo Neuquén.



Fuente: M. j., Mirta Beatriz. Simulación Numérica en Líneas de Flujo: GiA Oil &. Boletín No 2, Agosto 2004.

Figura 40. Escenario 1.6 - Capa 97. Saturación de Petróleo/ WAF – 2435 días.



Fuente: M. j., Mirta Beatriz. Simulación Numérica en Líneas de Flujo: GiA Oil &. Boletín No 2, Agosto 2004.

En la figura 38 se observa la gran disminución de la S_o (a los 2435 días) del escenario 1.1 respecto del caso base, correspondiendo a un incremento del N_p de 82%, ver Tabla 5. En la figura 40, para el escenario 1.6, se ve una S_o aún menor que corresponde ahora a un incremento del N_p de 112% respecto del caso base. En la Fig. 40 las líneas de flujo, con los TOF, del escenario 1.6 indican un barrido mejor de distintas zonas de la capa 97, respecto del escenario 1.1, acorde con el aumento de las recuperadas.

En conclusión se observa cómo la simulación en líneas de flujo permitió optimizar los parámetros de diseño de la recuperación secundaria de este yacimiento, incrementando de manera significativa las recuperaciones de petróleo. Adicionalmente, con este modelo pudieron analizarse y optimizarse los caudales y la geometría del flujo del proyecto de recuperación secundaria en marcha, demostrando que los parámetros de diseño del mismo son sumamente importantes y que aún en condiciones de modelos estáticos simples éstos pueden optimizarse.

Tabla 5. Caso Base y Escenarios - Capa 97 Agua Inyectada y Petróleo Producido – 2435 días. Campo Neuquén.

	Agua Inyectada Acumulada			Petróleo Producido Acumulado			
	Winy [Mm3]	Incremento sobre el Caso Base [%]	Winj/VP [%]	Np [m3]	Incremento sobre el Caso Base [%]	Np OOIP(Total) [%]	Np OOIP(Capa 97) [%]
Caso Base	2267	0	15 (VP Capa 97)	106 229	0	1,0	4,8
Esc 1.1	4372	93	29 "	193 769	82	1,8	8,8
Esc 1.2	4768	110	32 "	196 976	85	1,8	8,9
Esc 1.3	5706	152	38 "	199 705	88	1,8	9,1
Esc 1.4	6202	174	42 "	200 613	89	1,8	9,1
Esc 1.5	6199	173	41 "	222 928	110	2,1	10,1
Esc 1.6	6371	181	42 "	224 903	112	2,1	10,2

Fuente: M. j., Mirta Beatriz. Simulación Numérica en Líneas de Flujo: GiA Oil &. Boletín No 2, Agosto 2004.

CONCLUSIONES

- Se desarrollo una metodología que refleja la estructura lógica tanto en la planificación de todas las actividades que demanda la realización de un proyecto de inyección de trazadores entre pozos, como para la determinación de los recursos humanos y financieros requeridos; empezando por la elección de un enfoque metodológico específico y finalizando con la forma como se van a analizar, interpretar y presentar los resultados de la prueba de trazadores.
- La aplicación de la tecnología de inyección de trazadores entre pozos permite crear modelos de yacimiento menos ambiguos, integrando información sobre el comportamiento de flujo en modelos desarrollados a partir de información estática obtenida por medio de técnicas como estratigrafía de secuencias, modelamiento petrofísico, modelamiento e interpretación de sísmica 2D y 3D y geoestadístico, entre otros permitiendo representar de manera más adecuada el comportamiento dinámico del yacimiento.
- Existen diferencias marcadas entre los trazadores utilizados en procesos de inyección de gas y aquellos utilizados en la inyección de agua, estas diferencias están basadas en propiedades como la miscibilidad, la densidad, la viscosidad, la compresibilidad y la solubilidad; las cuales tienen un efecto importante en la dilución del trazador.
- Todos los trazadores de gas sufren partición, es decir, se disuelven en las otras fases presentes dentro del yacimiento, retrasándose o viajando más lentamente en comparación al frente de avance del fluido de inyección. En las curvas de respuesta de los trazadores, el retraso del trazador que sufre partición respecto a uno conservativo, es una medida directa de la saturación de las otras fases en el yacimiento, de esta forma, los trazadores de gas son especialmente útiles para conocer la distribución de la saturación en el yacimiento.
- Dentro del diseño de las pruebas, tanto el planteamiento de los objetivos, como el planteamiento del programa de inyección de trazadores debe partir de un conocimiento claro del modelo geológico, estratigráfico y de las

condiciones de ingeniería del yacimiento; dirigiendo la prueba a solucionar interrogantes o problemas específicos que se hallan planteado acerca del conocimiento del mismo, para que sea un soporte importante en la construcción del modelo del yacimiento.

- La cantidad ideal de trazador a ser inyectado depende del volumen del yacimiento, de espaciamiento de los pozos, de la porosidad y de la saturación de los fluidos, el factor mas importante en el cálculo de la cantidad de trazador a ser inyectado es el espesor de la formación. Actualmente predominan dos modelos matemáticos principales en la determinación de la cantidad de trazador a ser inyectado. El método más utilizado es el modelo de dilución total. El otro método esta basado en un modelo propuesto originalmente por Bringham y Smith y modificado por Abbazadeh y Bringham.
- La frecuencia de muestreo durante una prueba de inyección de trazadores entre pozos depende del tipo de fluido, la distancia entre el pozo inyector y los pozos productores, las tasas de inyección y de producción y de la expectativa del tiempo de arribo del trazador. Actualmente se proponen programas de muestreo donde la frecuencia es mayor durante las primeras etapas cuando se presenta la irrupción, y posteriormente se reduce gradualmente hasta que se haya adquirido suficiente información.
- El análisis de las curvas de respuesta de los trazadores entre pozos, las cuales representan el comportamiento dinámico del flujo en el yacimiento, permiten entre otros alcances, identificar acumulaciones remanentes de crudo, detectar heterogeneidades en la roca del yacimiento, evaluar la eficiencia volumétrica de barrido, identificar inyectores problema en casos de canalización, establecer comunicaciones verticales entre estratos, evaluar la eficiencia sobre el recobro de hidrocarburos por la alteración del régimen de extracción, y determinar barreras geológicas y canalizaciones preferenciales entre pozos.
- Las técnicas de modelamiento inverso permiten ajustar los parámetros del modelo de yacimiento, tales como la porosidad, permeabilidad y saturación, con el fin de reproducir los comportamientos observados y medidos durante las pruebas de trazadores entre pozos y la historia de producción, y de esta forma obtener un modelo capaz de representar el comportamiento dinámico del yacimiento.

- Una técnica de inversión propuesta por *Iliassov, & Datta-Gupta*, basada en simulación *streamline*. Ofrece grandes ventajas incluyendo el ahorro significativo en el tiempo de cómputo (en comparación al ajuste histórico manual, que puede tomar varios meses), permitiendo la aplicación eficiente de esta técnica en modelos de alta resolución de yacimientos. Adicionalmente se mejora el ajuste y se reduce la influencia de los criterios personales de análisis, que frecuentemente pueden conducir a errores. Esta técnica es más intuitiva, directa, precisa y representativa de mayores volúmenes de yacimiento que muchas otras técnicas tradicionales de caracterización.
- La técnica de inversión base *streamline* permite estimar la saturación residual de crudo, al considerar el retraso en los tiempos de tránsito de los trazadores de partición. De esta forma la saturación residual del aceite es estimada a partir de pruebas de trazadores de gas entré pozos. Estos valores de saturación residual constituyen la ventaja de ser representativos para el modelo de flujo real de yacimiento, caso contrario de otros métodos que estiman la saturación residual de aceite en un volumen limitado alrededor del pozo o a una profundidad de investigación.
- Los procesos de inversión *streamline* poseen órdenes de magnitud más rápidos que las técnicas de integración de información de producción basada en diferencias finitas, sin embargo, aun existen algunos inconvenientes por superar, relacionados con la naturaleza de los problemas inversos y las técnicas de convergencia. Para evitar estos inconvenientes se están desarrollando nuevas metodologías; por ejemplo, un método multiescalar para la integración de información, el cual incrementa la eficiencia computacional por medio de la reducción del número de parámetros, evita la sobre-parametrización al refinar el grid solamente hasta una escala acorde con la información existente, y facilita la convergencia de las técnicas iterativas en la solución global, particularmente en presencia de múltiples mínimos locales.

RECOMENDACIONES

- Proponer este estudio como punto de partida en la realización de nuevos proyectos que permitan el total aprovechamiento de las pruebas de trazadores entre pozos, garantizando contribuir en la supervisión de los parámetros del yacimiento, entender las propiedades del yacimiento, los patrones de flujo y el comportamiento de la producción; para la construcción de un modelos capaces de representar el comportamiento real del yacimiento y que permitan predecir el comportamiento del mismo.
- Con base en estudios a nivel mundial sobre pruebas de trazadores entre pozos para los diferentes tipos de yacimiento, crear herramientas computacionales que permitan establecer analogías y correlaciones que expresen semejanzas estáticas y dinámicas de yacimiento y de los fluidos, útiles a la hora de implementar esta técnica en campos donde nunca se ha realizado este tipo de pruebas; como aplicar la experiencia de una manera eficiente en solucionar problemas, realizando inferencias a partir de datos incompletos o inciertos.
- Realizar estudios de prefactibilidad técnica y económica para la implementación de la tecnología de trazadores, como alternativa en la optimización de los modelos de inyección, mediante el reconocimiento de la metodología empleada en el desarrollo de una prueba de inyección de trazadores entre pozos, buscando garantizar el desarrollo de campos y reservas incrementales en el país.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABERNATHY, S.E., WOODS, Taylor III, J.L. Radioactive Tracers in Oil and Gas Production: Practical Considerations in the 1990's. SPE paper 27236. Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production Conference, 25-27 January, Jakarta, Indonesia. 1994.
2. ANDERSEN Marion, SWANSON Jonn Porter NATHAN. Supercritical Fluid Extraction as a Sample Introduction Method for Chromatography. Journal of Chromatographic Science. Vol 27 JUL 1 989. 371-377p.
3. ANGELES-MARTINEZ, R. Utilization of Water Salinity as a Continuous Miscible Tracer in Water flooding. SPE paper 23746. Latin America Petroleum Engineering Conference, 8-11 March, Caracas, Venezuela. 1992.
4. BRIGHAM, W.E., SMITH Jr., D.H. Prediction of Tracer Behavior in Five-Spot Flow. SPE paper 1130. Conference on Production Research and Engineering, 3-4 Mayo Tulsa, Oklahoma. 1965.
5. CALHOUN II, Tom G., TITTLE, Robert M. Use of Radioactive Isotopes in Gas injection. SPE paper 2277. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 29 September-2 October, Houston, Texas. 1968.
6. CHASE Jr., Curtis. Finite Element Analysis of Single Well Backflow Tracer Test in a Homogeneous Reservoir. SPE paper 3485. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 3-6 October, New Orleans, Louisiana. 1971.
7. CRAIG III, F.F. Field Use of Halogen Compounds to Trace Injected CO₂. SPE paper 14309. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-26 September, Las Vegas, Nevada. 1985.
8. CROWE, Thomas L. Radioactive Steam Tracer Comparison Between Krypton-85, Xenon-133, NaI-131 (Methyl Alcohol Based), and NaI-131 (Water Based). SPE Production & Facilities. February, 1993. 51-57p.
9. DESCANT, Frank; BLACKWELL, Robert; POPE, Gary A. The Use of Single Well Tracer Testing to Estimate Heterogeneity. SPE technical journals paper 20303. 1989.

10. DUARTE BAUTISTA, María del Pilar; SANCHEZ FORERO, Camilo Andrés. Uso de Trazadores Ambientales y Estudio de la Recarga [recurso electrónico]. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2005. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierais Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Civil. 128p.
11. F. RUAN, S; carhart, R.M. Giordano. An Overview of Streamline Tracer Modeling of Miscible/Immiscible WAG Injection IOR. SPE paper 75198. Improved Oil Recovery Symposium, 13-17 April, Tulsa, Oklahoma. 2002.
12. FERNANDEZ GRANADA, Juan Carlos. Trazadores Fluorescentes: Utilización en el Estudio del Movimiento de Sedimentos en las Proximidades del Litoral. CDX, Centro de Estudios y Experimentación de obras publicas. Madrid, España. 1982. 35p.
13. GALACHO, Mirta; VÁZQUEZ, Pablo; MASUD, Luciana. Mallas de Recuperación Secundaria Optimización del Diseño por Simulación en Líneas de Flujo. Primer Congreso Innovación Tecnológica en Energía y Petroquímica. 13-17 Septiembre. Buenos Aires, Argentina. 2004
14. GHORI, S.G., HELLER, J.P. The Use of Well-to-Well Tracer Tests To Determine Geostatistical Parameters of Permeability. SPE paper 24138. Enhanced Oil Recovery Symposium, 22-24 April, Tulsa, Oklahoma. 1992.
15. GOPI Nalla; GUDNI, Axelsson. Tracer Test Analysis for Characterization. Laugaland Geothermal Field. SGP-TR-176. Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, Stanford, California, January 31-February 2, 2005.
16. GRANIEL-CASTRO, Eduardo; CARRILLO, Joel. Dispersividad de solutos en el carst de Yucatán, México. Artículo de investigación. 2003. 49-56p.Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Yucatán, . Cordemex, Mérida, Yucatán, México.
17. GUEVARA JORDAN, Juan Manuel. A Fast Method for Computing Tracer Flow in Oil Reservoirs. SPE paper 81153. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 27-30 April, Port-of-Spain, Trinidad and Tobago, 2003.
18. H.A. Deans, A.D. Mut. Chemical Tracer Studies To Determine Water Saturation at Prudhoe Bay. SPE Reservoir Engineering. Volume 12, Number 1, February. 1997. 52-57p.

19. HARRY, J. y MARVIS, T. La radiación es parte de nuestra vida. Series de información nuclear, traducción y adaptación al español, por el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares de México. México D.F. 1996.
20. HEISLER, Robert P. Interpretation of Radioactive Tracer Results in a Steamdrive Project. SPE Reservoir Engineering. February, 1988. 281-287p.
21. HOLLEBEN, Carlos Roberto; APARECIDA de Melo, María. Using Tracers to Characterize Petroleum Reservoirs: Application to Carmopolis Field, Brazil. SPE paper 69474. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 25-28 March, Buenos Aires, Argentina, 2001.
22. HUTCHINS, R.D., Dovan, H.T, Sandiford, B.B. Aqueous Tracers for Oilfield Applications. SPE paper 21049. International Symposium on Oilfield Chemistry, 20-22 February, Anaheim, California. 1991.
23. IDROBO, Eduardo-Alejandro; VARGAS, José-Arnobio. Optimización del Modelo de Permeabilidad de un Yacimiento Heterogéneo Mediante Inversión Dinámica de Datos Basada en Simulación Streamline. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 2 Núm. 4 Dic. 2003.
24. JEAN M. Bahr. Tracer Study in a Complex Three-Dimensional Flow System. Department of Geology and Geophysics. University of Wisconsin-Madison. Sandia National Laboratory, Department 6115. Albuquerque, New Mexico. 2003. 87185-1324p.
25. JI Bingyu, Sui Xinguang; Wang Qinglin, Li Qun; Liu Anjian, Beijing Zhongyou Liu. Advance on the Tracer Test Technology Among Wells. SPE paper 77874. Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 8-10 October, Melbourne, Australia. 2002.
26. K.A. Rubinson, J.F. Rubinson. Introducción a las técnicas de análisis instrumental. Graw Hill/Interamericana, 2002, España.
27. L. P. Thomas, B. M. Marino. Medición de la concentración de trazadores pasivos: Aplicación a las corrientes de gravedad. Instituto de Física Arroyo Seco, Facultad de Ciencias Exactas. Universidad Nacional del Centro, Pinto 399, 7000 Tandil, Argentina,
28. LEVENSPIEL, O. Ingeniería de las Reacciones Químicas, 277-323p.ed. Reverté, México. 1993.
29. LAZARO DE LA ROSA, Gloria Esperanza; FERNÁNDEZ SANCHEZ, Helver. Evaluación del Sistema Inyección-Producción Arenas Superiores,

Bloque li Sector Sur, Campo Casabe. Tesis de Grado. Bucaramanga 1991. 259 h. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniarais Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

30. L. Guan; Y. Du. Will Tracer Move the Same Velocity as Its Carrier?. SPE paper 89956. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, Texas. 2004.
31. LICHTENBERGER, G.J. Field Applications of Interwell Tracers for Reservoir Characterization of Enhanced Oil Recovery Pilot Areas. SPE paper 21652. Production Operations Symposium, 7-9 April, Oklahoma City, Oklahoma. 1991.
32. LOULA, A.F.D., Guerreiro, J.N.C. Tracer Injection Simulations by Finite Element Methods. SPE Advanced Technology Series. Volume 4, Number 1, May 1996. 150-156p.
33. M.A.Vilela, L.B. ZERPA, R. Mengual. Water and gas tracers at El Furrial field. SPE paper 53737. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21-23 April, Caracas, Venezuela.1999.
34. MATAMOROS; Valeria; ESCOBAR, Elena; RODRIGUEZ, Anaiza. Monitoring Techniques For HP/HT Reservoirs: Furrial Field Case. SPE paper 81062-MS. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 27-30 April, Port-of-Spain, Trinidad and Tobago. 2003.
35. MCGEE, James H. The Jobo Steamflood Project: Evaluation of Results (includes associated paper 17636). SPE paper 15649. Journal of Petroleum Technology. October, 1987. 1261-1268p.
36. MCINTYRE, F.J., Polkowski, G.A., Pow, M.J. Radioactive Tracers Monitor Solvent Spreading in Rainbow Vertical Hydrocarbon Miscible Flood. SPE Reservoir Engineering. Volume 3, Number 1, February 1988. 273-280 p.
37. M. j., Mirta Beatriz. Simulación Numérica en Líneas de Flujo: Características y Principales Aplicaciones. GiA Oil & Gas - Productos & Servicios Integrados. Boletín N° 2, Agosto 2004. 4p.
38. M., Leigsc, R.L. Beauheim, J.T. McCord, Y.W. Tsang. Design, Modeling, and Current Interpretations of the H-19 and H-11 Tracer Tests at the WIPP Site, Proceedings of the first GEOTRAP Workshop, Cologne, Germany, August 1996.
39. MENDEZ BOHORQUEZ, Adriana Marcela; ABRIL PEREZ, Hernando. Simulación Streamline: Estado del Arte y Aplicaciones Fundamentales en el

Modelamiento y Estudio de Yacimientos Altamente Heterogéneos. Bucaramanga 2005. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

40. NEGRÓN J.; MARTÍNEZ, G. Proyecto de Inyección de Trazadores Acuicos. Informe de Progreso. PDVSA EyP. Noviembre 1998.
41. NUMBERE, D.T., ERKAL, A. A Model for Tracer Flow in Heterogeneous Porous Media. SPE paper 39705. Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, 23-24 March, Kuala Lumpur, Malaysia. 1998.
42. OHNO, Kenji; NANBA, Takao; HORNE, Roland N. Analysis of an Interwell Tracer Test in a Depleted Heavy-Oil Reservoir. SPE Formation Evaluation. December, 1987. 487-494p.
43. P. Samier; L. Quettier. Applications of Streamline Simulations to Reservoir Studies. SPE paper 78883. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Vol 5, Number 4, August, 2002. 324-332p.
44. PAVEL A. ILIASOV, Akhil; DATTA-GUPTA. Field-Scale Characterization of Permeability and Saturation Distribution Using Partitioning Tracer Tests: The Ranger Field, Texas. SPE Journal. Vol 7, Number 4, December, 2002. 409-422p.
45. PERNÍA LLERA, José María; LÓPEZ GETA, Juan Antonio. Aplicación de Técnicas Especiales al Estudio Hidrológico: Isótopos y Trazadores. 1991. Universidad de las Canarias. Barcelona, España. 1991.
46. QUINTERO PINZÓN, Javier; ZANGUÑA DUARTE, Gustavo. Medidas Estáticas de Heterogeneidad y su Aplicación con la Caracterización de Yacimientos. Tesis de Grado. Bucaramanga 1996. 232 h. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos
47. RAMIREZ, Jetzabeth; SAMANIEGO, Fernando V., RIVERA, Jesus R. Tracer Flow in Naturally Fractured Reservoirs. SPE paper 25900. Low Permeability Reservoirs Symposium, 26-28 April, Denver, Colorado. 1993.
48. RODRIGUEZ HERNANDEZ, Manuel. Modelado de Sistemas Industriales Complejos. Diquima etsII. Mayo 1999.
49. ROMERO, Iván Alfonso; SERRANO, Jorge Luis. Evaluación del Sistema Inyección-Producción, Arenas Inferiores, Bloque I Campo Casabe. Tesis de Grado. Bucaramanga 1996. 232 h. Universidad Industrial de Santander.

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

50. RUEDA MEJIA, Hilda; VALENCIA, Carmen Amparo. Análisis del Comportamiento de Inyección Arenas Superiores - Campo Casabe Bloque III con Base en Trazadores Radiactivos. Tesis de Grado. Bucaramanga 1994. 160 h. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
51. SALAGER, Jean Louis. Recuperación Mejorada del Petróleo. Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales. Mérida-Venezuela. 35h. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Lab. Formulación, Interfases, Reología y Procesos. 2005.
52. SOMARUGA, C.A. Utilización de Tritio para la Evaluación de Proyectos de Recuperación de Petróleo en la Cuenca Neuquina. Universidad Nacional del Comahue. Neuquén, Arg. 1996.
53. SHEELY Jr., C.Q., Baldwin Jr., D.E. Single-Well Tracer Tests for Evaluating Chemical Enhanced Oil Recovery Processes. *Journal of Petroleum Technology*. August, 1982. 1887-1896p.
54. S.L. Wellington, E.A. Richardson. A Single-Well Tracer Test With In-Situ Generated CO₂ as the Oil Tracer. *SPE Reservoir Engineering*. Vol 9, Number 2, May 1994. 85-91p.
55. SMITH, P.J., BROWN, C.E. The Interpretation of Tracer Test Response From Heterogeneous Reservoirs. SPE paper 13262. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 16-19 September, Houston, Texas 1984.
56. TANG, Joseph S. Extended Brigham Model for Residual Oil Saturation Measurement by Partitioning Tracer Tests.. *SPE Journal*. Volume 10, Number 2, 2005. 175-183p.
57. U.C. Berkeley; TADEUSZ W.; PATZEK; Ruben, Juanes. Multiple-Scale Stabilized Finite Elements for the Simulation of Tracer Injections and Waterflood. SPE paper 75231. Improved Oil Recovery Symposium, 13-17 April, Tulsa, Oklahoma. 2002.
58. VASCO, D.W., YOON, S., and DATTA-GUPTA, A., Integrating Dynamic Data Into High-Resolution Reservoir Models Using Streamline-Based Analytic Sensitivity Coefficients; *SPE paper 49002*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30 September, New Orleans, Louisiana. 1998.

59. VARGAS MEDINA, José Arnobio. Optimización del modelo de permeabilidad de un yacimiento heterogéneo mediante la inversión dinámica de datos basada en la simulación streamline. Tesis de Posgrado. Bucaramanga 2003. 150 h. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierais Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
60. WAGNER, O.R.: "The Use of Tracers in Diagnosing Interwell Reservoir Heterogeneities-Field Studies," *Jump Petroleum Technology*. Nov 1977. 1410-1416p.
61. WAGNER, O.R., BAKER, L.E., SCOTT, Gordon R. The Design and Implementation of Multiple Tracer Program for Multifluid, Multiwell Injection Projects. SPE paper 5125. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 6-9 October, Houston, Texas. 1974.
62. WAGNER, O.R. The Use of Tracers in Diagnosing Interwell Reservoir Heterogeneities - Field Results. *Journal of Petroleum Technology*. November, 1977. 1410-1416p.
63. WILLIAM E. Brigham, MAGHSOOD Abbaszadeh-Dehghani. Tracer Testing for Reservoir Description. *Journal of Petroleum Technology*. May, 1987. 519-527p.
64. WOOD, K.N., TANG, J.S., LUCKASAVITCH, R.J. Interwell Residual Oil Saturation at Leduc Miscible Pilot. SPE paper 20543. Annual Technical Conference and Exhibition, 23-26 September, New Orleans, Louisiana.1990.
65. Y. Du; L. Guan. Interwell Tracer Tests: Lessons Learnted from Past Field Studies. SPE paper 93140. Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 5-7 April, Jakarta, Indonesia. 2005.
66. YIBIRIN, J.G., McGEE, J.H., "The Jobo Steamflood Project: A Preliminary Evaluation of Results". SPE paper 17388. Enhanced Oil Recovery Symposium, 16-21 April, Tulsa, Oklahoma. 1988.

Recursos Online

67. Centro Atomico Ezeiza - U. A. Instituto de Estudios Nucleares.
http://WWW.caebis.cnea.gov.ar/idEN/Empleo_rad_como_trazadores.htm
68. Ciencia para Todos. Edicion Electrónica. Asesoría Técnica de la UNAM
http://omega.ilce.edu.mx:3000/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/094/htm/sec_8.htm.

69. Framatome ANP DE&S
Internetwebsiteat. <http://www.framatomeanp-des.com/>
70. Fundación Centro Internacional Hidrológica Subterránea. España.
<http://www.fcihs.org/pub/formacion.asp>
71. Instituto Peruano de Energía Nuclear.
http://www.ipen.gob.pe/site/tecnologia_nuclear/radiotrazadores_01.htm#top
72. International Center for Numerical Methods in Engineering.
<http://www.cimne.upc.es/congress/symposiums/Symposiums.htm>
73. Office of Science and Technology, Technology Management System (TMS),
Tech ID # 2963. <http://ost.em.doe.gov/tms>
74. Organización de Estados Iberoamericanos. Para la Educación, la Ciencia y
La Cultura. Radiactividad. <http://www.oei.org.co/fpciencia/art19.htm#8>
75. ProTechnics División Interwell Tracers.
<http://www.corelab.com/protechnics/tracers/InterwellTracers.asp1>
76. Servicios y desarrollos científicos y tecnológicos. Radiotrazadores.
Instrumentos nucleares. Noldor, G.L.R.
<http://www.noldor.com.ar/index800.html>
77. Sistemas Industriales SA. Centro de Investigación Óptica –CIOp-.
<http://www.sistemasindustriales.com/trazadores/trazadores.html>.
78. Specializing in . . . Oilfield Tracing and Radiological Services. Cleveland
Ohio USA. <http://www.tracer-tech.com/>
79. The National Energy Technology Laboratory Internet address.
<http://www.netl.doe.gov>
80. The Sear Technology Alliance Internet address.
<http://www.dnapi.com/publications.html>
81. Thin Layer Chromatography.
<http://www.relaq.mx/RLQ/tutoriales/cromatografia>
82. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo.
Perú.
<http://quipu.uni.edu.pe/OtrosWWW/webproof/acade/fipp/lucioc/Inmiscible102.html>

ANEXO A. CLASIFICACIÓN DE LOS TRAZADORES MÁS UTILIZADOS EN PRUEBAS DE TRAZADORES ENTRE POZOS⁷⁵

Tabla A1. DE ACUERDO A LA FASE ACUOSA.

Nombre Del Trazador	Ejemplo	Limite De Detección Mínima	Técnica De Detección	Comentarios
Ion Tiocianuro	NH ₄ CNS, KCNS, NaCNS	1.0 ppm	QS o LARC	Considerado como el mejor trazador en la fase acuosa. Se comporta como el Ion Cl en el yacimiento.
Ion Nitrato	NH ₄ NO ₃ , KNO ₃ , NaNO ₃	1.0 ppm	QS o LARC	Sujeto a ataque químico y bacterial. Inexpansivo
Ion Bromuro	NaBr	1.0 ppm	Química estándar o LARC	Inexpansivo, Existe naturalmente y puede estar presente en muchos campos.
Ion Yoduro	KI	0,1 ppm	QS o LARC	Excelente trazador químico, presenta alto costo.
Alcoholes	MeOH, IPA, TBA, EtOH NPA	1.0 ppm	CG/DIF	Sujeto a degradación bacterial a bajas temperaturas.
Cetonas	MEK, Acetona	1.0 ppm	CG/DIF	Buen trazador. No es afectado por bacterias. Puede ser utilizado en el tratamiento de fluidos.
Colorantes	Amino-G, Fluorecina, Rodamina-B	1.0 ppm	Luz UV	Usado en la identificación de fracturas y estratos, En algunos casos la luminosidad natural interfiere su detección.
Deuterio	D ₂ O	0,5 ppm	EM	Existe en la naturaleza (150 ppm).
Derivados de los ácidos Benzoico	IWT-1200, IWT 1500, IWT-2300	0,1 ppb	CG/DSM	Excelente trazador existen 19 diferentes composiciones, se utiliza cuando el espaciamiento de los pozos es largo.

QS: Detección del trazador por métodos químicos estándar.

LARC: Líquido de Alto Rendimiento Cromatográfico.

CG/DIF: Cromatografía de Gas equipado con Detector de Ionización de Flama.

EM: Espectrómetro de Masa.

CG/DSM: Cromatografía de Gas equipado con Detector de Espectrómetro de Masa.

Luz UV: Trazadores Fluoro carbonados con Exposición a la Luz Ultravioleta.

Tabla A2. TRAZADORES RADIOACTIVOS EN LA FASE ACUOSA. ⁷⁵

Nombre del trazador	Ejemplos	Tiempo de vida media (Días)	Tipo de emisión primaria (Días)	Limite de Detección Mínimo	Comentarios
Tritio	Agua tritiada, Alcoholes tritiados, cetonas tritiadas	4500	β	3,6 Bq/l	El agua Tritiada es el mejor trazador en la fase acuosa. Estable a todas las condiciones, bajo nivel de radiación. Inexpansible.
Cobalto-60	$[^{60}\text{Co}(\text{CN})_6]^{-3}$	1900	γ	0,036 Bq/l	Estable ha muy altas temperaturas he impermeable a la absorción, al ataque químico y biológico.
Cobalto-57	$[^{57}\text{Co}(\text{CN})_6]^{-3}$	270	γ	0,036 Bq/l	igual al Co-60 pero expansivo.
Cobalto-58	$[^{58}\text{Co}(\text{CN})_6]^{-3}$	71	γ	0,036 Bq/l	igual al Co-60 pero expansivo.
Carbono-14	K^{14}CNS , $\text{NH}_4^{14}\text{CNS}$	2.1×10^6	β	0,010 Bq/l	Excelente, trazador muy estable. Expansivo. Análisis muy costoso.
Sodio-22	$^{22}\text{NaCl}$	950	γ	0,151 Bq/l	Muy Buen trazador cationico. Expansivo.

Tipos de Emisión radioactiva.

Factor de conversión=1.0 $\mu\text{Ci/ml}$ =0.037 Bq/l

β : Emisión Beta.

γ : Emisión Gamma.

Tabla A3. TRAZADORES EN LA FASE HIDROCARBURO. ⁷⁵

Nombre Del Trazador	Ejemplo	Limite De Detección Mínima	Técnica De Detección	Comentarios
Sulfuro Hexafluorado	SF ₆	1.0 ppt	CG/DCE	Excelente trazador de gas, Inerte, muy seguro, estable altas temperaturas Usado en la detección de fugas
Gases Inertes	N, Ar, Ne	1.0 ppm	CG	Excelente trazador de gas, muy expansivo, excepto el nitrógeno, pero se necesita altas cantidades de nitrógeno.
Perfluorinato, Compuestos Ciclicos	PDMCB, PMCP, PMCH, PDMCH, PTMCH	1.0 ppt	CG/DCE	Fluidos con alto punto de ebullición, muy estables, costo moderado.
Compuestos Deuterados	Átomos de hidrógeno reemplazados por hidrogeno deuterado	0,1 ppb	CG/DSM	Muy expansivo, Análisis muy complejo.

CG: Cromatografía de Gas.

CG/DCE: Cromatografía de Gas equipado con Detector de Captura de Electrón.

CG/DSM: Cromatografía de Gas equipado con Detector de Espectrómetro de Masa.

Tabla A4. TRAZADORES RADIOACTIVOS EN LA FASE HIDROCARBURO. ⁷⁵

Nombre del trazador	Ejemplos	Tiempo de vida media (Días)	Tipo de emisión primaria (Días)	Limite de Detección Mínimo	Comentarios
Tritio	Metano tritiado, ethano tritiado	4500	β	3,6 Bq/l	Trazador excelente, relativamente inexpandible
Kripton 85	⁸⁵ Kr (Gas inerte)	3833	γ	175 Bq/l	Principalmente utilizado en las corrientes de flujo, estable a altas temperaturas
Carbón 14	¹⁴ CO ₂ , ¹⁴ CH ₄	2.1 x10 ⁶	β	0.010 Bq/l	Muy estable bajo todas las condiciones. Expandible

β : Emisión Beta.

γ : Emisión Gamma.

Tabla A5. TRAZADORES DE PARTICIÓN. ⁷⁵

Nombre del trazador	Ejemplos	Trazador secundario formado en yacimiento	Técnica de Detección	Comentarios
Esteres de ácidos Formicos	Formato Metilo, formato Etilo, Formato Propilo	Alcohol metílico, Alcohol Etilico, Alcohol propílico.	CG	Utilizados en pruebas de pozos sencillo
Esteres de ácidos Acéticos	Etil metil acetato, acetato, propil acetato	Alcohol metílico, Alcohol Etilico, Alcohol propílico.	CG	Utilizados en pruebas de pozos sencillos

CG: Cromatografía de Gas.

ANEXO B. PRUEBAS DE TRAZADORES ENTRE POZOS REPORTADAS EN LA LITERATURA

Tabla B1. Pruebas de Trazadores Entre Pozos Reportadas en la Literatura ⁶⁵

CAMPOS PROBADOS DEL TRAZADOR	LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS	PROCESO DE INYECCIÓN UTILIZADO	NOMBRE DEL TRAZADOR	MÉTODO DE ANÁLISIS
No especificado para un arreglo 5-spot	USA	agua	Amonio tiocyanato, potasio iodico	Analítico
Arrowhead Grayburg Unit	New Mexico, USA	agua	halogeno-acido Neutralizado, Rodamina	Cualitativo
Big Muddy	Wyoming, USA	agua	Agua tritiada, ion Tiocianato, Etil alcohol, Metil alcohol	Numérico
Carmopolis	Brasil	agua	H ₃ , Florescent, I	Cualitativo
Central part of Mesozoic Chiapas Tapasco Basin	Mexico	Gas	PMCH	Cualitativo
Coalinga	California, USA	Gas	Metano	Cualitativo
Cymric	USA	Gas	Isótopos de Carbono	Analítico
Eastern Devonian Shale	Ohio, USA	Gas	Nitrógeno	Cualitativo
Ekofish	Mar del Norte	Agua	Agua tritiada, I-125	Cualitativo
El Furrial	Venezuela	Agua, Gas	SCN, IPA, HTO	Cualitativo
Fairway	USA	Gas	Kr ₈₅	Cualitativo
Fenn-Big Valley	USA	Agua	Agua tritiada, Co-60, Eu-152, Eu-154, Cs-134, Cs-137	Cualitativo
Fordoche	Louisiana, USA	Gas	Kr ⁸⁵ , Hidrogeno Tritiado, Etano Tritiado, Metano Tritiado	Cualitativo

Pruebas de Trazadores Entre Pozos Reportadas en la Literatura (Continuación)				
CAMPOS PROBADOS DEL TRAZADOR	LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS	PROCESO DE INYECCIÓN UTILIZADO	NOMBRE DEL TRAZADOR	MÉTODO DE ANÁLISIS
Golden Spike D3 "A"	Alberta, Canada	Gas	SF ₆ , F12, F13B1	Analítico
Gulfaks	Mar del Norte	Agua, Gas	Agua tritiada PMCH, PMCP, SF ₆	Cualitativo
Hueneme	California, USA	Agua	Nitrato, Tiocianato, Metano, Etanol, Tritio	Cualitativo
Jauf Reservoir Ghawar	Arabia Saudita	Agua	Trazadores Radiactivos	Cualitativo
Jobo	Venezuela	Gas	Kr-85, Ch3T, 14CH4	Cualitativo
Judy Creek	Alberta, Canada	Agua, Gas	Agua Tritiada, C5-C8 Tritiados	Cualitativo
Lagocinco	Golfo de Maracaibo Venezuela	Agua, Gas	4-FBA, 2-FBA, 3&4diFBA; PMCP, PMCH	Cualitativo
Levelland Unit	Oeste Texas, USA	Agua	Agua Tritiada, Nitrato de Amonio, Potasio Iodico, Tiocianatode amonio.	Cualitativo
Little Buffalo	Wyoming, USA	Agua	Kr ⁸⁵ , H ³ , Etano Tritiado	Analítico
San Andres	Texas, USA	Agua	Agua Tritiada	Cualitativo
MCA Maljamar	New Mexico, USA	Agua	Agua Tritiada	Cualitativo
Mitsue	Alberta, Canada	Gas	Metano tritiado, Etano tritiado, Butano tritiado., freon-11, Kr ⁸⁵ , SF ⁶	Cualitativo
Niitsu	Japón	Agua	NaCl, NH4SCN, KI, KNO2	Analítico y Numérico
North Sea	Mar del Norte	Agua	TH	Cualitativo Analítico
Fault Block of Prudhoe Bay	Alaska, USA	Agua	Agua Tritiada ,Co-57, Co-60, C-14,	Analítico

Pruebas de Trazadores Entre Pozos Reportadas en la Literatura (Continuación)				
CAMPOS PROBADOS DEL TRAZADOR	LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS	PROCESO DE INYECCIÓN UTILIZADO	NOMBRE DEL TRAZADOR	MÉTODO DE ANÁLISIS
Oakridge	California, USA	Agua	Nitrato, Tiocianato, bromuro, Metano	Cualitativo
Painter	Wyoming, USA	Gas	SF ₆ , Freon-113	Cualitativo
Pubei	Xinjiang, China	Gas	C ₆ F ₁₂	Analítico
Rainbow Keg River 'B' Pool	Alberta, Canada	Gas	Metano tritiado, Etano tritiado, Butano tritiado	Cualitativo
Ranger	Texas, USA	Agua	Tritio, NaSCN, IPA, TBA, Co-57, Co-58, Co-60	Analítico Numérico <i>Streamline</i>
Redwater	Alberta, Canada	Agua	HTO, Cs, Co	Cualitativo
Salt Creek	Wyoming, USA	Agua	KI, HTO, IPA, NO ₃ ⁻ , CNS ⁻	Cualitativo
Seria	Brunei	Agua	Co-60	Analítico
Shallow Oil Zone	California, USA	Gas	Trazadores Perfluorocarbonados	Cualitativo
Sleipner	Noruega, Mar del Norte	Gas	PMCH, PDMCB	Cualitativo
Snorre	Noruega, Mar del Norte	Agua, Gas	HTO, 4-FBA, NaSCN, S14CN-PDMCB, Sf6, 1,3-PDMCH	Cualitativo
South Midway Sunse	California, USA	Agua	Boro, bromo, silicatos	Cualitativo
South Swan Hill Unit	Canada	Agua, Gas	Agua tritiada, Etano tritiado, Kr ⁸⁵	Analítico
Strawn	Norte de Texas, USA	Agua	Inf. No suministrada	Cualitativo
West Sumatra	Montana, USA	Agua	C-14, Co-57, Co-60, Agua Tritiada	Analítico

ANEXO C. MÉTODOS MATEMÁTICOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE TRAZADOR A INYECTAR

Ecuación de Brigham and Smith ⁴

Desarrollada para predecir el flujo de trazadores en un sistema de cinco pozos, bajo la ausencia de flujo cruzado, condiciones de flujo con radio de movilidad uno y absorción nula.

Ecuación de Abbaszadeh-Denhghani and Brigham ⁶³

Basada en la misma ecuación de Brigham and Smith, pero formulada para distintos escenarios donde se contemplan los efectos de dispersión, difusión y dilución del trazador debida a la expansión del fluido y a la separación de los trazadores.

Este modelo asume un mecanismo de transporte del trazador en el cual el pulso del trazador inyectado se mueve a través de la formación por fuerzas convectivas y dispersivas, alcanzando los pozos productores de acuerdo a unas líneas de flujo (*Streamlines*) generadas por la geometría del modelo de flujo. Los trazadores son diluidos en los pozos productores, debido al fluido procedente de otras líneas de flujo

En este modelo la heterogeneidad es considerada al dividir el yacimiento en un conjunto de capas homogéneas. El trazador inyectado es distribuido entre las capas de acuerdo a las respectivas conductividades (Kh). Estos pulsos de trazador se mueven independientemente a través de la capa y se mezclan en el pozo productor, para generar la curva de respuesta del trazador.

A partir del espesor y permeabilidad de cada capa, la geometría del modelo y la dispersabilidad del trazador, se estima la cantidad de trazador requerida para producir una concentración de trazador máxima deseada.

Modelo de dilución total ¹¹

Este método estima una concentración promedio del trazador producido con base en la suposición de que el trazador inyectado es diluido uniformemente en el volumen total barrido por el fluido de inyección. Sin embargo, se debe agregar suficiente trazador para asegurar la detección a esta concentración.

El cálculo inicial consiste en estimar un volumen de dilución anticipado. Este volumen se obtiene calculando el volumen poroso con gas o agua, entre el pozo inyector y los productores que lo rodean, considerando el espesor de la formación. Para ello generalmente se asume geometría radial para modelos regulares y es modificado para cualquier condición por cualquier condición conocida del yacimiento. Estas condiciones incluyen grandes diferencias de permeabilidad entre estratos, canales o barreras de flujo conocidas, modelos irregulares, entre otros. Este volumen de dilución, cuando es estimado razonablemente, arroja resultados consistentes.

La menor cantidad de trazador requerida es normalmente la cantidad del trazador necesaria para producir una concentración promedio de diez veces el límite de detección mínimo en este volumen de dilución. En estos casos donde el fluido producido es reinyectado en el subsuelo, no existen problemas al exceder la máxima concentración permisible; sin embargo este límite es un requerimiento práctico ya que es conveniente poder manipular libremente y transportar las muestras de fluido producidas. Por esta razón, la concentración máxima en el agua o gas producida debe ser menor a la máxima concentración permisible. Para asegurar que la concentración de trazador producida no exceda este número, se calcula el volumen de dilución mínimo requerido para alcanzar este límite. Este es considerado el peor escenario y no debe corresponder sino a un pequeño porcentaje del volumen de dilución calculado para todo el modelo. El volumen anticipado de dilución puede ser calculado a partir de información de yacimiento asumiendo una aproximación radial en la geometría del modelo. Flujos lineales o irregulares, al igual que muchas características geológicas, requieren geometrías diferentes.

La sensibilidad de detección de un isótopo radiactivo se calcula a partir del nivel del fondo registrado por el instrumental sin trazadores presentes. Es una medida de la relación señal-ruido obtenida, teniendo en cuenta consideraciones puramente estadísticas. El límite mínimo de detección es el valor mínimo calculado a dos desviaciones estándar y normalmente cuenta con un valor de certeza del 95%.

Normalmente existe al menos un orden de magnitud adicional entre la concentración máxima producida de trazador y la máxima concentración permisible.

ANEXO D. MÉTODOS DE DETECCIÓN MÁS UTILIZADOS

CROMATOGRAFÍA DE GASES

Keulemans²⁶ ha definido la *cromatografía* como un método físico de separación en el cual los componentes a separar se distribuyen entre dos fases, una de las cuales constituye la *fase estacionaria*, de gran área superficial, y la otra es un fluido (*fase móvil*) que pasa a través o a lo largo de la fase estacionaria. La fase estacionaria puede ser un sólido o un líquido dispuesto sobre un sólido que actúa como soporte, de gran área superficial. La fase móvil es un fluido (puede ser gas, líquido o fluido supercrítico) que se usa como portador de la mezcla. En la cromatografía ocurren dos fenómenos muy importantes y que son prácticamente fenómenos que rigen el proceso de separación: la *adsorción* y la *absorción*.

La **adsorción** es la retención de una especie química en los sitios activos de la superficie de un sólido, quedando delimitado el fenómeno a la superficie que separa las fases o superficie interfacial. Esta retención superficial puede ser física o química. La adsorción depende de la naturaleza de la sustancia adsorbida, de la temperatura, de la naturaleza y estado de subdivisión del adsorbente, y de la concentración.

La **absorción** es la retención de una especie química por parte de una masa y depende de la tendencia que tiene ésta a formar mezcla o reaccionar químicamente con la misma.

Existen muchas maneras de clasificar los métodos cromatográficos. Según, Giddings se puede clasificar la Cromatografía por sus variantes²⁶:

- Fase Móvil (puede ser gaseosa, líquida ó fluido supercrítico).
- Fase Estacionaria.
- Mecanismo de Retención (tipos de equilibrios implicados en la transferencia de los solutos entre las fases).
- Forma de Contacto entre las fases (columna ó superficie plana).
- Dimensionalidad.
- Escala Física.
- Gradientes.

Columna Es el lugar donde ocurre la separación. Se dice que es el *corazón* de un cromatógrafo. Los materiales con los cuales generalmente se pueden elaborar las columnas son: cobre, aluminio, acero inoxidable, vidrio ó teflón.

El relleno puede ser un sólido, ó un líquido recubriendo un sólido. Podemos clasificar las columnas según el propósito del proceso cromatográfico:

- Empacadas:
 - Analítica.
 - Preparativas.
- Capilares:
 - W.C.O.T. (*Wall Coated Open Tubular*).
 - S.C.O.T. (*Support Coated Open Tubular*).

Soporte La función básica del soporte es la de "mantener" (sostener, retener) la fase estacionaria. Idealmente debería ser un material inerte que "mantiene" la fase estacionaria sobre su superficie como una película delgada.

La mayoría de los soportes cromatográficos está hecha de diatomita. Químicamente es casi todo sílice, con algunas impurezas. También se conoce como Tierras Diatomáceas ó Kieselguhr (palabra alemana). Domina el campo de los soportes debido a su Estructura, superficie y disponibilidad.

Hay que tener en cuenta dos cosas a la hora de escoger un soporte:

- La Estructura, ó Características Físicas (contribuye a la eficiencia de la columna cromatográfica):
 - Tamaño de partícula.
 - Diámetro del poro.
 - Densidad.
 - Área Superficial.
- Química de Superficie ó Características Superficiales (gobierna la participación del soporte en los resultados de la separación).
 - Grupos silanoles activos.
 - Iones metálicos.

Podemos resumir que un buen soporte debe reunir las siguientes características:

- Elevada Superficie por unidad de volumen.
- Estabilidad Térmica.
- Dureza mecánica suficiente para que pueda resistir los procedimientos de revestimientos y relleno.
- Inactividad química o de adsorción.
- Baja resistencia al paso de la fase móvil.

La eliminación ó reducción de los sitios activos de adsorción (también conocido como Desactivación de la Superficie) de un soporte cromatográfico puede efectuarse de varias maneras:

- Remoción por lavado con ácido (NAW ó AW).
- Eliminación ó Remoción por reacción del Grupo Silanol.
- Saturación de la superficie con una fase líquida.
- Impregnando ó recubriendo con material sólido inerte.

Fase Estacionaria Líquida Al hablar de fase estacionaria líquida entramos en contacto con dos palabras ó términos: **Polaridad** y **Selectividad**.

Las fases líquidas podemos clasificarlas según sus *polaridades cromatográficas*, nos valemos de unas constantes que determinan dicha *polaridad*. Existen dos sistemas:

- Constante de Rohrchneider.
- Constante de McReynolds.

Existen muchas discusiones sobre este tema para poder definir y describir el parámetro polaridad en cromatografía, podemos decir que la polaridad de una fase estacionaria líquida se refiere a las interacciones intermoleculares que involucra dipolos permanentes.

Selectividad es definida como las diferentes atracciones intermoleculares. Varias cualidades han de reunir un líquido para servir como fase estacionaria:

- Viscosidad.
- Tensión Superficial.
- Tensión de Vapor.
- Selectividad respecto a los componentes de la fase móvil.
- Reversibilidad del Reparto.

- Estabilidad Térmica.

Gas Portador El gas portador cumple básicamente dos propósitos: Transportar los componentes de la muestra, y crear una matriz adecuada para el detector. Un gas portador debe reunir ciertas condiciones:

- Debe ser inerte para evitar interacciones (tanto con la muestra como con la fase estacionaria).
- Debe ser capaz de minimizar la difusión gaseosa.
- Fácilmente disponible y puro.
- Económico.
- Adecuado al detector a utilizar.

Detectores Un detector es un dispositivo para revelar la presencia de las sustancias diluidas a la salida de la columna cromatográfica. Podemos expresar que el detector son los "ojos" de un cromatógrafo. El Detector es un dispositivo capaz de convertir una propiedad física, no medible directamente, en una señal elaborable y ofrecernos información sobre la naturaleza y magnitud de la propiedad física.

En cromatografía un detector funciona comparando una propiedad física entre el gas portador puro y el mismo gas portador llevando cada uno de los componentes que previamente se han separado en la columna, esta acción se traduce en una señal tipo eléctrica, que posteriormente se amplificará mediante un registrador gráfico ó integrador permitiendo indicar el momento que salen de la columna los componentes.

Clasificación de los detectores ²⁶

Estos pueden ser clasificados:

- Detectores según su Grado de Selectividad :
 - Universales. Responde a la mayoría de los solutos que pasan por él.
 - Específicos ó Selectivos. Exhibe una gran respuesta a un grupo particular de sustancias con un mínimo de respuesta a otras.
- Detectores Destructivos y No destructivos. Esta clasificación, obviamente, es en referencia a si la muestra es destruida o no.
- Detectores según su Modo de Respuesta:

- Dependientes del Flujo Másico. Producen una señal que es proporcional a la cantidad de soluto que pasa a través de él en la unidad de tiempo pero es independiente del volumen de gas portador requerido para la dilución.
- Dependiente de la Concentración. Dan una señal proporcional a la cantidad de soluto por unidad de volumen de gas portador que pasa a través de él.
- Detectores según el proceso de detección Ionización, Óptico-espectroscópico, Electroquímico, etc.

Características de los Detectores

- *Sensibilidad.* Medida de la efectividad de un detector para convertir la muestra en una señal eléctrica medible.
- *Linealidad.* Rango de masa ó concentración de muestra sobre el cual el detector mantiene una sensibilidad constante sin una desviación arbitraria. El significado práctico de la linealidad del detector es el que le indica al analista la concentración para la cual el detector es confiable. Hay dos límites en la curva de linealidad:
 - El límite de concentración inferior, que es dado por el límite de detección.
 - El límite Superior, definido por un porcentaje de desviación arbitrario de la curva de linealidad, normalmente se toma un 5% de desviación.
- *Rango Dinámico Lineal.* Rango sobre el cual la sensibilidad del detector es constante.
- *Ruido.* Es cuantificado por el promedio de la amplitud pico-pico de la señal. El significado de conocer el nivel de ruido de un detector es un factor determinante en la determinación de la cantidad mínima detectable y el límite inferior del rango lineal.
- *Límite de Detección.* Está definido como la mínima cantidad de sustancia que puede producir una señal que sea el doble del nivel de ruido.
- *Corriente de Fondo.* Señal constante de salida generada por el proceso en el que un detector está operativo sin que alguna sustancia pasa a través de él. Esta señal es muy importante, ya que permite diagnosticar el buen o mal funcionamiento del detector.

Detectores más usados en Cromatografía de Gases⁴⁸

- *Detector de Conductividad Térmica.* Mide la conductividad térmica del gas portador, ocasionada por la presencia de sustancias diluidas.

- *Detector de Ionización a la Llama.* Basado en la medida de las variaciones de la corriente de ionización en una llama oxígeno-hidrógeno debido a la presencia de sustancias diluidas.
- *Detector de Captura Electrónica.* Basado en la electronegatividad de las sustancias diluidas, y su habilidad para formar iones negativos por captura de electrones.
- *Detector de Fotometría a la Llama.* Basada en la medida de la intensidad de la emisión molecular de la fluorescencia de heteroátomos en las moléculas orgánicas.
- *Detector de Ionización de Llama Alcalina*
- *Detector de Espectrometría de Masas*

Cromatograma y su Interpretación Los siguientes términos son los utilizados en un cromatograma típico y recomendados por la International Union of Pure and Applied Chemistry (IUPAC)

- Línea Base.
- Pico Cromatográfico.
- Base del Pico.
- Área del Pico.
- Altura del Pico.
- Ancho del Pico.
- Ancho del Pico a la mitad de la Altura.

Medida de la Altura ó Área de Pico

- **Altura del Pico:** Medida que se efectúa, para cada pico de interés, desde la línea base hasta el máximo del pico. Los errores de malas mediciones se pueden atribuir a:
 - Insuficiente Resolución.
 - Variaciones en la línea base.
 - Picos extremadamente pequeños.

Las desviaciones en la línea base se pueden compensar por interpolación de ésta entre el principio y el final del pico.

- **Área del Pico.**

Existen varias técnicas para la determinación del Área de un Pico Cromatográfico:

- Integración Manual.
 - Métodos Geométricos.

Triangulación: En esta técnica se trazan líneas tangentes a cada lado del pico. La altura se mide desde la línea base hasta la intersección de las dos tangentes. El ancho se mide tomando la intersección de las dos líneas tangentes con la línea base. Luego se utiliza la fórmula $A=1/2*Altura\ del\ Pico*Base\ del\ Pico$. Las limitaciones de esta técnica están en el trazado de las líneas tangentes, un pequeño error al trazar las tangentes puede afectar la medida de la altura.
 - Métodos Mecánicos.
 - *Planimétricos.*
 - *Corte y Pesada:* Esta técnica requiere recortar el pico del cromatograma, luego pesarlo en una balanza analítica. El recorte y pesada depende mucho de la habilidad del operador. Pueden introducirse errores por cambios en la humedad del papel, la grasa de las manos del operador, homogeneidad del papel. Generalmente se recomienda utilizar una fotocopia del cromatograma para no destruir el original.
- Integración Automática.
 - Electromecánica.
 - Electrónica.

Análisis Cualitativo del cromatograma. Los procedimientos para identificación de los picos cromatográficos podemos dividirlos en dos categorías:

- Identificación Cromatográfica.
 - Por Datos de Retención.
 - Por Serie Homólogas (Índices de Retención de Kovacs ⁶⁹).
- Identificación No Cromatográfica.
 - Análisis Clásicos.
 - Identificación por:
 - Adición de Estándar.
 - Formación de Derivados.
 - Sustracción de un Componente.
 - Identificación con Técnicas Auxiliares: Ultravioleta, Infrarrojos.

Análisis Cuantitativo Existen varios métodos para cuantificar un pico cromatográfico:

- Normalización de Área.
- Normalización de Área con Factores de Respuesta.
- Estandarización Externa.
- Estandarización Interna.

CROMATOGRAFÍA LIQUIDA DE ALTA EFICIENCIA.

Definición.

La Cromatografía Líquida de Alta Eficiencia (HPLC) es un método eficaz para la separación y determinación de iones, basado en el uso de resinas de intercambio iónico. Posee un ámbito de aplicación que engloba a los estudios en los que intervienen moléculas con peso molecular menor a 500 y usado para realizar un análisis completo de los iones que pueda haber presente en una determinada muestra.

Tipos de Cromatografía Líquida ⁸¹

- Cromatografía de Partición.
- Cromatografía de Adsorción.
- Cromatografía Iónica.
- Cromatografía de Exclusión.

Figura D1. Diagrama Básico de un Sistema de HPLC.



Fuente: [://www.fem.unicamp.br/~lee/hplc.htm](http://www.fem.unicamp.br/~lee/hplc.htm)

Filtración de los solventes En la actualidad HPLC ha llegado a ser una de las Técnicas del Laboratorio Moderno más importantes como herramienta analítica para separar y detectar compuestos químicos. Como en todas las técnicas analíticas, los pequeños problemas a la larga pueden llegar a tener un mayor impacto en la exactitud y durabilidad del sistema.

Hasta los solventes para HPLC, todos filtrados cuidadosamente en la fábrica, pueden acumular partículas en suspensión que pueden ser perjudicial a los componentes del sistema HPLC. Estas partículas en suspensión pueden venir de varias fuentes, incluso de la exposición al polvo en el aire durante el traslado de solvente en el depósito para solvente, la exposición a partículas del aire durante el almacenamiento del solvente en el depósito del solvente, la degradación lenta del recipiente solvente, o de condensación y polimerización del solvente, son causas comunes de contaminación del solvente.

Detección ⁸¹ La eficiencia de un detector cromatográfico depende de la relación entre la cantidad física medida y la composición de la fuente, así como también de las características de la señal de transferida.

Los tipos de detectores en HPLC se clasifican en:

- Detectores basados en una propiedad de la fase móvil. *Ejemplo: Detector De Índice de Refracción.*
- Detectores basados en una propiedad de la sustancia a separar. *Ejemplo: Detector de Fluorescencia, Detector Ultravioleta.*

Los detectores más utilizados en HPLC son:

- Detector UV. Hay básicamente tres tipos:
 - Detector de Longitud de Onda Fija.
 - Detector de Longitud de Onda Variable.
 - Detector de Arreglo de Diodos.
- Detector de Índice de Refracción. Existen muchos diseños de estos Detectores, pero solamente existen ahora dos tipos:
 - Tipo Deflexión.

- Tipo Fresnel.
- Detector de Fluorescencia. Este detector solamente puede detectar Compuestos que tengan fluorescencia nativa o inducida por derivatización.
- Detector de Fluorescencia Inducida por Láser.
- Según la Fuente de Excitación.
- Según el sistema óptico.
- Detectores Electroquímicos. Pueden ser clasificados en tres tipos.
 - Detector Amperimétrico.
 - Detector Conductimétrico.
 - Detector Potenciométrico.

Análisis Cualitativo y Cuantitativo

Sigue los mismos principios que la cromatografía de gases.

DETECCIÓN Y MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN

El material radioactivo solo puede medirse o identificarse por la radiación que emite. La radiación esta asociada con una interacción con la materia. Un detector es un medio donde se presenta la reacción que permite conocer el material radiactivo. La radiación se mide por la energía transferida al detector. Actualmente existen dos medios principales para la detección: Uno basado en la ionización y otro en la conversión a la luz. La ionización es un método primario de interacción entre la radiación y la materia para todas las partículas cargadas y la radiación gamma y la radiación X. Por lo tanto, La colección de carga es uno de los principales métodos para la detección de la radiación ionizante. El segundo método de detección importante es la conversión de la radiación en luz por métodos fotográficos y la conversión a calor (Calorimetría). Los neutrones no están cargados y no forman iones directamente. Ellos son detectados por reacciones nucleares con materiales que conducen a reacciones de ionización o emisión de luz ⁷².

Durante la medición de la radioactividad, se debe detectar la radiación emitida y relacionarla cuantitativamente con la cantidad de la radioactividad presente en la fuente. Es importante conocer la fracción de radiación que es interceptada por el detector, y cuanto de la radiación incidente es convertida en una señal medible. La

efectividad de la transferencia y su medición es llamada eficiencia del detector, y es expresada como el porcentaje de radiación incidente detectada. La fracción de la radiación emitida por la fuente que es interceptada por el detector es llamada geometría del detector, G respecto a la fuente, la cual también se expresa en porcentaje. Debido a estos efectos, la tasa de conteo medida, C , normalmente es menor que la verdadera tasa de desintegración, N , de la fuente. La relación obtenida es la siguiente:

$$C = N * E * G$$

La salida de un detector de radiación es una colección de eventos llamados conteos, los cuales son recogidos por escaladores (Mecanismos de tabulación). Para medir la radioactividad se necesita una tasa de conteo, por lo tanto se debe conocer el intervalo de tiempo durante el cual se recolectan los conteos.

Recolección de Carga en Contadores de Gas Debido a la baja densidad de un gas (comparado con un sólido), los detectores gaseosos tienen baja eficiencia para detectar rayos X o gamma (típicamente del orden de 1%) pero detectan prácticamente todas las alfas o betas que logran traspasar las paredes del recipiente. En un detector gaseoso puede usarse cualquier gas (incluso aire). Normalmente se usa una mezcla de un gas inerte (argón) con un gas orgánico; el primero ayuda a impedir la degradación y el segundo cede fácilmente electrones para recuperar las condiciones iniciales después de una descarga.

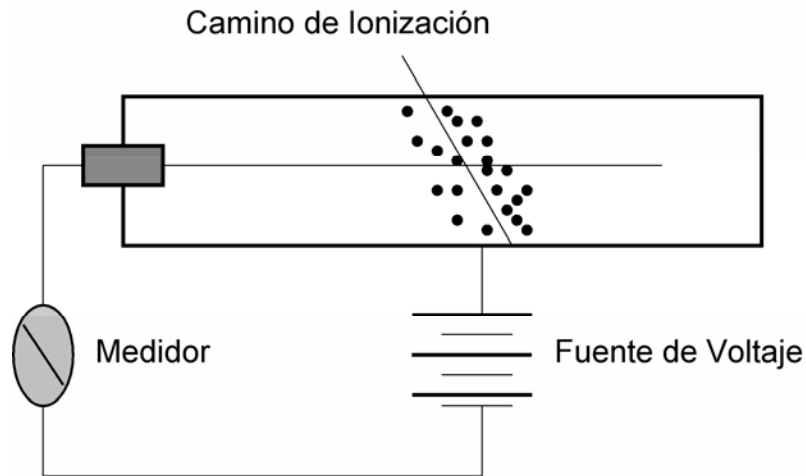
La recolección de iones en contadores de gas es un método ampliamente usado para monitorear la radiación. Un contador de gas está compuesto por una cámara de gas con un ánodo central (Electrodo positivo) y una pared cargada negativamente. Se utiliza un medidor para registrar la carga colectada ⁷⁹. (Ver figura D2).

Dependiendo de las propiedades del gas y el contador, un contador se puede operar dentro de seis regiones de voltaje diferentes. De esta forma el contador se puede comportar como cámara de iones, contador proporcional o contador Geiger, dependiendo de la región de voltaje seleccionada.

Descripción general del proceso de detección. Cuando un evento radioactivo como una partícula o un evento de radiación gamma atraviesa el gas en un contador, pierde energía muy rápidamente por colisión con las moléculas en el gas, hasta que toda su energía es absorbida. Formándose en cada colisión un par de iones, compuestos por un electrón y un Ion positivo, los cuales normalmente se recombinan, pero al existir un campo eléctrico y una diferencia de voltaje que

provoca el desplazamiento hacia los electrodos cargados opuestamente; Esto resultara en un pulso de carga con una altura proporcional al numero de iones colectados.

Figura D2. Detector Geiger-Müller.

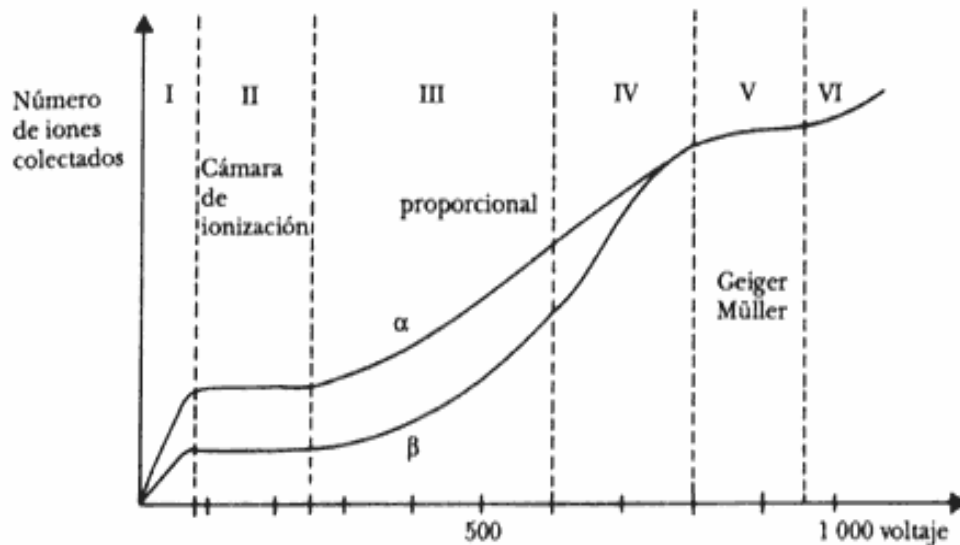


Fuente: <http://www.netl.doe.gov>

Cuando una radiación produce un cierto número de pares de iones, éstos se dirigen a los electrodos correspondientes gracias a la aplicación de un alto voltaje. Sin el alto voltaje apropiado, el detector no funciona o puede dar lecturas erróneas. En su trayecto hacia los electrodos, los iones y electrones son acelerados por el campo eléctrico, y pueden a su vez producir nuevas ionizaciones, o bien pueden recombinarse (neutralizarse). La magnitud de estos efectos depende del tipo de gas, del voltaje aplicado y del tamaño del detector. Los diferentes detectores gaseosos (cámara de ionización, proporcionales y Geiger-Müller) se distinguen por su operación en diferentes regiones de voltaje. La figura C3 muestra estas regiones para un detector típico; se grafica el número de iones colectados en los electrodos contra el voltaje aplicado, para partículas alfa y beta respectivamente ⁷⁴.

En la región I el voltaje es tan bajo que la velocidad que adquieren los iones y electrones es pequeña, dando lugar a una alta probabilidad de que se recombinen. Por el peligro de perder información, esta región normalmente no se usa.

Figura D3. Regiones de Operación de un Detector Gaseoso.



Fuente: <http://www.tracer-tech.com/>

En la región de voltaje II, el número de iones colectados no cambia si se aumenta el voltaje. Se recogen en los electrodos esencialmente todos los iones primarios; es decir, no hay ni recombinación ni ionización secundaria. Por esta razón, el tamaño del pulso depende de la ionización primaria y, por lo tanto, de la energía depositada por cada radiación. Se llama región de cámara de ionización y se usa para medir la energía de la radiación, además de indicar su presencia. En general, la corriente generada en estas cámaras es tan pequeña que se requiere de un circuito electrónico amplificador muy sensible para medirla.

En la región III, llamada proporcional, la carga colectada aumenta al incrementarse el voltaje. Esto se debe a que los iones iniciales (primarios) se aceleran dentro del campo eléctrico pudiendo, a su vez, crear nuevos pares de iones. Si uno sube el voltaje, la producción cada vez mayor de ionización secundaria da lugar a un efecto de multiplicación. Los pulsos producidos son mayores que en la región anterior, pero se conserva la dependencia en la energía de las radiaciones.

Aumentando aún más el voltaje, se llega a la región IV, llamada de proporcionalidad limitada, que por su inestabilidad es poco útil en la práctica. Si sigue aumentándose el voltaje, se llega a la región V, llamada Geiger-Müller. En

esta región la ionización secundaria y la multiplicación son tan intensas que se logra una verdadera avalancha de cargas en cada pulso⁷⁸.

Detectores de Centelleo. Uno de los más empleados es el llamado detector de centelleo. En él se aprovecha el hecho de que la radiación produce pequeños destellos luminosos en ciertos sólidos. Esta luz se recoge y transforma en un pulso eléctrico.

Los detectores de centelleo tienen algunas ventajas sobre los de gas. En primer lugar, un sólido, por su mayor densidad, es más eficiente en detener la radiación que un gas. Por lo tanto la eficiencia de un detector de centelleo es muy superior a la de uno de gas, especialmente para rayos gamma. En segundo lugar, el proceso de luminiscencia, o sea la absorción de radiación y la posterior emisión de luz, es muy rápido, disminuyendo el tiempo muerto.

El material que produce el destello se llama cristal de centelleo. Se selecciona para que tenga una alta eficiencia en absorber radiación ionizante y emitir luz (luminiscencia). Debe ser transparente para poder transmitir la luz producida, y debe estar a oscuras para que la luz ambiental no le afecte.

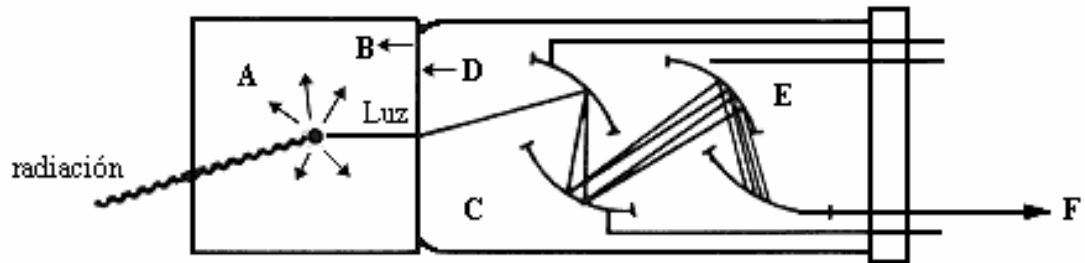
El material más empleado como cristal de centelleo es el yoduro de sodio activado con talio, NaI (T1). Es de costo bajo y es muy estable. Otro muy común es el yoduro de cesio activado con talio, CsI (T1), y hay otros materiales inorgánicos de usos especiales. Por otro lado, especialmente para detectar neutrones, suelen emplearse materiales orgánicos como plásticos. De éstos los más importantes son el antraceno y el estilbeno. Para ciertas aplicaciones son útiles también los líquidos orgánicos.

Con objeto de transformar la pequeña cantidad de luz producida por un cristal de centelleo en una señal eléctrica que se puede manejar con más comodidad, se pone en contacto con un dispositivo llamado foto multiplicador, Ver figura D4.

El contacto debe ser óptico (por ejemplo con grasa transparente) para que no existan pérdidas. El tubo foto multiplicador es un recipiente de vidrio sellado y al alto vacío. La cara que está en contacto con el cristal de centelleo va cubierta en su interior por un material que emite electrones al recibir luz (foto cátodo) y opera como una celda fotoeléctrica. Estos electrones son acelerados y multiplicados en campos eléctricos secuenciales entre electrodos llamados diodos, lográndose multiplicaciones de un millón de veces. En el último de ellos la señal eléctrica es

suficientemente grande para poder ser manejada con amplificadores y analizadores de pulsos convencionales⁷¹.

Figura D4. Detector de Centelleo Foto Multiplicador.



- A** Cristal de centelleo
- B** Contacto óptico
- C** Tubo fotomultiplicador
- D** Fotocátodo
- E** Dinodos
- F** Señal de salida

Fuente: www.ipen.gov.pe/tecnologia_nuc/radiotrazadores_.htm

Cualquier duda comentario o sugerencia referente a este trabajo de grado. Contáctenos:

germanperez89@hotmail.com

jcps44@hotmail.com

Soporte técnico: trazadoresuis@hotmail.com