

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **USO DE TRAZADORES RADIOACTIVOS EN EL MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por las Brs. Vásquez B. Dayne K.,  
Monterola M. Yusi C.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2012

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **USO DE TRAZADORES RADIOACTIVOS EN EL MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

Tutora académica: Profa. Wills Violeta.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por las Brs. Vásquez B. Dayne K.,  
Monterola M. Yusi C.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2012

Caracas, Noviembre de 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por las Bachilleres Vásquez B. Dayne K., Monterola M. Yusi C., titulado:

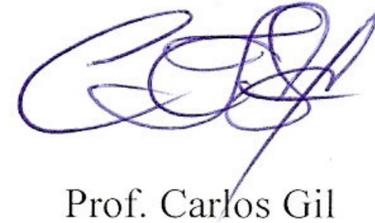
**“Uso de trazadores radioactivos en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Lisbeth Miranda

Jurado



Prof. Carlos Gil

Jurado



Prof. Violeta Wills

Tutora Académica

## **DEDICATORIA**

A mi madre Daisy Briceño, por su inmenso amor, apoyo, dedicación y por estar siempre presente. Te amo mami.

A mi padre Néstor Vásquez, por su cariño constante. Te quiero mucho.

La constancia es la virtud por la que todas las cosas dan su fruto.

D.K.V.B

## **DEDICATORIA**

A mis padres, Corsina Machado y Narciso Monterola, quienes son fuente inagotable de amor, paciencia, enseñanza y fortaleza.

En la pugna entre el arroyo y la roca, siempre triunfa el arroyo...

no porque sea muy fuerte, sino porque persevera.

Y.C.M.M

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar a Dios, por permitirme vivir tan maravillosa experiencia.

A la Universidad Central de Venezuela, por darme la oportunidad de obtener tan valiosos conocimientos gracias a la ayuda de los profesores que en ella laboran.

A mi familia, en especial a mi madre por ser el puerto seguro cuando amenaza la tormenta y por su infinito amor; a mi padre por su cariño y palabras de aliento; a mi hermanito Armando por su permanente demostración de afecto; a mi tía Eloisa Briceño por su compañía, amor y apoyo incondicional.

A nuestra profesora Violeta Wills, por su excelente labor académica, por ayudarnos y guiarnos.

Al Ingeniero Jorge Blanca, por darnos las primeras luces para la elaboración de este proyecto.

A mis compañeros de estudios y amigos con quienes he recorrido este hermoso camino.

A mi gran amiga Yusi Monterola, por su amistad sincera, por su apoyo y por estar a mi lado durante esta vivencia.

A los profesores del departamento de física, en especial a Leonardo Araujo y Gustavo Landaeta.

Dayne Karina Vásquez Briceño.

## **AGRADECIMIENTOS**

Le agradezco a Dios, por su eterna presencia, por permitirme recorrer este camino.

A mis padres, por su apoyo incondicional, por recordarme una y otra vez que tengo el derecho de caer y el deber de levantarme porque son mi luz y mi guía.

A mis hermanos, por su cariño y sus palabras de aliento.

A mis demás familiares, por abrirme las puertas de sus hogares.

A Dayne Vásquez, por ser gran compañera de estudio, excelente amiga y por estar conmigo en la elaboración de este Trabajo Especial de Grado.

A nuestra profesora Violeta Wills, por sus conocimientos, por su ayuda, por guiarnos en este sendero.

A Jorge Blanca, por su valiosa contribución para el inicio de este Trabajo Especial de Grado.

A los profesores del departamento de física, en especial a Leonardo Araujo y Gustavo Landaeta.

Yusi Carolina Monterola Machado.

**Vásquez B., Dayne K.**

**Monterola M., Yusi C.**

## **USO DE TRAZADORES RADIOACTIVOS EN EL MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Tutor académico: Profa. Violeta Wills. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2012, 200 p.**

**Palabras claves:** Producción del Pozo, Inyección de Agua, Petróleo, Heterogeneidad, Trazadores Radiactivos, Tritio, Centelladores Líquidos.

### **RESUMEN**

A nivel mundial, gran cantidad de hidrocarburos se encuentra remanente en los yacimientos, ya que no pueden ser recuperados a través de la propia energía del yacimiento, por lo que los proyectos de inyección de fluidos a los yacimientos adquieren una gran relevancia, dado que este tipo de procesos bien conducidos pueden aumentar significativamente la recuperación final de los campos. Sin embargo, el flujo en el yacimiento no es efectivo debido a que el medio es anisotrópico y de no conocerse con cierto nivel de detalle las heterogeneidades, direcciones preferenciales de flujo, posibles canalizaciones y comunicaciones entre pozos, el movimiento de los fluidos de inyección sería difícil de predecir, especialmente en yacimientos con múltiples pozos inyectoros y productores; por lo tanto, la implementación de estos procesos lejos de ser exitosa podría resultar en un fracaso, al no recuperarse el hidrocarburo que con la implantación del proceso se esperaba producir. En este contexto, las pruebas de trazadores constituyen una herramienta útil para obtener este tipo de información. Estas pruebas han sido utilizadas para investigar sobre el comportamiento de flujo y las propiedades que controlan los procesos de desplazamiento del petróleo y el gas en el yacimiento, reduciendo incertidumbres asociadas a estos factores. En la literatura técnica, la mayoría de los artículos no señalan la composición química de los trazadores empleados sino que se identifican simplemente por sus nombres comerciales. Tampoco proporcionan detalles sobre la selección del trazador y diseño de estas pruebas aplicadas a la industria petrolera. Lo anterior se puede atribuir al hecho de que frecuentemente los resultados de las pruebas de trazadores son confidenciales de la industria petrolera; y como resultado no se aprende de los errores pasados, lo que conduce al lento desarrollo de los métodos de análisis de estas pruebas. Este T.E.G. surge con la finalidad de registrar el estado actual de la mencionada técnica.

# ÍNDICE

	Pág.
<b>Lista de Tablas</b> .....	xiii
<b>Lista de Figuras</b> .....	xiv
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	4
1.1.DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	4
1.2. OBJETIVOS.....	5
1.2.1. Objetivo General.....	5
1.2.2. Objetivos Específicos.....	5
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	6
1.4. ALCANCE.....	8
<b>CAPÍTULO II: MARCO METODOLÓGICO</b> .....	9
2.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	9
2.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	9
2.3. PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	13
2.3.1. Revisión Bibliográfica y Recopilación de la Información.....	13
2.3.2. Elaboración de un Plan de Trabajo.....	13
2.3.3. Evaluación, Discusión y Reorganización de la Información.....	13
2.3.4. Redacción del Informe Final o Trabajo Especial de Grado (T.E.G.).....	13
<b>CAPÍTULO III: RESULTADOS</b> .....	15
3.1. ESTADO DEL ARTE.....	15
3.1.1. Fase Heurística.....	15
3.1.2. Fase Hermenéutica.....	16
3.2. ANTECEDENTES.....	16
3.3. PROCESOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	33

3.3.1. Mecanismo de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua...	35
3.3.2. Características Ideales de un Proceso de Inyección de Agua.....	36
3.3.3. Parámetros que Influyen en la Eficiencia de Desplazamiento en un Proceso de Inyección de Agua.....	39
3.3.4. Factores que Afectan la Selección del Método de Recuperación de Hidrocarburos.....	43
3.3.5. Producción Mundial de Petróleo Atribuible a Procesos de Inyección de Agua.....	45
3.4. DEFINICIÓN DE TRAZADOR.....	46
3.5. TIPOS DE TRAZADORES.....	46
3.5.1. Trazadores Químicos.....	46
3.5.2. Trazadores Radiactivos.....	47
3.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE TRAZADORES QUÍMICOS Y TRAZADORES RADIATIVOS.....	49
3.7. TRAZADORES RADIATIVOS MÁS USADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA.....	51
3.8. FUNDAMENTOS DE LAS PRUEBAS DE TRAZADORES RADIATIVOS.....	55
3.9. USOS E INCONVENIENTES DE LAS PRUEBAS DE TRAZADORES RADIATIVOS.....	56
3.9.1. Usos y Aportes.....	56
3.9.2. Inconvenientes o Reveses.....	58
3.10. METODOLOGÍA DE LAS PRUEBAS DE TRAZADORES RADIATIVOS.....	59
3.10.1. Funciones de Entrada y Salida del Trazador.....	60
3.10.2. Distribución de Tiempos de Residencia (DTR).....	62
3.11. DISEÑO DE LAS PRUEBAS DE RADIOTRAZADORES EN INYECCIÓN DE AGUA.....	70
3.11.1. Distancia y Selección de Pozos.....	72
3.11.2. Selección del Trazador Radiactivo.....	73

3.11.3. Estimación de la Cantidad del Trazador Radiactivo.....	82
3.11.4. Preparación del Trazador Radiactivo.....	85
3.11.5. Transporte del Trazador Radiactivo.....	85
3.11.6. Inyección del Trazador Radiactivo.....	86
3.11.7. Muestreo de Trazadores Radiactivos.....	89
3.11.8. Análisis de la Información de Pruebas de Radiotrazadores.....	91
3.11.9. Programas de Computación para Pruebas de Radiotrazadores.....	95
3.12. INSTRUMENTAL DE MEDICIÓN DE MUESTRAS.....	95
3.12.1. Detectores.....	96
3.12.2. Unidades Electrónicas.....	107
3.13. NIVELES DE DETECCIÓN.....	109
3.13.1. Nivel Crítico (Lc).....	109
3.13.2. Límite de Detección (Ld).....	110
3.14. ESTADÍSTICA DE CONTEO PARA PRUEBAS CON MATERIALES RADIACTIVOS.....	111
3.14.1. Distribución Binomial.....	112
3.14.2. Distribución de Poisson.....	113
3.14.3. Distribución Gaussiana o Normal.....	113
3.15. IMPLEMENTACIÓN EN CAMPO DEL DISEÑO DE PRUEBAS CON RADIOTRAZADORES.....	113
3.15.1. Revisión de los Estados Mecánicos de los Pozos Involucrados, tanto Inyectores como Productores.....	114
3.15.2. Cálculo de la Capacidad de la Tubería y Volúmenes de Desplazamiento de los Fluidos de Inyección.....	114
3.15.3. Muestreo Previo a la Inyección del Trazador.....	115
3.15.4. Revisiones Generales previas a la Inyección del o de los Trazadores.....	115
3.15.5. Muestreo de acuerdo a Programa.....	115
3.15.6. Análisis Radioquímico o Cromatográfico de las Muestras.....	116

3.15.7. Elaboración de los Reportes de Laboratorio.....	116
3.15.8. Procedimientos de Seguridad Radiológica.....	117
3.16. SEGURIDAD Y PROTECCIÓN RADIOLÓGICA.....	118
3.16.1. Tritio. Características Radiológicas. Elementos Básicos para su Uso en Condiciones de Seguridad.....	119
3.16.2. Procedimiento de Uso Seguro del Tritio en la Aplicación al Estudio de Recuperación Secundaria.....	123
3.17. GESTIÓN DE DESECHOS RADIATIVOS.....	129
3.18. PLANES DE EMERGENCIA.....	130
3.18.1. Algunas Medidas de Urgencia.....	130
3.18.2. Plan de Emergencia Radiológica.....	130
3.19. CASOS DE ESTUDIO.....	132
3.19.1. Aplicación en Pakistán.....	132
3.19.2. Aplicación en Argentina (Campo Loma Alta Sur).....	140
3.19.3. Aplicación: Trabajo de Investigación.....	145
3.19.4. Aplicación en Ecuador.....	156
3.19.5. Aplicación en Argentina (campo ubicado al sur del país).....	169
<b>CONCLUSIONES.....</b>	178
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	179
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	180
<b>GLOSARIO.....</b>	189
<b>APÉNDICE.....</b>	194

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
• Tabla 3.1. Trazadores radiactivos de agua en interconexión de pozos....	51
• Tabla 3.2. Generadores radioisotópicos útiles para aplicación en la industria.....	79
• Tabla 3.3. Registro de muestreo.....	91
• Tabla 3.4. Características del líquido centellador Packard, Última Gold LLT.....	104
• Tabla 3.5. Rango de partículas beta del tritio en algunos materiales.....	119
• Tabla 3.6. Exposición de tritio para el personal de la prueba.....	123
• Tabla 3.7. Datos de evaluación del volumen.....	170
• Tabla 3.8. Parámetros para el cálculo del límite de detección.....	171
• Tabla 3.9. Información obtenida a partir de la actividad del radiotrazador usado.....	172
• Tabla 3.10. Parámetros básicos recalculados.....	173
• Tabla 3.11. Parámetros extraídos del gráfico 3.52.....	174
• Tabla 3.12. Comparación entre parámetros básicos y experimentales.....	176

## LISTA DE FIGURAS

		Pág.
•	Figura 2.1. Tipos de investigaciones científicas.....	11
•	Figura 2.2. Descripción de los tipos de investigación.....	12
•	Figura 2.3. Esquema de la metodología del T.E.G.....	14
•	Figura 3.1. Esquema de explotación de los yacimientos de hidrocarburos.....	35
•	Figura 3.2. Esquema de producción de petróleo por inyección de agua.....	36
•	Figura 3.3. Arreglo simétrico de 5 pozos.....	40
•	Figura 3.4. Esquema de una prueba de inyección de trazadores.....	56
•	Figura 3.5. Esquema de la metodología de pruebas con radiotrazadores.....	60
•	Figura 3.6. Pulso de entrada delta de Dirac del trazador.....	62
•	Figura 3.7. Curva hipotética $C(t)$ del radiotrazador.....	64
•	Figura 3.8. Tipo de respuesta del radiotrazador obtenida frecuentemente.....	66
•	Figura 3.9. Curva incompleta de un experimento con radiotrazador.....	68
•	Figura 3.10. Extrapolación de la curva de radiotrazador.....	68
•	Figura 3.11. Comparación entre las respuestas temporal y volumétrica.....	69
•	Figura 3.12. Inyección de radiotrazador mediante bombas.....	88
•	Figura 3.13. Incorporación de radiotrazador mediante una derivación del agua de inyección.....	88
•	Figura 3.14. Curva de análisis de un sistema homogéneo.....	92
•	Figura 3.15. Curva de análisis de un sistema heterogéneo.....	92
•	Figura 3.16. Curvas de análisis de un sistema homogéneo influenciado	

	por dos inyectores.....	93
•	Figura 3.17. Curvas de análisis para un pozo productor en medio homogéneo y otro en medio heterogéneo.....	94
•	Figura 3.18. Representación del detector de cristal de NaI (TI).....	97
•	Figura 3.19. Representación gráfica del detector Geiger-Müller.....	98
•	Figura 3.20. Detector de centelleo líquido.....	99
•	Figura 3.21. Diagrama de eficiencia de solventes.....	101
•	Figura 3.22. Embudo Büchner.....	106
•	Figura 3.23. Equipo electrónico.....	108
•	Figura 3.24. Capacidad de penetración de los distintos tipos de radiación en la materia.....	120
•	Figura 3.25. Etiqueta que señala el recipiente conteniendo agua tritiada...	126
•	Figura 3.26. Campo Fimkassar.....	133
•	Figura 3.27. Distrito Chakwal en Pakistán.....	134
•	Figura 3.28. Variación temporal de $\delta^2\text{H}$ de los pozos 1, 2 y 3.....	138
•	Figura 3.29. Variación temporal de $\delta^{18}\text{O}$ de los pozos 1, 2 y 3.....	139
•	Figura 3.30. Ubicación del Campo Loma Alta Sur.....	140
•	Figura 3.31. Localización de pozos y falla sísmica en la parte sur del Campo Loma Alta Sur.....	141
•	Figura 3.32a Datos de ruptura del trazador y modelo de inyección instalado para el tritio en el pozo 47.....	142
•	Figura 3.32b Datos de ruptura del trazador y modelo de inyección instalado para el tiocianato en el Pozo 63.....	143
•	Figura 3.33a Vista plana de una sección del yacimiento dividida transversalmente por una falla conductora.....	147
•	Figura 3.33b Distribución representativa de flujo principal.....	147
•	Figura 3.34. Tres regiones en el sistema unidimensional .....	148
•	Figura 3.35. Caso I: Alta velocidad y dispersividad dentro de la falla.....	150
•	Figura 3.36. Curvas de ruptura del trazador. Caso I y II.....	151

• Figura 3.37.	Caso II: alta velocidad y baja dispersividad dentro de la falla.....	152
• Figura 3.38.	Caso III: Falla corta con alta velocidad y alta dispersividad.....	153
• Figura 3.39.	Curvas de ruptura del trazador. Caso III y IV.....	154
• Figura 3.40.	Caso IV: falla corta con alta velocidad y baja dispersividad.....	155
• Figura 3.41.	Ubicación del Campo Sacha.....	157
• Figura 3.42.	Mapa de direcciones de flujo para T-1.....	160
• Figura 3.43.	Mapa de direcciones de flujo para U-1.....	160
• Figura 3.44.	Modelo propuesto ideal para la ubicación de pozos productores e inyectores con base a la estructura.....	162
• Figura 3.45.	Sistemas Inyectores-Productores relacionando facies sedimentarias, fallas y direcciones de flujo para T-1.....	163
• Figura 3.46.	Sistemas Inyectores-Productores relacionando facies sedimentarias, fallas y direcciones de flujo para U-1.....	164
• Figura 3.47.	Respuesta de llegada del trazador en función del tiempo en T-1. Pozo SAC-139.....	166
• Figura 3.48.	Respuesta de llegada del trazador en función del tiempo en T-1. Pozo SAC-59.....	167
• Figura 3.49.	Respuesta de llegada del trazador en función del tiempo en U-1. Pozo SAC-50.....	168
• Figura 3.50.	Distribución de pozos en el área de trabajo. República de Argentina.....	170
• Figura 3.51.	Respuestas instantánea y acumulada para el pozo K-329.....	172
• Figura 3.52.	Respuesta volumétrica del pozo K-329.....	173
• Figura 3.53.	Respuestas instantánea y acumulada para el pozo K-301.....	175
• Figura 3.54.	Extrapolación exponencial de la respuesta temporal del pozo K-301	175

- Figura 3.55. Distribución de la cantidad de trazador recuperado en los distintos pozos del arreglo..... 177

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, la aplicación de radioisótopos se remonta a mediados de la década de 1950, cuando los ingenieros de petróleo empezaron a realizar pruebas de trazadores para la determinación de flujo del agua inyectada a los yacimientos, con propósitos de recuperación de hidrocarburos.

En general, la técnica es aplicada durante procesos de recuperación secundaria y consiste en inyectar en la columna de agua del pozo, un trazador radioactivo, soluble y fácilmente detectable en el agua, y monitorear su patrón de flujo en otros pozos cercanos. Además de esta contribución, la técnica de trazadores radioactivos ha brindado otros importantes beneficios a la industria petrolera, pues a través de ella es posible detectar la existencia de variaciones en las propiedades de la roca yacimiento, verificando posibles barreras geológicas y determinando parámetros geométricos de la misma, tales como la altura mínima y la anchura. Por otra parte, es capaz de aportar información valiosa al momento de valorar fenómenos tales como la influencia ejercida sobre la recuperación de hidrocarburos por el cierre o habilitación de nuevos pozos.

Entre los materiales adecuados para lograr los propósitos antes mencionados se ha incluido desde colorantes y esporas de hongos hasta trazadores químicos y radiactivos, diversos materiales orgánicos, (compuestos tales como dextrosa, fluorescentes, y una variedad de alcoholes), se han probado con resultados generalmente pobres; estos trazadores orgánicos o bien no sobrevivieron o mostraron largos retrasos en su aparición. Los compuestos inorgánicos tales como agua tritiada y aniones simples, como nitrato, haluros, y tiocianato generaron mejores respuestas.

Los mecanismos primarios de recuperación de hidrocarburos que usan la energía natural del yacimiento (empuje por expansión del líquido y de la roca, expansión del

gas disuelto, empuje por casquete de gas, entrada natural de agua y combinaciones de estos mecanismos); así como los métodos secundarios que aumentan la energía natural a través de la inyección de fluidos (por ejemplo, agua, gas y/o combinación de estos), dejan en el yacimiento de un tercio hasta la mitad, o incluso más del hidrocarburo original. Esto significa que es mayor la cantidad de petróleo y gas que permanece en el yacimiento que la que ha sido producida o será producida por métodos primarios y secundarios.

La implementación de métodos de trazadores radiactivos para el monitoreo de la producción de un yacimiento bajo proceso de inyección de agua puede mejorar sustancialmente las probabilidades de éxito del proceso, pero cabe señalar que debido a las diferencias en las condiciones de prueba y de operación varios factores pueden conducir al fracaso en una prueba de trazadores, el factor más frecuente es un pobre programa de muestreo, así como una mala selección del trazador empleado y/o cantidad insuficiente del mismo, entre otras.

Por lo anteriormente expresado, la puesta en práctica de un proyecto de trazadores depende, lógicamente, de la administración que se aplique al yacimiento; dado que existen ciertas incertidumbres asociadas a la técnica de trazadores, esta no ha llegado a ser difundida tan abiertamente a nivel mundial. Esta situación se presenta puesto que las compañías que han realizado pruebas de este tipo, no han permitido que se conozcan los detalles de las mismas.

Sin embargo, existe documentación sobre algunos trabajos efectuados a nivel mundial, la mayoría provenientes de campos ubicados en la región de América del Norte y Europa.

En Venezuela, una de las primeras experiencias de la cual se tiene reporte es la efectuada en el año 1964 cuando se llevó a cabo un proyecto de inyección de gas natural en el yacimiento El Marrón VLA-6, donde se emplearon el tritio y el kriptón

85 para estudiar la continuidad de las arenas, así como también conocer el efecto de la inyección de gas.

Ante la situación de escaso conocimiento de la técnica de trazadores, surge este trabajo con la finalidad de recopilar y unificar la información básica sobre la técnica, señalando los aportes y reveses de su aplicación.

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La recuperación secundaria es un proceso usado para suministrarle energía extra al yacimiento una vez que esta declina por causa de la producción. Este proceso consiste en la inyección de fluidos al yacimiento, que puede ser agua o gas. Los fluidos son inyectados en pozos especiales para forzar al crudo que se encuentra en ciertas capas del yacimiento, a seguir líneas de flujo particulares para luego fluir a la superficie y, de esta manera, aumentar la producción.

Hoy en día, la inyección de agua es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, y hasta la fecha es el proceso que más ha contribuido al recobro extra de petróleo. En Venezuela dicho método se implementa desde 1959.

Cabe mencionar que la inyección de agua no siempre es un proceso satisfactorio ni lucrativo. Durante los años de su aplicación, ésta ha arrojado resultados variados, desde proyectos que han aportado 29% de recobro final hasta situaciones en las que no se ha logrado tener el éxito esperado.

Algunos de los factores que pueden conducir a fracasos en el programa de inyección de agua son: fallas en los métodos de predicción de la inyección, dificultad para lograr una buena descripción cualitativa de la heterogeneidad del yacimiento, consideraciones de flujo cruzado entre segmentos adyacentes de diferentes permeabilidades, existencia de alguna discreta y aislante barrera de flujo, entre otros.

Por su parte, la técnica de trazadores radioactivos surge como una herramienta que puede ayudar a mitigar los factores descritos anteriormente, ya que en los casos

registrados mundialmente, la utilización de dicha técnica ha resultado ser exitosa. En Venezuela, por su parte, esta técnica es poco conocida e implementada y por tanto la información es escasa y difícil de obtener.

En tal sentido, se puede concluir que la falta de conocimiento sobre la técnica, así como la resistencia al uso de materiales radioactivos, han sido las principales causas de que en nuestro país dicha técnica no sea utilizada. Por lo tanto, surge la necesidad de realizar una investigación que reúna la mayor información posible acerca del uso de trazadores radiactivos para el monitoreo del proceso de inyección de agua: su principio, bondades y limitaciones; que sirva de impulso para la industria petrolera nacional al uso de dicha técnica.

Por lo anteriormente descrito, surge la siguiente interrogante: ¿Qué información debe contener un trabajo de investigación acerca del uso de trazadores radioactivos para impulsar el interés en la aplicación de la técnica en la industria petrolera?

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. Objetivo General**

Realizar un estado del arte del uso de trazadores radioactivos en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

- Hacer una revisión bibliográfica en el área de producción referente al uso de trazadores radiactivos.
- Describir los procesos y equipos para el uso de trazadores radiactivos en el monitoreo de la producción de hidrocarburos.

- Investigar y analizar casos de estudio a nivel nacional y mundial acerca del uso de trazadores radioactivos.
- Diseñar la estructura esquemática de los temas fundamentales sobre la inyección de agua con el uso de trazadores radioactivos.

### **1.3. JUSTIFICACIÓN**

Los mecanismos naturales de producción y explotación conocidos como mecanismos de producción primaria contribuyen a la extracción de alrededor de, 1-5%, del crudo in-situ, para crudos extra pesados, 1-10 % para crudos pesados, 5-30% para crudos medianos y 10-40% para crudos livianos, permaneciendo el resto del petróleo, respectivamente, almacenado en el yacimiento. La extracción del importante porcentaje de petróleo remanente (según el crudo) depende, entre otros factores, de la presión diferencial existente entre la zona permeable del yacimiento y el fondo del pozo, de la permeabilidad media, del espesor de la capa y de la viscosidad del petróleo. Todos estos factores son repotenciados o reactivados por medio de la aplicación de un mecanismo de recuperación secundaria.

Como bien es conocido, Venezuela es un país, que económicamente hablando, depende principalmente de las actividades petroleras, con grandes reservas y yacimientos que día a día pierden su propia energía a causa de los procesos de extracción de sus fluidos, por lo que con frecuencia en sus campos son puestos en práctica métodos de recuperación secundaria para lograr extraer los hidrocarburos remanentes y es justamente la inyección de agua uno de los métodos más usados.

Este tipo de recuperación ha adquirido gran importancia para incrementar la producción de crudo y se ha transformado en una práctica corriente en la mayoría de los yacimientos nacionales. Por ello, cualquier técnica que permita alcanzar un conocimiento más completo del comportamiento del flujo de inyección en cada

arreglo, una operación más óptima y exitosamente posible tendrá, necesariamente, una gran valía y un amplio campo de aplicación dentro del país.

Sin embargo, existen detalles a nivel del yacimiento y los fluidos contenidos en él que muchas veces entorpecen las operaciones de inyección de agua; por ejemplo, el hecho de que el flujo en la mayoría de los yacimientos de petróleo sea anisotrópico y la estructura del yacimiento que frecuentemente contiene gran heterogeneidad conllevan a variaciones direccionales en la magnitud de flujo aumentando la incertidumbre en el sistema.

Al respecto, el empleo de trazadores brinda una información de inestimable valor respecto del comportamiento dinámico del agua de inyección y del petróleo recuperado en yacimientos que operan bajo asistencia hídrica. La técnica permite prever y evitar situaciones que pudieran afectar negativamente las operaciones de recuperación secundaria. Ésta es usada, desde hace muchos años, en forma rutinaria, en las industrias petroleras de muchos países, tales como Argentina, Estados Unidos y Noruega, donde ha encontrado gran éxito.

En tal sentido, el conocimiento de la técnica de trazadores radiactivos es, con base a todo lo anteriormente expuesto, una técnica de inestimable valor que aporta información inequívoca para el logro de una recuperación secundaria exitosa y que a su vez permite determinar una estrategia óptima de producción para obtener el mayor recobro posible de hidrocarburos remanentes, disminuyendo gastos con el logro de operaciones inequívocas, por lo tanto es verdaderamente importante el estudio de esta técnica a fin de conocer detalladamente los fundamentos de la misma, aunado al hecho de que se cuenta con la experiencia de países a nivel mundial.

#### **1.4. ALCANCE**

En el proyecto se estudia y describe la técnica del uso de tritio, principalmente, como trazador radioactivo en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos, así como los equipos empleados en la misma.

## CAPÍTULO II

### MARCO METODOLÓGICO

#### 2.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Una vez descrito el capítulo I del presente trabajo, corresponde ahora desarrollar el marco metodológico comenzando por enunciar el tipo de estudio que se realiza. Es necesario precisar el tipo de investigación, pues cada una tiene una estrategia diferente para su tratamiento metodológico. En este sentido, teniendo en cuenta la interrogante de la investigación y los objetivos planteados; se deduce que la misma es del tipo **documental y descriptiva**, ya que Tamayo (2006) explica que este tipo de investigación se orienta hacia el análisis de diferentes hechos o fenómenos, en este caso al uso de trazadores radioactivos en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos, a través de estudios rigurosos, apoyándose en técnicas muy precisas; de la documentación existente, que directa o indirectamente, aporta la información atinente al fenómeno en estudio.

Además, se puede afirmar que es una investigación descriptiva puesto que no se ocupa de la verificación de hipótesis sino de la descripción de hechos a partir de un criterio o modelo teórico definido previamente.

#### 2.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Se refiere a la estructura real de los pasos o etapas que se van a seguir en la investigación. Cada estudio es un diseño propio que sobre una determinada realidad presenta el investigador (Tamayo, 2006).

El diseño, constituye la mejor estrategia a seguir por el investigador a fin de encontrar resultados confiables o adecuados y su relación con la interrogante o problema planteado.

Según Tamayo (2006), el diseño también es un planteamiento de una serie de actividades sucesivas y organizadas, que pueden adaptarse a las particularidades de cada investigación y que indican los pasos y pruebas a efectuar y las técnicas a utilizar para recolectar y analizar los datos.

Los tipos de diseños, de acuerdo con los datos recogidos para llevar a cabo una investigación, se pueden categorizar en dos tipos básicos: diseños bibliográficos y diseños de campo, como se ilustra en la figura 2.1.

- **Diseño bibliográfico**

Cuando se recurre a la utilización de datos secundarios, es decir, aquellos que han sido obtenidos por otros y llegan elaborados y procesados de acuerdo con los fines de quienes inicialmente los elaboran y manejan, se dice que es un diseño bibliográfico.

La designación bibliográfica hace relación con bibliografía: toda unidad procesada en una biblioteca.

Con base a lo anterior, se afirma que el presente trabajo se trata de este tipo de diseño, ya que la información inmersa en el mismo es la recopilación de una serie de datos proveniente de libros, artículos técnicos, páginas web, entre otros.

- **Diseño de campo**

Cuando los datos se recogen directamente de la realidad, por lo cual se denominan primarios, su valor radica en que permiten cerciorarse de las verdaderas condiciones en que se han obtenido los datos, lo cual facilita su revisión o modificación en caso de surgir dudas.

Conviene anotar que no toda información puede alcanzarse por esta vía, ya sea por limitaciones especiales o de tiempo, problemas de escasez o de orden ético.

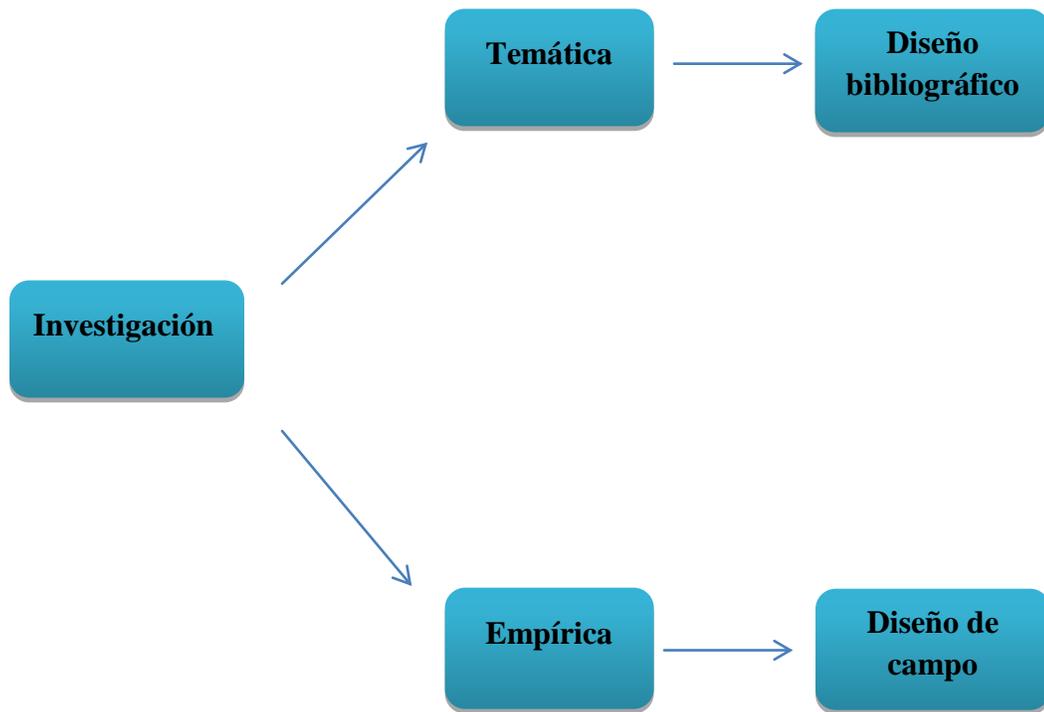


Figura 2.1. Tipos de investigaciones científicas (Tamayo, 2006).

Los dos tipos de investigaciones conocidas se pueden describir más detalladamente mediante el siguiente esquema (figura 2.2).

## Investigación

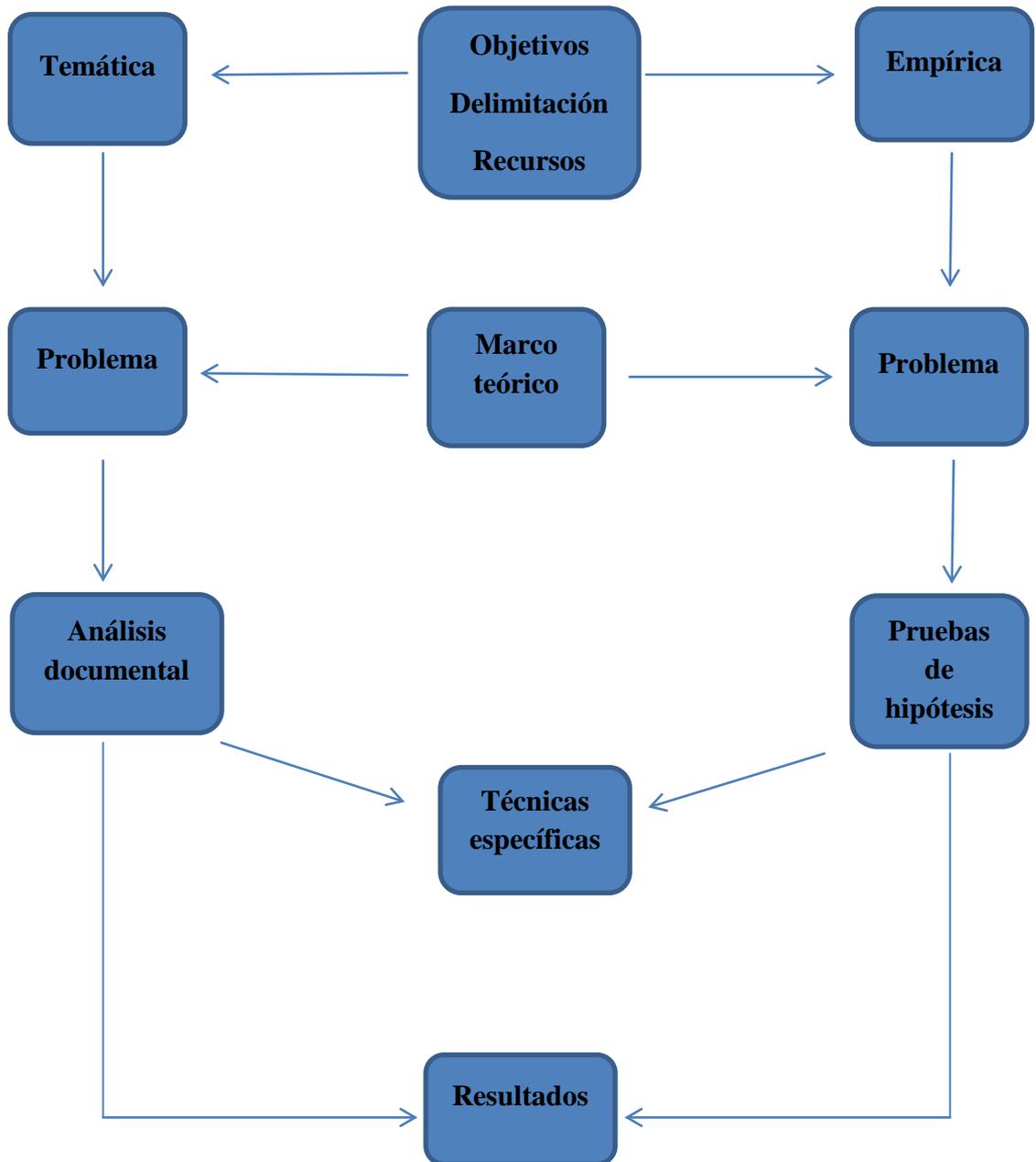


Figura 2.2. Descripción de los tipos de investigación (Tamayo, 2006).

## **2.3. PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN**

### **2.3.1 Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información**

Durante esta fase se procedió a la búsqueda detallada de todo el material bibliográfico, artículos técnicos, y cualquier otro material sobre la inyección de agua como proceso de recuperación secundaria y pruebas de trazadores radiactivos. Una vez obtenido el material, se procedió a filtrar y/o descartar información con base a los objetivos planteados, es decir, se reunió todo el material encontrado sobre el uso de trazadores radiactivos en la industria petrolera para monitorear la producción de hidrocarburos que son extraídos del yacimiento por recuperación secundaria, específicamente la inyección de agua.

### **2.3.2 Elaboración de un Plan de Trabajo**

Una vez culminada la revisión bibliográfica, se efectuó el mismo con el fin de desarrollar de manera lógica y ordenada los objetivos de la presente investigación.

### **2.3.3 Evaluación, Discusión y Reorganización de la Información**

Con la finalidad de verificar la autenticidad de la información recopilada y dar orden a las ideas a manera de tener una clara visión de la estructura del informe final.

### **2.3.4 Redacción del Informe Final o Trabajo Especial de Grado (T.E.G.)**

Siguiendo pautas acerca de la elaboración del mismo y del plan de trabajo y/o cronograma previamente establecido.

En la figura 2.3, se muestra el esquema de la metodología empleada para realizar el Trabajo Especial de Grado (T.E.G.).

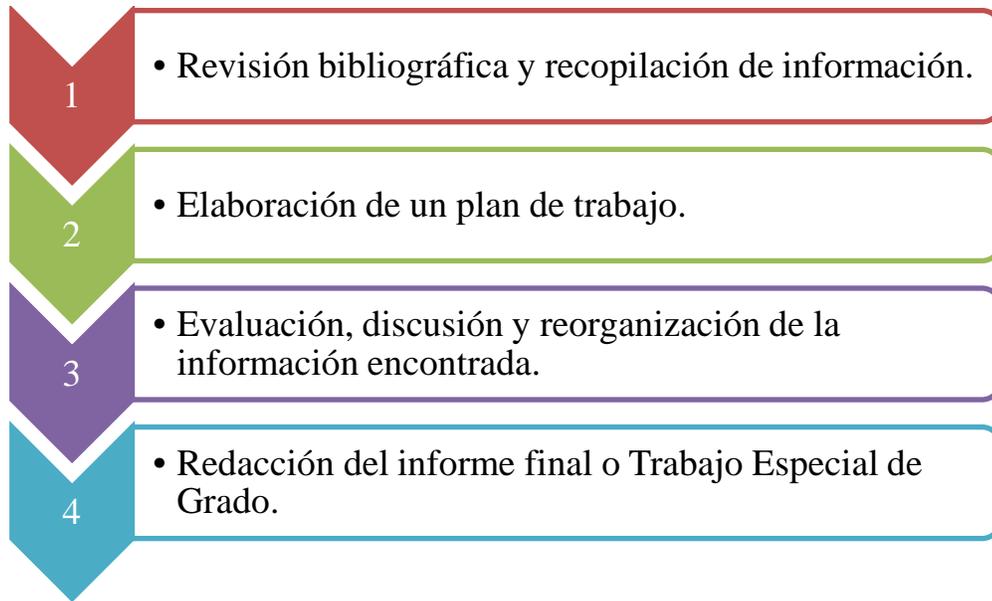


Figura 2.3. Esquema de la metodología del T.E.G.

## **CAPÍTULO III**

### **RESULTADOS**

#### **3.1. ESTADO DEL ARTE**

Este término, representa el resumen y organización de los resultados de un proceso de investigación reciente que integra y agrega claridad a un campo específico del conocimiento. De igual manera un estado del arte es un estudio de investigación documental y por ende se constituye de la búsqueda de información o documentación de un tema en particular (Camacho y Pérez, 2011).

Un trabajo de esta naturaleza permite determinar cómo ha sido tratado el tema de estudio, cómo se encuentra en el momento de realizar la propuesta de investigación, cuáles son las tendencias y permite seleccionar la perspectiva principal con la que se va a trabajar. Igualmente, ayuda a formalizar la idea de la investigación, sus propósitos y alcances, a definir sus objetivos y metodología.

Este tipo de investigación se desarrolla en dos fases principales, las cuales son descritas a continuación:

##### **3.1.1. Fase Heurística**

Consiste en la búsqueda, la recopilación y la organización de un inventario de fuentes de información para conformar una base de datos con la posible bibliografía, tanto temática como metodológica a ser empleada por el investigador durante el desarrollo del proceso investigativo (Fernández, 2006).

### 3.1.2. Fase Hermenéutica

Está referida a la revisión bibliográfica, la lectura analítica intensiva y focalizada de las fuentes bibliográficas y documentales recopiladas; para construir unidades temáticas de mayor amplitud y, con ellas, construir el texto final del marco teórico de la investigación en proceso (Fernández, 2006).

### 3.2. ANTECEDENTES

Referir los antecedentes de una investigación, consiste en describir los estudios precedentes relativos al problema planteado, realizados por otros investigadores y que guardan alguna relación con nuestro problema en estudio. (Silva, 2007).

Es oportuno mencionar que se han llevado a cabo registros y existen una serie de artículos técnicos que señalan y describen trabajos de investigación y de campo a nivel mundial, que muestran en esencia el método y la aplicación de isótopos radiactivos como herramienta para el monitoreo de la producción de hidrocarburos durante procesos de inyección de agua en la industria petrolera.

Entre los artículos que señalan esta información se pueden citar los siguientes:

- Calhoun y Hurford (1970), en su trabajo titulado **“Técnicas y caso histórico de trazadores radioactivos en el Campo Fairway”**, documentan la experiencia de inyección de diversos trazadores radiactivos en el mencionado campo petrolífero de los Estados Unidos (Texas), el cual se llevó a cabo con el objeto de monitorear la inyección alterna gas-agua utilizado como método de recuperación secundaria, puesto que este es un yacimiento que presentaba diversos grados de estratificación, lo que dificultaba la fácil predicción del comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento así como el comportamiento de inyección.

El Campo Fairway fue descubierto en 1960. Para la fecha se mantenía la presión a través de inyección alternada de agua y gas. La inyección de gas en la primera línea de pozos de inyección se inició en marzo de 1966. En las etapas de planificación del proyecto se evidenció que el movimiento de los fluidos inyectados tendría que ser monitoreado con trazadores. El uso de trazadores radiactivos de gas para determinar el origen de ruptura parecía ser el único método práctico para el seguimiento de los frentes de gas.

La fase I del programa de trazadores radiactivos se inició en agosto de 1966, cuando 10 curies (ver apéndice II) de hidrógeno tritiado se inyectaron en el pozo 256 y 10 curies de kriptón 85 se inyectaron en el pozo 355 en la primera línea de pozos de inyección de gas.

La fase II (diciembre de 1966), involucró la segunda fila de inyectores y consistió en la inyección de 10 curies de kriptón 85 en el pozo 249, 10 curies de metano tritiado en el pozo 450, y 10 curies de hidrógeno tritiado en el pozo 551. Se consideró no necesario aplicar trazadores en los pozos ubicados al noroeste y noreste de bloques de falla donde se esperaba que la inyección fuera aislada por parte de las fallas sellantes.

La fase III del proyecto de trazadores radiactivos se completó en abril de 1968, con la inyección de kriptón 85 en los pozos 546 y 649 en la tercera fila de los inyectores. Tres muestras radiactivas conteniendo kriptón 85 fueron capturadas en abril de 1968. El pozo productor 346 mostró radiactividad, y dos nuevos pozos (el 250 y el 452) mostraron fuertes respuestas.

Catorce muestras etiquetadas fueron capturadas en la zona de baja presión en enero de 1969, confirmando el enorme movimiento de fluido en la zona central. Tres muestras de los pozos 250, 445, 452 contenían dos trazadores inyectados en diferentes fuentes.

La ruptura de kriptón 85 en el pozo 348 fue lo primero observado en noviembre de 1968. Al mes siguiente, metano tritiado, junto con kriptón 85, fue encontrado en la muestra del pozo 348.

En diciembre de 1968, el metano tritiado fue detectado por primera vez en el pozo 250. Kriptón 85 también se encontró. La aparición de metano tritiado en el pozo 250 indicó que el gas inyectado en el pozo 450 había señalado en una dirección norte, así como hacia el sur, según la ubicación de los pozos.

En enero de 1969, el metano tritiado apareció por primera vez en la muestra del pozo 447. Kriptón 85, que se había observado antes, apareció también.

Hidrógeno tritiado apareció en la muestra del pozo 452 en enero de 1969. Durante todo el ciclo de inyección del agua en el pozo 546, se produjo gas metano con metano tritiado a partir del pozo 447 como resultado de la zona de alta presión alrededor y los pozos 450 y 447 que previamente habían respondido de manera fuerte al kriptón 85 durante la inyección inicial de gas en el pozo 546.

Los isótopos radioactivos demostraron el origen de la irrupción de gas en aproximadamente 25 pozos del Fairway.

Las respuestas de los trazadores demostraron la necesidad de una inyección y extracción controladas para igualar configuraciones de barrido. Además, los marcadores indicaron aquellas áreas donde las tasas de inyección y los ciclos de gas-aguase deben cambiar para reducir la digitación de la inyección de gas.

Configuraciones frontales desarrolladas a partir de trazadores y volúmenes de inyección acumulativos indicaron que la inyección inicial de balas (pulsos) de gas formó “dedos” irregulares y no avanzaron como el desplazamiento de un frente uniforme lo cual era lo que se había supuesto.

Los resultados de trazadores radiactivos también señalaron que la inyección de gas a alta presión en Fairway produjo recuperación adicional de petróleo, a través de la miscibilidad parcial.

Los autores señalan que un programa cuidadosamente diseñado con marcador podría mejorar la comprensión del mecanismo de desplazamiento de agua. Por otro lado, el programa de muestreo ordenado en Fairway, se hizo posible gracias a la excelente cooperación del personal de campo, y dio buenos resultados, pero no en otros proyectos de trazadores, porque los procedimientos de muestreo eran inadecuados.

En cuanto al costo del proyecto en Fairway se tiene que este fue alrededor de \$ 40.000, pero la información obtenida por el movimiento del fluido de seguimiento tuvo más que justificado el costo.

Finalmente entre las conclusiones más importantes presentadas en este artículo se tiene que los isótopos radiactivos fueron probados y demostraron ser marcadores fiables en Fairway; que la fuente de ruptura se puede determinar por trazadores radiactivos, siempre y cuando las muestras sean tomadas adecuadamente; y que un mejor conocimiento de las condiciones de flujo del yacimiento y los mecanismos de desplazamiento de fluido pueden ser obtenidas a través de la aplicación de técnicas de trazadores radiactivos.

- Wagner (1977), en su artículo **“Uso de trazadores en el diagnóstico de interconexión de pozos con heterogeneidades en yacimiento-Resultados de Campo”**, estudió las posibles y cotidianas heterogeneidades presentes en los yacimientos, reflejando el impacto de su existencia sobre la rentabilidad del proceso de inyección de agua y a su vez señala algunas herramientas que podrían, con antelación, guiar a un buen proceso de inyección de agua mediante su temprana detección. Sin embargo, el autor destaca como método de gran utilidad el de los trazadores radiactivos para este fin.

Con base a lo anterior, se afirma que este es un artículo de alta relevancia para el presente trabajo de investigación, puesto que se enfoca directamente en dar a conocer una de las herramientas más poderosas para lograr un buen monitoreo de inyección de agua que garantice éxito de la misma, lo cual es el objetivo fundamental de este Trabajo Especial de Grado.

En los proyectos de inyección de fluido, la canalización de los líquidos inyectados a través de fracturas y de la alta permeabilidad resulta en baja eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo baja; cuando el fluido que se inyecta es el agua, los problemas de canalización tienen un impacto menos severo en la inundación y la economía, porque el agua es relativamente barata y puede ser recuperada y reciclada a través del yacimiento y así poder recuperar el petróleo adicional. Sin embargo, muchos de los mejores procesos de recuperación de petróleo emplean fluidos caros, como surfactantes, fluidos micelares y solventes que deben producir petróleo durante un sólo paso de volumen relativamente pequeño a través del yacimiento.

Es importante identificar y corregir las heterogeneidades graves del yacimiento que pueden llevar a la canalización y el uso ineficiente de fluidos de recuperación mejorada. Algún conocimiento de las heterogeneidades del yacimiento se puede derivar de registros de pozos y datos básicos de la permeabilidad.

Otro tipo de información que a veces se encuentra disponible antes, es el rendimiento de inyección de agua, un método de apoyo para determinar la anatomía del yacimiento entre los pozos y cómo se llevaría a cabo en un proceso de recuperación mejorada el rastreo de flujo entre los pozos de agua inyectada durante un período inicial de inyección de agua.

Según Wagner, en los últimos años, los resultados de 20 programas de trazadores llevados a cabo en los yacimientos sometidos a inyección de agua, las unidades de gas, y la inyección de agua alternada se han convertido en material disponible para el

autor. Estos programas de trazadores proporcionan un campo de pruebas y de oportunidades para llevar a pantalla la actuación del agua y gas. Los resultados también ayudaron a llegar a un conjunto de trazadores preferenciales de inyección de agua y unidades de gas. Este artículo discute el uso de trazadores químicos y radiactivos para identificar los problemas de barrido en un área piloto miscible del terciario en el oeste de Texas, dos áreas pilotos potenciales miscelares en Wyoming y un proyecto de hidrocarburo miscible en Alberta, Canadá.

Las conclusiones obtenidas de este trabajo de investigación es principalmente que la utilidad de un modelo de predicción de trazadores en el suministro de directrices para el diseño de los programas de trazadores es válida.

Por otra parte, el autor concluye que el flujo entre los pozos y los fluidos de seguimiento inyectados en las potenciales zonas pilotos y en las grandes inundaciones del campo pueden identificar heterogeneidades del yacimiento responsables de las pobres eficiencias de barridos y pueden proporcionar información útil para el diseño, control e interpretación de los siguientes procesos de recuperación de petróleo en estos yacimientos terciarios.

Estas conclusiones son capaces de generar gran nivel de confianza en el método de trazadores radiactivos para el seguimiento de la inyección de agua al ser lo suficientemente claras, puntuales y precisas, lo cual a su vez contribuiría a difundir la técnica a nivel mundial.

- Wheeler, Parsons, Conchie y Durham (1985), en el artículo titulado “**Estudios de aplicación de trazadores radioactivos en la inyección de agua en yacimientos de petróleo**”, analizan los factores que intervienen en la selección de marcadores, incluyendo su forma química, y se ocupan de la logística del transporte y el uso de materiales radiactivos en costa fuera.

Este artículo fue tomado en cuenta para la realización de este Trabajo Especial de Grado por la razón de que explica básicamente la selección del trazador adecuado para una situación dada, así como el transporte y uso de materiales radioactivos lo cual es importante para el cuidado del personal que manipula dichos materiales; también, entre otras cosas, describe el procedimiento de inyección de los trazadores. A continuación, se presenta un resumen de lo relatado en este documento.

Los trazadores radiactivos son de uso común para monitorear el progreso de la inyección de agua en sistemas de yacimientos de petróleo en recuperación secundaria. Se están realizando con frecuencia estudios utilizando materiales trazadores para seguir dicha inyección. En estos estudios, el tiempo de ruptura, y la posterior concentración en aumento del marcador en la producción de agua, da información directa sobre pozos interconectados, permeabilidad, etc. Los trazadores radiactivos permiten pequeños volúmenes de solución acuosa (alrededor de 100 ml) para proporcionar una señal medible cuando se diluye por un factor de  $10^{10}$  o más.

Una única inyección de trazador en un pozo, con toma de muestras y análisis de un sólo pozo de producción, puede proporcionar información suficiente para resolver el problema en particular. Para la mayoría de los estudios, sin embargo, se utilizan diferentes marcadores a fin de controlar el flujo de agua a partir de una serie de pozos de inyección para evitar ambigüedad en la interpretación de los resultados analíticos siguiendo la ruptura de los productores.

Para la selección de trazadores se describe que el marcador debe ser incorporado en una forma química para que siga la fase acuosa. Obviamente el mejor trazador es el agua misma, en cuyo caso el agua tritiada (HTO) es la única opción.

También, se pueden utilizar iones comunes estables ya presentes en la fase acuosa, como el bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ) etiquetado con  $^3\text{H}$  o  $^{14}\text{C}$  solubles en agua, complejos estables, como el cianuro de cobalto potásico (III) (marcado con  $^{60}\text{Co}$ ) o zinc EDTA (etiquetado con  $^{65}\text{Zn}$ ) también están disponibles, aunque se debe tener cuidado para asegurar que éstos sobrevivan a las altas presiones y temperaturas del yacimiento,

durante los muchos meses en que la difusión se lleva a cabo, sin pasar por la adsorción o el intercambio de materiales en la roca del yacimiento o en la tubería del pozo.

La vida media del trazador (tiempo de la radiactividad para reducir en un 50% de su valor inicial) es una consideración importante.  $^3\text{H}$  y  $^{14}\text{C}$  son beta-emisores con una vida media de 12 y de 5730 años, respectivamente. Por lo tanto, son marcadores adecuados desde el punto de vista de la retención de la actividad durante un tiempo de difusión típica de inyección de agua, al igual que gamma-emisores como  $^{60}\text{Co}$  (5 años) y  $^{65}\text{Zn}$  (245 días).

Algunos estudios de trazadores, comúnmente utilizados en la medición de flujo o la detección de fugas, no son adecuados para los proyectos de inyección de agua en los yacimientos en costa afuera con grandes distancias entre pozos, debido a su corta vida media. Por ejemplo,  $^{82}\text{Br}$  tiene una vida media de sólo 36 horas, y por lo tanto se ha deteriorado a un nivel indetectable en el momento en que se difunden en un pozo de producción, e incluso trazadores como  $^{58}\text{Co}$  (71 días),  $^{51}\text{Cr}$  (28 días) y  $^{59}\text{Fe}$  (45 días) que se han utilizado con éxito en los estudios de difusión de yacimientos de más de unos 100 metros de distancia, no son fácilmente aplicables cuando se espera que el tiempo de ruptura sea de varios meses.

El tipo y la energía de la radiación emitida por los trazadores radiactivos son importantes desde varios puntos de vista, sobre todo los aspectos de seguridad a tratar con la concentración del marcador y en el conteo posterior de las muestras de agua producida. Por ejemplo el  $^3\text{H}$  y  $^{14}\text{C}$  emiten partículas beta solamente (es decir, sin el correspondiente gamma-ray). La mayoría de los gamma-emisores son relativamente fáciles de detectar y medir, pero lo ideal sería elegir un trazador de características y energías fáciles para evitar la confusión con otros trazadores o con la presencia de la radiación de fondo en el agua.

Para el transporte y uso de estos materiales radiactivos, la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA, por sus siglas en inglés), establece el Reglamento de Transporte y Almacenamiento de Materiales Radiactivos, que constituyen la base de diversas normas a nivel mundial, lo que garantiza la uniformidad en cuestiones tales como contenedor de la exposición máxima permisible de diseño, etc. Es necesario contar con personal experto para hacer frente a todos los aspectos de manejo y transporte de materiales radiactivos por tierra, mar o aire, y para obtener todas las autorizaciones de los organismos reguladores pertinentes antes de proceder.

Para trazadores beta-emisores la debilidad de la radiación significa que el peligro de radiación para el personal es insignificante, y pueden ser utilizados envases ligeros para el transporte (éstos también pueden ser cajas de cartón). Para los trazadores con emisiones gamma los contenedores son mucho más voluminosos y pesados, debido a la protección de plomo requerido, y una cuidadosa planificación es requerida para el transporte a la plataforma en costa afuera para luego pasar a la posición de inyección.

En cuanto al procedimiento de inyección, el objetivo es hacer que dicho procedimiento sea lo más simple posible, ya que esta es la parte más importante de toda la operación, cuando la actividad es manejada y trasladada al lugar de trabajo.

Esto se puede hacer con relativa simplicidad en el lugar con equipos, tales como jeringas desechables o simples medios de bombeo para transferir la solución del transporte de la ampolla a la línea de agua, lo que minimiza el problema de la contaminación del equipo.

Es posible, por supuesto, hacer arreglos para la dilución de la muestra del marcador en tanques de almacenamiento, seguida de una inyección por medio de bombas de alta presión en la línea de agua. Esto no obstante aumenta el riesgo de contaminación de los equipos de la plataforma, y no se recomienda como primera opción.

Por lo general es necesario construir un andamio provisional para asegurar un fácil acceso a la posición de inyección, y para los trabajadores en la plataforma que deben mantenerse alejados de la zona inmediata en la cual el material radiactivo es removido de su contenedor y trasladado a la línea de inyección. La inyección en sí se debe hacer lo más rápidamente posible para minimizar la exposición del personal involucrado.

Referente a la toma de muestras, una muestra de 1-2 litros de agua producida es necesaria para el análisis, en función del número de marcadores a ser ensayado. Las muestras se toman normalmente cada dos semanas, pero no todas las muestras deben ser analizadas de inmediato. Una selección de muestras se utiliza con fines de detección, y no de análisis, éstas son almacenadas hasta que el conteo indica un nivel normal de ruptura de marcador por encima de la base normal registrado en los análisis. Suficientes muestras se analizan para dar una curva de concentración frente al tiempo. Posteriormente debe hacerse la interpretación respectiva de los resultados.

Finalmente, vale la pena señalar que los marcadores han sido utilizados para estudiar otros parámetros importantes en programas de inyección de agua. Han sido determinadas zonas de flujo preferencial por registros en observación de pozos cerrados para la inyección de agua, y los perfiles de inyección han sido derivados por registros de marcador en el pozo de la propia inyección. Estas medidas también demuestran la aplicación de marcadores a la determinación inequívoca de líneas de flujo y caudales.

- Skilbrei, Hallenbeck y Sylte (1990), en el artículo titulado **“Comparación y análisis de la respuesta de la inyección de trazador radiactivo con el análisis químico de agua en la inyección piloto de agua en la Formación Ekofisk”**, exponen argumentos precisos sobre la técnica y el uso de radiotrazadores en la industria petrolera.

Estos autores, documentan el diseño, operación, análisis y uso de dos trazadores radioactivos diferentes, tritio y yodo-125, que fueron inyectados en el proyecto piloto de inyección de agua en la Formación Ekofisk. También describen cómo el análisis químico del agua producida en los pozos productores durante el proyecto piloto es estudiado e interpretado con éxito, y utilizado como un segundo método trazador.

Ambos métodos de trazadores se utilizaron para evaluar mecanismos de inyección de agua y fueron de gran valor para la interpretación piloto total de la Formación Ekofisk.

El Campo Ekofisk se encuentra en Noruega y se compone de dos formaciones de caliza naturalmente fracturadas, la Ekofisk y la Tor.

La producción de Ekofisk alcanzó en 1976 más de 300.000 barriles al día y se redujo a menos de 75.000 barriles al día a mediados de 1986. Se inició un programa de inyección de agua, pero los datos iniciales de laboratorio indicaron que la inyección de agua en la formación fue de bajo potencial. En junio de 1985 se inició una prueba piloto pequeña en la Formación para determinar el potencial de la inyección de agua en la misma usando los mencionados trazadores. Posteriormente, a través de la inyección de agua, la producción de petróleo aumentó a un nivel de 130.000 barriles por día.

Esto fue precedido por un amplio estudio de experimentos de imbibición del laboratorio y un proyecto piloto de inyección de agua para confirmar los resultados del laboratorio y para ganar experiencia en inyección de agua en las calizas altamente fracturadas.

En la prueba piloto se usaron dos trazadores diferentes, una inyección continua de agua tritiada de larga duración, y yodo-125 de corta duración. La inyección continua de agua tritiada en el pozo B-16 se inició en agosto de 1986. El  $^{125}\text{I}$ , se inyectó el 25 de marzo de 1987. Este último trazador se mezcló con 40 litros de agua y se inyectó

en un período de 2 horas. Cabe destacar que 4,8 MMB de agua fueron inyectados entre las inyecciones de los dos trazadores.

Las muestras de agua producidas a partir de los tres productores durante todo el período de inyección del trazador eran obtenidas semanalmente. Estas muestras se analizaron para cada trazador en particular y los resultados fueron minuciosamente monitoreados.

Las conclusiones más importantes a las que se llegó luego de la prueba piloto fueron las siguientes:

El análisis de las respuestas de ambos trazadores y el análisis químico del agua producida han sido una herramienta valiosa en la comprensión de los mecanismos de inyección de agua en la inyección de agua piloto de Ekofisk. Dichos análisis indican que los mecanismos de inyección de agua son una combinación de imbibición capilar y la recuperación de desplazamiento viscoso. Los análisis también indican que la parte más baja de la formación de Ekofisk tiene un alto grado de retención de agua y por lo tanto eficiente desplazamiento potencial de petróleo.

El tiempo de ruptura del segundo trazador, yodo-125, fue significativamente menor que el tiempo de ruptura del trazador de agua tritiada. Esto se atribuyó a los 4,8 MMB de agua inyectada entre las dos inyecciones de trazador habiendo establecido las rutas de agua donde la imbibición fue completada. Esta sería una característica típica de la imbibición capilar dominada por flujo fractura.

Sólo 2.7 % del trazador de yodo-125 inyectado se recuperó en los tres pozos combinados. La vida media de 60 días limita la eficacia de este marcador para producir una total recuperación del trazador.

Estas conclusiones muestran que la técnica de trazadores radiactivos aplicadas a procesos de recuperación secundaria es un arma útil para conocer y corregir con anticipación muchos factores que pudieran interferir en el buen desarrollo y cumplimiento de la inyección de agua como método de recuperación extra de petróleo en los yacimientos, además de resaltar aquellos que pudieran ser usados a favor para obtener mayor rendimiento del proceso de inyección. Destaca, por otro lado, la importancia de un punto clave durante toda esta investigación como lo es la influencia de la vida media de cada radiotrazador en las pruebas realizadas en campo.

Por otra parte, existen publicaciones sobre trabajos realizados a nivel nacional, en los cuales se pretendía, una vez más, poner a prueba los trazadores radiactivos y su respuesta en el monitoreo de la producción de petróleo durante las prácticas de inyección de agua. Una de estas publicaciones es el estudio realizado en el Campo el Jobo.

- **En 1982 se inició un programa de trazadores radiactivos en el Campo El Jobo**, ubicado al sur del estado Monagas, con el propósito de cuantificar el avance del frente de vapor mediante el muestreo de los pozos productores.

Entre las opciones estudiadas a ser aplicadas en el PICV de Jobo, se seleccionó la de la inyección de los trazadores radioactivos, debido a las experiencias mundiales existentes, incluyendo la de Lagoven en los proyectos de inyección de agua desarrollados en la Costa Bolívar del Lago de Maracaibo.

El programa establecido consistió en la inyección de los isótopos; kriptón 85 (Kr 85) en el pozo JOC-54, metano marcado con carbono 14 ( $^{14}\text{CH}_4$ ) en el pozo JOC-66 y metano tratado con hidrógeno tritiado ( $\text{CH}_3\text{T}$ ) en el pozo JOC-67. Estos trazadores son estables a altas temperaturas, son específicos a la fase gaseosa, o sea que solamente se mueven a través de ella, y, aún después de una dilución máxima, son detectables por equipos existentes.

El programa de muestreo de gas producido, en los trece pozos productores que formaban los tres arreglos monitoreados, se realizó en forma mensual. Luego, debido al alto costo de estos trabajos, se decidió analizar muestras bimensuales, conservando en depósito las muestras remanentes para evaluación adicional en caso de requerirse.

Para la interpretación de los análisis de laboratorio fue necesario implantar un programa computarizado, diseñado por el personal de Lagoven, cuyo algoritmo se basó en la integración matemática, bajo el período de tiempo en evaluación, del producto de la tasa de producción de gas por la actividad detectada del trazador.

Desde que los trazadores fueron inyectados, en junio de 1982, diferencias sustanciales de los mismos fueron detectadas en los diferentes pozos productores, a pesar de que los volúmenes de vapor inyectados han sido similares en cada uno de los arreglos.

Una gran cantidad del trazador  $C_{14}H_4$  fue detectada, equivalente a un 72% del total inyectado, comparado con un 27% de Kr 85 y solamente un 2,6% de  $CH_3T$ . En el caso del trazador  $C_{14}H_4$ , inyectado en el pozo JOC-66, el 50% del total fue detectado, en igual proporción, por los pozos JOC-51 y JOC-56, mientras que el 22% restante se detectó en los pozos JOC-57, JOC-64, JOC-65 y JOC-68. Por otra parte, un 22% de Kr 85 fue detectado por el pozo JOM-49, mientras los demás pozos que componen el arreglo solamente detectaron mínimas cantidades del trazador. El trazador  $CH_3T$ , inyectado en el pozo JOC-67, fue detectado en concentraciones muy bajas por todos los pozos que componen el arreglo, con excepción del pozo JOC-65 donde no se notó actividad alguna.

Es importante hacer notar que un porcentaje alto de trazador detectado es indicativo de baja eficiencia de barrido, debido a canales preferenciales de permeabilidad y canalización del vapor. Este hecho fue observado en el análisis individual de pozos, ya que aquellos pozos que detectaron menor porcentaje del trazador consistentemente poseían mayor producción de crudo, menor corte de agua y mayor salinidad.

Finalmente, se obtuvo una excelente concordancia entre las diferentes técnicas utilizadas para el control de frentes de vapor. Se determinaron canales preferenciales de flujo. Los resultados sirvieron para tomar las medidas correctivas necesarias tales como: cierres temporales de pozos y modificaciones de las tasas de inyección, las cuales han forzado al vapor a moverse hacia las zonas menos barridas.

- Vilela, Zerpa y Mengual (1999), llevaron a cabo un estudio a nivel nacional sobre trazadores radiactivos, el cual se tituló “**Trazadores de agua y gas en el Campo El Furrial**”, con el fin de obtener correlaciones entre pozos productores e inyectores.

El Campo Furrial se encuentra al oriente de Venezuela y es una estructura anticlinal que ha sido explotada desde 1986. Debido a la caída de presión (de 11000 lpc a 8000 lpc), en 1992, se inició un programa de inyección de agua por los flancos, con 18 pozos en el norte y, 19 pozos en el sur, con el fin de mantener la presión. **En octubre de 1995, se inyectaron cuatro trazadores radioactivos diferentes: agua tritiada (HTO), alcohol isopropílico marcado con C-14 ( $I^{14}PA$ ), sodio 22 ( $^{22}Na$ ) y tiocianato marcado con C-14 ( $S^{14}CN$ ), a través de 14 pozos, con miras a obtener una correlación entre los pozos productores y los inyectores.**

En este trabajo se discute el resultado del programa trazador de agua desarrollado en dicho yacimiento, la ruptura de los trazadores en los pozos productores, una de ellas en noviembre de 1996 y los otros durante los años 1997 y 1998. Se llevaron a cabo previos estudios geológicos al yacimiento para determinar la conexión entre los pozos y las arenas. Con las respuestas de los trazadores se tuvo nuevas ideas sobre la correlación entre los pozos; por ejemplo, defectos de sellado, la canalización entre los pozos productores e inyectores, barreras, y otros parámetros.

- Constant (2004), en su trabajo de ascenso publicó un artículo denominado **“Estudio de tiempos de residencia en separadores crudo-gas en una planta de separación en el estado Monagas, Venezuela”** con el objetivo de estudiar el comportamiento del flujo de crudo en una batería de separadores crudo/gas en la industria petrolera venezolana.

Inmediatamente a la extracción del crudo del yacimiento éste es sometido a una separación física de sedimentos, agua y gas que se arrastra consigo en el proceso de explotación del pozo. En muchos casos esta separación se dificulta y debe ser efectuada en tanques sometidos a presión y temperaturas diferentes a las ambientales.

En Venezuela, al norte de Monagas, la separación petróleo-gas es lograda en separadores bifásicos. Ellos se encuentran sometidos a diferentes presiones que optimizan el despojo de petróleo del gas, de manera que el gas salga limpio y se logre la mayor cantidad de petróleo. El arreglo del estudio estaba compuesto por tres separadores a diferentes presiones, lo cuales pertenecían a una planta de separación ubicada en Punta de Mata en el estado Monagas.

Una forma de conocer las condiciones de trabajo de un separador es evaluando la distribución de tiempos medios de residencia que ellos presentan y compararlos con la distribución de tiempos medios de residencia de diseño.

La distribución del tiempo de residencia (DTR) del crudo fue determinada mediante la inyección de indio  $^{113m}\text{In}$  en la entrada de cada separador y el seguimiento de la concentración del trazador radiactivo en las salidas. Las medidas en la fase gaseosa mostraron que la metodología de los trazadores puede detectar de manera no despreciable el mal funcionamiento del separador.

## **Descripción del experimento de trazadores radiactivos**

El radiotrazador usado fue  $^{113m}\text{In}$ , que se obtuvo usando un generador radioisotópico de la clase  $^{113}\text{Sn}/^{113m}\text{In}$ . El  $^{113m}\text{In}$  tiene un período de semidesintegración de 99.5 minutos, el cual es suficientemente largo para llevar a cabo experimentos que necesitan menos de 10 minutos. El máximo de actividad usada, en esta experiencia fue de 0,296 GBq (8mCi). La inyección del trazador fue realizada contra presión usando una bombona de nitrógeno como elemento presurizador. El sistema de detección estuvo compuesto de algunos detectores herméticos conformados por cristales de centelleo sólidos de NaI(Tl).

## **Interpretación de los resultados**

- **Proceso de separación de la mezcla gas-petróleo**

La cantidad de petróleo en el gas debe ser cero. Con el fin de controlar este aspecto de la separación, la concentración de trazador fue medida en la salida de gas de los tres separadores.

Para los dos separadores de alta presión, la radiación fue colimada con la colocación de colimadores a los detectores. Las señales obtenidas correspondían al fondo de radiación residual. Se observó que después de la inyección no existían trazas de indio en la respuesta obtenida; lo que ponía de manifiesto que no había mal funcionamiento, detectado por esta técnica, en el proceso de separación de gas. Sin embargo, esto no era suficiente para inferir la no presencia de crudo en el gas, ya que una baja cantidad de crudo en el gas podía dar lugar a una señal que quedara escondida en el ruido debido a las fluctuaciones de fondo. En el separador menos presurizado el detector a la salida del gas fue colocado sin colimador. Una señal distinguible fue observada, esta probablemente se debía a la detección del trazador en la salida, ya que ambas señales tienen similar forma.

## **Conclusiones**

Las técnicas experimentales de radiotrazadores fueron utilizadas para estudiar el comportamiento de flujo en una batería de separadores crudo/gas en la industria. Los volúmenes de crudo variaban entre 4 a 10 % del volumen geométrico. Las diferencias confirmaron la deposición de arena en los primeros separadores, esto era una sospecha de los operadores. El análisis a la salida del gas mostró que la técnica permite detectar, de manera no despreciable, el mal funcionamiento del separador.

Todos estos trabajos de una u otra forma aportan datos que contribuyen a crear un material que sirve de base para el desarrollo y complemento de la información sobre la metodología de radiotrazadores en la industria petrolera.

### **3.3. PROCESOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS**

Según Paris de Ferrer (2007), las operaciones de recuperación de petróleo han sido tradicionalmente subdivididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria; como se muestra en la figura 3.1. Históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica. La etapa primaria, de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento.

La etapa secundaria se implementa usualmente después de la declinación de la producción primaria. Cabe señalar que los procesos de recuperación secundaria han sido tradicionalmente la inyección de agua y/o de gas, aunque actualmente esta etapa es casi sinónima de inyección de agua. La recuperación terciaria, tercera etapa de producción, es la que se aplica después de la inyección de agua (o cualquier otro proceso secundario utilizado).

Aun cuando históricamente se ha subdividido la producción de los yacimientos en tres etapas, es conveniente aclarar que no necesariamente ésta se efectuará en un orden establecido. Por ejemplo, los denominados procesos terciarios podrían ser aplicados como operaciones secundarias en lugar de la inyección de agua. Debido a esta situación, EOR (Enhanced Oil Recovery o Recuperación Mejorada de Petróleo) ha sido en los últimos años el término más usado para eliminar la confusión entre el mantenimiento de presión, la recuperación secundaria y la recuperación terciaria. Por lo tanto, con el término EOR se hará referencia a cualquier proceso de recuperación mejorada, incluyendo la inyección de vapor o de agua, cuando es usado para tal fin.

El objetivo de todo proceso EOR es movilizar el petróleo residual o remante en todo el yacimiento. Esto es posible, principalmente, mejorando los mecanismos microscópicos de desplazamiento de petróleo y la eficiencia de barrido.

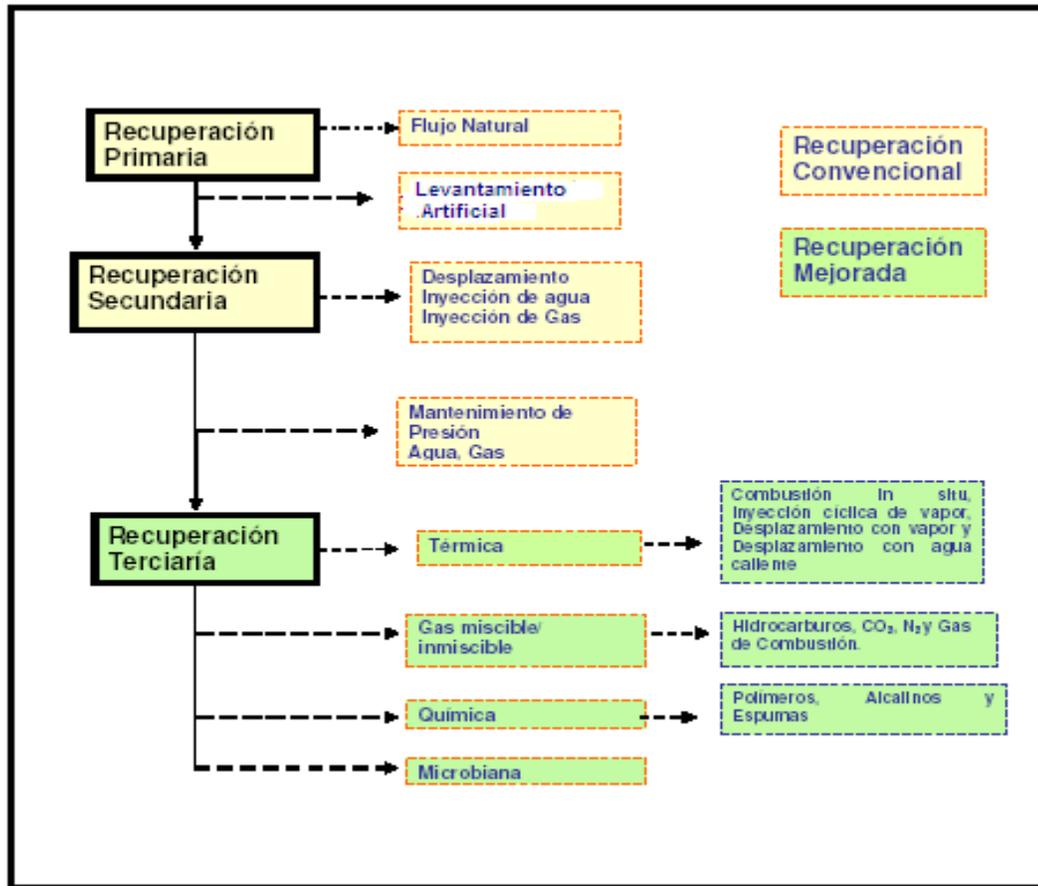


Figura 3.1. Esquema de explotación de los yacimientos de hidrocarburos (Ramírez, 2008).

### 3.3.1. Mecanismo de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua

A efectos de este T.E.G., sólo se hará referencia a este método de recuperación secundaria; el cual consiste en la inyección de agua al yacimiento desde la superficie, a través de pozos denominados inyectoras, introduciendo el agua con la intención de mantener o incluso incrementar la presión del yacimiento en su conjunto. Ocurriendo, además, un desplazamiento físico del petróleo por el agua, para así extraer cantidades adicionales de hidrocarburos por más tiempo, con lo cual se aumenta la eficiencia de

recuperación. En la figura 3.2 se observa un esquema del proceso de producción de petróleo por inyección de agua.

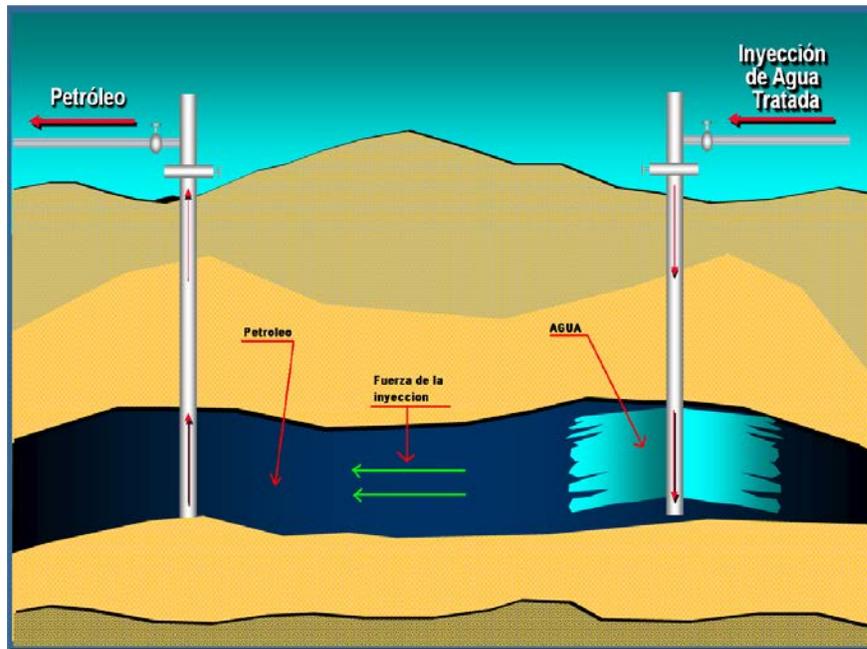


Figura 3.2. Esquema de producción de petróleo por inyección de agua (Taringa, 2011).

### 3.3.2. Características Ideales de un Proceso de Inyección de Agua

Los geólogos indican que la mayoría de los yacimientos se sedimentan en una masa de agua en un proceso a largo plazo, que cubre una amplia variedad de medios sedimentarios, tanto en el tiempo como en el espacio. Como resultado de la reorganización física y química subsecuente (compactación, solución, dolomitización y cementación) las características del yacimiento cambian posteriormente. Por lo tanto, la heterogeneidad de los yacimientos, en su mayor parte, depende de los

medios sedimentarios, de los eventos posteriores y también, de la naturaleza de las partículas que constituyen el sedimento (Craig, 1982).

Es evidente entonces que el yacimiento puede ser no uniforme en todas sus propiedades intensivas, como son la permeabilidad, porosidad, distribución del tamaño de los poros, geometría, mojabilidad, saturación de agua congénita y propiedades del crudo, por lo tanto el desarrollo de cualquier proceso que involucre la inyección de fluidos en el yacimiento estará influenciado por el estado de estos factores al producirse contacto directo entre el fluido inyectado y la roca yacimiento.

Los tipos de heterogeneidades de los yacimientos se dividen en tres categorías: variaciones areales, variaciones verticales y fracturas a escala del yacimiento, estas últimas pueden ocurrir por fuertes movimientos de la roca. La existencia de estas irregularidades en el yacimiento son las causantes de que, generalmente, los procesos de inyección de agua no sean ideales.

Como consecuencia de la falta de uniformidad de las permeabilidades, todo fluido inyectado se moverá en un frente irregular. En las partes más permeables del yacimiento, el agua inyectada se moverá rápidamente y en las partes menos permeables, su movimiento será más lento. Una medida de la uniformidad de la invasión de agua es la eficiencia de desplazamiento total de cualquier proceso de recuperación de petróleo, la cual se considera igual al producto de las eficiencias microscópicas y macroscópicas de desplazamiento.

Esto, expresado en forma de ecuación, es:

Donde:

$r$ : es el factor de recuperación (petróleo recuperado por proceso/petróleo in situ al comienzo del proceso).

$E_D$ : es la eficiencia de desplazamiento microscópica, expresada en fracción.

$E_V$ : es la eficiencia de desplazamiento macroscópica, también expresada en fracción.

La eficiencia microscópica,  $E_D$ , se relaciona con el desplazamiento o movilización del petróleo a escala de poros y es una medida de la efectividad del fluido desplazante para mover el petróleo en aquellos lugares de la roca donde dicho fluido contacta el hidrocarburo.  $E_D$ , entonces, refleja la magnitud de la saturación del petróleo residual,  $S_{or}$ , en las regiones contactadas por el fluido desplazante.

Por su parte, la eficiencia macroscópica,  $E_V$ , denominada también eficiencia de barrido volumétrico, se relaciona con la efectividad del fluido desplazante para contactar el yacimiento volumétricamente. También, es una medida de la efectividad del fluido desplazante para barrer, tanto areal como verticalmente, el volumen de un yacimiento y para mover el petróleo desplazado hacia los pozos productores.

Según Ramírez (2008), los resultados de las pruebas de inyección de agua indican que una cantidad significativa de petróleo residual queda en la zona barrida del yacimiento después de una inyección de agua y una gran porción del yacimiento no es contactada por el agua inyectada y por lo tanto el hidrocarburo no es desplazado de estas regiones a los pozos productores. Además, algo de petróleo de la zona barrida puede ser desplazado a las zonas no barridas, lo cual aumenta la saturación de petróleo en estas zonas.

Es deseable en los procesos de recuperación de petróleo que los valores de  $E_D$ , y  $E_V$  y consecuentemente,  $r$ , se aproximen a la unidad.

Un proceso óptimo o ideal de recuperación por inyección de agua podría ser uno donde el primer tapón desplazante remueva todo el petróleo de los poros contactados por el fluido ( $S_{or} \rightarrow 0$ ) y en el cual el fluido desplazante contacte el volumen total del yacimiento y desplace el petróleo hacia los pozos productores. Un segundo tapón de fluido usado para desplazar el primer tapón podría comportarse en una forma similar, desplazando el primer tapón eficientemente, tanto macroscópica como microscópicamente.

Muchas reacciones entre el fluido desplazante y el petróleo conducen a un desplazamiento eficiente (bajo  $S_{or}$ ). Las mismas incluyen: miscibilidad entre los fluidos, disminución de la tensión interfacial entre los fluidos, expansión volumétrica del petróleo y la reducción de la viscosidad del petróleo.

### **3.3.3. Parámetros que Influyen en la Eficiencia de Desplazamiento en un Proceso de Inyección de Agua**

Según Craig (1982), desde el punto de vista del área, la inyección y la producción ocurren en puntos determinados. Como resultado de esto, se desarrollan ciertas distribuciones de las presiones y líneas de flujo entre los pozos de inyección y los de producción. En los arreglos simétricos de pozos (ver figura 3.3), la línea de flujo más corta entre dos pozos es una línea recta que conecta el de inyección y el de producción y por lo tanto, el gradiente de presión a lo largo de esta línea es el máximo (dependiendo de las heterogeneidades presentes en el yacimiento).

Por consiguiente, el agua inyectada que se mueve en la superficie a lo largo de esta línea de flujo más corta, alcanza el pozo productor antes que el agua que se mueve a lo largo de cualquier otra línea de flujo. Por lo tanto, en el momento de la surgencia de agua, solamente una parte del área del yacimiento que queda entre estos dos pozos es tocada por el agua. Esta fracción en contacto es la eficiencia de área barrida para el arreglo en el momento de la surgencia.

En la siguiente figura se muestra un ajuste espacial de pozos dispuestos para inyección de agua. En el mismo, los pozos de inyección se encuentran interconectados a los de producción a través de una línea recta. Los arreglos de cinco pozos mostrados en la parte superior de la figura sirven como patrón original para el ajuste final mostrado en la parte inferior de la misma.

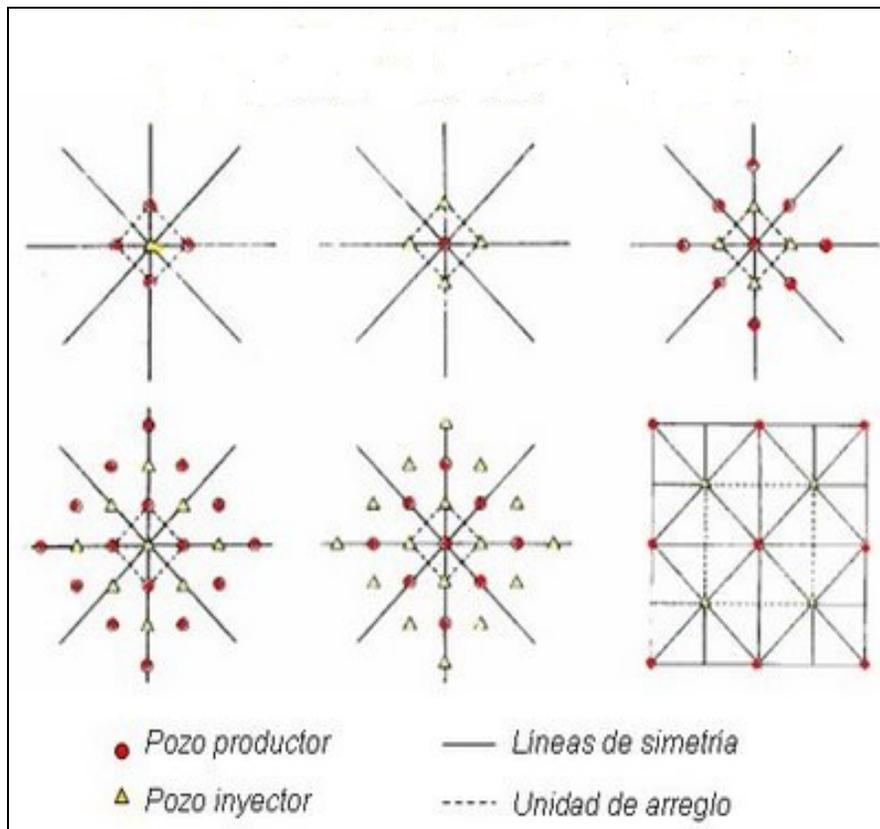


Figura 3.3. Arreglo simétrico de 5 pozos (Paris de Ferrer, 2007).

Teóricamente, en una roca mojada por agua, todo el petróleo puede ser desplazado por la fase mojanante (agua) si el gradiente de presión es suficientemente alto. En la práctica, la cantidad de petróleo desplazado dependerá principalmente de la cantidad de agua que se haya inyectado, de la razón de movilidad, las fuerzas capilares y de la gravedad así como de la viscosidad, entre otros factores.

Si la movilidad (razón permeabilidad/ viscosidad) del fluido desplazante es más grande que la del fluido que se desplazará, la relación de movilidades es desfavorable. Esta situación no es deseable porque el mecanismo de desplazamiento será ineficiente.

La razón de movilidad (M), generalmente se define a través de la siguiente expresión:

movilidad aumenta. En otras palabras, si el fluido desplazante fluye más rápidamente que el petróleo, el desplazamiento es ineficiente también desde el punto de vista macroscópico.

La razón de movilidad se puede mejorar disminuyendo la viscosidad del petróleo, aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva al petróleo y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante.

En cuanto a las fuerzas capilares, en una roca preferentemente mojada por agua, las fuerzas capilares hacen que el agua inyectada se embeba en los poros más pequeños o en los lentes o estratos menos permeables dentro del yacimiento. Mientras que en rocas preferentemente mojadas por petróleo las fuerzas capilares petróleo-agua tienden a repeler el agua inyectada de los poros más pequeños llenos de petróleo. Durante la etapa de llenado de una inyección de agua, las zonas menos permeables del yacimiento se resaturan de petróleo, como resultado de las fuerzas capilares gas-petróleo, y también, por el aumento de la presión en la zona de petróleo.

Las fuerzas gravitacionales, que dependen de la diferencia de densidades entre el petróleo y el agua del yacimiento, actúan para atraer el agua inyectada a la porción más baja del yacimiento.

En yacimientos en los que la permeabilidad no es uniforme, el agua inyectada se mueve preferentemente a través de las zonas de más alta permeabilidad. En una roca preferentemente mojada por agua, la fuerza de gravedad actúa para llevar el agua inyectada hacia el fondo del yacimiento, esto debido a la mayor densidad del agua respecto al petróleo (siempre que no se trate de petróleo extra pesado).

El grado de segregación por gravedad del fluido inyectado, medido en función de eficiencia volumétrica de desplazamiento a la surgencia, depende de la relación que existe entre las fuerzas viscosas y las fuerzas gravitacionales. Dentro de los límites

previstos para esta relación en las operaciones de campo, los efectos de gravedad sobre formaciones planas de permeabilidad uniforme podrían producir recuperación de petróleo a la surgencia muy bajas respecto a la que podría esperarse en otras condiciones.

### **3.3.4. Factores que Afectan la Selección del Método de Recuperación de Hidrocarburos**

Existe una amplia variedad de procesos que permiten la recuperación del petróleo residual presente en los yacimientos y ninguno de ellos es de aplicación universal, debido a la diversidad de los yacimientos y a la disponibilidad de recursos. La geología de los yacimientos y las propiedades de los fluidos determinan cuál método se debe usar, aún cuando los conocimientos fundamentales puedan descartarlos.

A nivel mundial, se han implantado diversos esquemas de explotación durante la vida productiva de los yacimientos con el objeto de maximizar la recuperación de hidrocarburos, pero cada proceso tiene su aplicación específica. Antes de iniciar un proceso de recuperación en general, la roca del yacimiento y las propiedades del fluido, así como la historia de producción deben ser analizadas y determinar así las razones principales por las cuales el petróleo residual no fue producido.

Con base en la integración, procesamiento y análisis de la información disponible de un yacimiento, es posible reproducir su historia y predecir su comportamiento futuro hasta su abandono; conceptualizar diferentes escenarios para la optimización del esquema de explotación, instalar sistemas artificiales de producción, optimizar la infraestructura existente y prever la implantación de un proceso de recuperación secundaria y/o terciaria.

Todos los procesos de recuperación secundaria tienen limitaciones en su aplicación. Estas limitaciones han sido derivadas tanto de la teoría, como de experimentos de

laboratorio, así como experiencias de campo. La selección de un proceso de recuperación candidato a implantación consiste básicamente de:

- La evaluación de la información disponible del yacimiento, petróleo, roca, agua, geología y desarrollo previo.
- La información disponible que se complete con ciertos estudios especializados de laboratorio.
- La selección de los procesos que son potencialmente aplicables, eliminando los que definitivamente no se pueden aplicar.

Lo anterior constituye el primer paso en la secuencia de implementación de un proceso de recuperación secundaria. Los subsecuentes pasos serían una evaluación futura del esquema del proceso candidato, si más de uno satisface los criterios de selección.

En caso de que el proceso de recuperación que satisfaga dichos criterios sea el de inyección de agua, existen otras medidas a tomar en cuenta para esquematizarlo y para determinar su respectiva factibilidad. Estas medidas, entre otras, son:

- Establecer la capacidad de producción de petróleo deseada.
- Determinar una cuota de inyección de agua suficiente para obtener la productividad de petróleo deseada.
- Que el proyecto sea compatible con el arreglo de pozos existente y requerir un mínimo de nuevos pozos.
- Ser compatible con las operaciones de inyección de otros operadores de las adyacencias.

Además de lo señalado anteriormente, se debe seleccionar el modelo de la inyección; es decir, si la inyección de agua debe ser según un arreglo repetitivo o debe hacerse el intento de tratar el yacimiento como conjunto, utilizando una inyección periférica,

una inyección de extremo a extremo, línea central de pozos de inyección, o establecer alguna combinación de éstos. Esta selección se hace sobre la base del área y las dimensiones del yacimiento o predio que debe barrerse, de la necesidad de una rápida respuesta inicial de producción de petróleo y de la permeabilidad de la formación.

Cuando los pozos están, como es habitual, espaciados rectangularmente, los arreglos de inyección más comunes son los de cinco pozos y los de nueve pozos. Los experimentos de laboratorio han indicado que ambos dan casi la misma recuperación de petróleo y el mismo comportamiento de la relación agua-petróleo. La selección puede hacerse principalmente sobre la base de la relación de movilidad agua-petróleo, aunque con frecuencia la heterogeneidad del yacimiento es un factor de importancia.

### **3.3.5. Producción Mundial de Petróleo Atribuible a Procesos de Inyección de Agua**

Según Paris de Ferrer (2007), el 85% de la producción mundial de crudo se obtiene gradualmente por métodos de recuperación primaria y secundaria con un recobro promedio del 35% del petróleo in situ. Como esta recuperación es todavía baja, para incrementarla se han desarrollado nuevos métodos y técnicas de recobro mejorado de petróleos los cuales en su mayoría involucran la inyección de un fluido, gas o líquido, dentro del yacimiento.

La inyección de agua es el método más dominante y conocido entre los de inyección de fluidos y procesos EOR, e indudablemente a la inyección de agua se debe el elevado nivel actual de los ritmos de producción y de reservas en países como Estados Unidos y Canadá. Su popularidad se explica por (1) la disponibilidad general de agua; (2) la relativa facilidad con la que se inyecta, debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección; (3) la facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera; y (4) la eficiencia del agua para el

desplazamiento del petróleo. No obstante, se considera que después de una invasión con agua, todavía queda en el yacimiento más del 50% del petróleo original in situ.

Ante la posible situación de baja recuperación de hidrocarburos mediante procesos de inyección de aguas, las pruebas de trazadores radiactivos constituyen una herramienta valiosa en el suministro de información que permita prever y corregir la existencia de ciertos factores que afecten el nivel de extracción de crudo de los yacimientos.

### **3.4. DEFINICIÓN DE TRAZADOR**

Es una sustancia específica que sirve para “marcar” o hacer más fácilmente identificable una fase específica o parte de un sistema denominado material marcado (LATNI UCV, 2005).

En otra definición, Ramírez (2008) enuncia que trazador es cualquier sustancia o elemento, que utilizado en pequeñas cantidades e incorporado a un proceso físico, químico y hasta biológico, permite estudiar su comportamiento y evolución.

### **3.5. TIPOS DE TRAZADORES**

Existen dos grandes grupos de trazadores, los químicos y los radiactivos.

**3.5.1. Trazadores Químicos:** son aquellos que no contienen isótopos radiactivos y pueden ser identificados y medidos por métodos analíticos comúnmente usados como conductividad, y espectrometría de elementos. Los trazadores químicos más utilizados pueden clasificarse como: tintas, iónicos y orgánicos.

**a. Las tintas,** como trazadores químicos, han sido utilizadas desde hace mucho tiempo y en una gran variedad de aplicaciones, tal es el caso de las tintas

fluorescentes también llamadas rodamina, las cuales pueden ser detectadas en el rango de partes por billón; son muy susceptibles a la adsorción en el yacimiento, ya que ciertos iones en el agua del yacimiento tienden a saciar su fluorescencia.

**b. Los trazadores iónicos**, son los aniones de sales solubles en agua, tales como yoduro de potasio y nitrato de sodio, entre otras; su rango de detección se encuentra en el de partes por millón, dependiendo de la salinidad del agua y sobre todo de la composición de la salmuera.

**c. Trazadores orgánicos**, se tienen los alcoholes como el metanol ( $\text{CH}_4\text{O}$ ), etanol ( $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$ ) y el iso-propanol (IPA).

En este estudio no se profundizará sobre este tipo de trazadores puesto que él mismo se encuentra enfocado a los trazadores radiactivos.

**3.5.2. Trazadores Radiactivos:** son sustancias radiactivas que incorporadas en la masa de otra sustancia, proporcionan información sobre su comportamiento en un determinado proceso ya sea físico o químico, al ser detectadas y analizadas por su radiación emitida. Pueden ser sólidos, líquidos o gases según el proceso que se esté estudiando.

También, se puede definir este tipo de trazadores como compuestos químicos que contienen isótopos radioactivos, los cuales al desintegrarse a un estado estable emiten radiaciones beta ( $\beta$ ) o gamma ( $\gamma$ ). Estos isótopos pueden ser identificados por sus tipos únicos y la energía de sus radiaciones emitidas.

Hay una idea generalizada de que los trazadores químicos y radiactivos son dos diferentes tipos de marcadores. De hecho, todos los marcadores de inyección de agua son compuestos que tienen propiedades químicas específicas. Los isótopos radiactivos se pueden utilizar para etiquetar algunos de los compuestos que han

demostrado ser adecuados para este propósito. Si bien se hace referencia a ellos como trazadores radiactivos, es importante recordar que estos son trazadores químicos marcados radiactivamente.

Estos trazadores se clasifican en: estables, activables, artificiales y naturales.

- a. Trazadores estables:** son generalmente colorantes o sales químicas que no se encuentran en el sistema o isótopos estables del elemento en estudio. Los primeros presentan el inconveniente de que los métodos convencionales de detección tales como el color, la conductividad, etc., pueden estar afectados por la interferencia que provoca la presencia de otros materiales en el sistema, y los segundos confrontan la dificultad de que los métodos de espectrometría de masa que se requieren para su detección a bajas concentraciones, son engorrosos, relativamente caros y difíciles de implementar.
- b. Trazadores activables:** son compuestos estables que se añaden al sistema y que luego son transformados en radiactivos por irradiación en instalaciones nucleares destinadas con estos fines. En ocasiones no es posible garantizar la pureza del radiotrazador, por reacciones nucleares colaterales durante la activación, que provoca la aparición de radionúclidos indeseables.
- c. Trazadores radiactivos artificiales:** son aquellos radioisótopos obtenidos de manera artificial, generalmente por un acelerador de partículas o por medio de los reactores nucleares, estos últimos son fuente importante de neutrones que son utilizados para producir gran variedad de radioisótopos.

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

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

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

### **3.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE TRAZADORES QUÍMICOS Y TRAZADORES RADIATIVOS**

Los trazadores químicos presentan las ventajas siguientes:

- Precio bajo.
- Ausencia de riesgo radiológico para los usuarios, por lo cual no requieren blindajes.
- Factibilidad de adquisición, manipulación y transporte.
- No son tóxicos.

Estos trazadores tienen las desventajas siguientes:

- La desventaja más importante en el uso de trazadores químicos es la pérdida que éstos sufren por efecto de la adsorción.

- Necesidad de instrumental de complejidad elevada y alto precio.
- Imposible de medir in-situ.
- Presentan el gran inconveniente de que el muestreo necesario para el análisis debe ser un muestreo representativo, lo cual es muy difícil de lograr. Si la recolección de las muestras es poca en los pozos de monitoreo, se corre el riesgo de obtener muestras en donde no se registren concentraciones del trazador. Sin embargo, existe el factor económico como una limitante para destinar cualquier número de pozos para el monitoreo, y también interviene la frecuencia de muestreo que cada uno proporciona con respecto a los costos de dicha operación.

Los trazadores radiactivos presentan las ventajas siguientes:

- Alta sensibilidad de detección.
- La gran diversificación de los radioisótopos hace factible que casi siempre se pueda encontrar al menos uno que sea el adecuado para la investigación a realizar.
- Posibilidades de detección “in situ”.
- Independencia de su detección de condiciones imperantes tales como la temperatura y presión.
- Requieren cantidades pequeñas de masa exigida para etiquetar volúmenes grandes del material estudiado.

Las desventajas más significativas son:

- La presencia de la radiactividad y los efectos y riesgos que conlleva su manipulación, si no se extreman los cuidados exigidos por las Normas de Seguridad y de Protección Radiológica.

- La formación de los radiocoloides que pueden llevar a la adsorción y pérdidas, en ocasiones, completas del radiotrazador.

### 3.7. TRAZADORES RADIATIVOS MÁS USADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

En la tabla 3.1 se presentan los compuestos más comúnmente empleados en la industria petrolera como trazadores, así como los isótopos radiactivos con los cuales son etiquetados estos compuestos y sus respectivas descripciones.

Tabla 3.1. Trazadores radiactivos de agua en interconexión de pozos (Zemel, 1995).

Compuesto (iones)	Fórmula	Isótopos radiactivos
Hexacianocobaltato	$\text{Co}(\text{CN})_6^{4-}$	$^{60}\text{Co}$ , $^{58}\text{Co}$ , $^{57}\text{Co}$ , $^{14}\text{C}$
Agua tritiada	HTO	$^3\text{H}$
Tiocianato	$\text{SCN}^-$	$^{14}\text{C}$ , $^{35}\text{S}$
Haluros	$\text{Cl}^-$ , $\text{I}^-$	$^{36}\text{Cl}$ , $^{125}\text{I}$
Alcoholes	$\text{C}_n\text{H}_{2n}\text{OH}$	$^3\text{H}$ , $^{14}\text{C}$

A continuación se da una breve explicación sobre dichos compuestos e isótopos:

- **Ion Hexacianocobaltato:** este es un ion muy estable y, según Zemel (1995), fue introducido por primera vez como un trazador de agua subterránea y ahora es ampliamente utilizado como portador de isótopos de cobalto en todo el mundo.
- **Agua tritiada:** tiene la más larga historia de uso como un trazador de campos petroleros. Se diferencia del agua convencional en que contiene hidrógeno de masa 3 en lugar de masa 1. Sus propiedades químicas son por lo demás idénticas, sin embargo un efecto cinético se observó debido a la diferencia de masa relativamente grande entre los dos isótopos de hidrógeno. La baja energía (beta) del agua tritiada requiere conteo por centelleo líquido interno.
- **Tiocianato:** es un anión formado por la combinación de azufre (S), carbono (C) y nitrógeno(N), capaz de formar algunos compuestos como sales incoloras, entre ellas el tiocianato de potasio y el tiocianato de sodio.
- **Haluros:**son compuestos binarios en los cuales una parte es un átomo halógeno, como el cloro (Cl), el bromo(Br) y el yodo (I), y la otra es un catión.
- **Alcoholes:**son compuestos químicos orgánicos que contienen un grupo hidróxilo (-OH) en sustitución de un átomo de hidrógeno enlazado a un átomo de carbono.

La degradación dealcoholes en el petróleo está sujeta a ataque bacteriano. Pero para el metanol y el etanol la degradación es bastante pequeña; sin embargo, para alcoholes con un número más alto de carbono este efecto es más notable, por lo que pueden ser necesarios tratamientos especiales para superar esta degradación.

Por lo general, se inyecta con estos marcadores un oxígeno limpiador o un bactericida, como el isopropilo y el butilo terciario, en concentraciones de alrededor de 50 ppm. Además, aproximadamente la misma concentración de bactericida debe

añadirse a las muestras de agua producidas para evitar la degradación del alcohol durante el almacenamiento o durante el tránsito a un laboratorio de análisis.

Por otro lado, los compuestos antes descritos son usualmente etiquetados por los siguientes isótopos, como se vio en la tabla 3.1:

- **Cobalto-60 (Co-60 o  $^{60}\text{Co}$ ):** es emisor beta de 0.318 MeV y emisor gamma de 0.81 MeV. Presenta un buen comportamiento en aguas subterráneas, aunque es retenido en materiales arcillosos. Tiene una vida media de 5.27 años. Es un emisor de manejo delicado. Este metal tiende a producir un polvo muy fino que dificulta la protección frente a la radiación. La fuente de Co-60 tiene una vida útil de aproximadamente 5 años, pero superado ese tiempo sigue siendo muy radiactivo.
- **Cobalto-58 (Co-58 o  $^{58}\text{Co}$ ):** es apropiado para trabajos de corta a mediana duración, tiene una vida media de 72 días. Es emisor gamma de 0.81 MeV y su manejo es delicado.
- **Cobalto-57 (Co-57 o  $^{57}\text{Co}$ ):** es emisor gamma de 0.122, 0.014 y 0.136 MeV. Tiene una vida media de 270 días, adecuado para trabajos a desarrollar a mediano y largo plazo.
- **Carbono-14 (C-14 o  $^{14}\text{C}$ ):** es un isótopo radioactivo del carbono. Su núcleo contiene 6 protones y 8 neutrones. Tiene un período de vida media de 5730 años. Es producido de forma continua en la atmósfera como consecuencia del bombardeo de átomos de nitrógeno por neutrones cósmicos. El carbono-14, emite partículas beta solamente, con energía de 0,16 Me.
- **Tritio (H-3 o T o  $^3\text{H}$ ):** isótopo radioactivo del hidrógeno cuyo número másico es 3. Su núcleo contiene un protón y dos neutrones. Se presenta en forma química

como agua tritiada y su fase de trazado es acuosa. Es un emisor beta puro de baja energía (0.0186, Mega electrón Volt o MeV), con una vida media de 12.33 años. Sigue perfectamente el movimiento del agua, es barato, se adquiere fácilmente, tiene un grado de toxicidad bajo, es fácil de almacenar ya que no requiere grandes blindajes.

Debido a que su período de semidesintegración es demasiado largo para muchos de los ensayos en que se utiliza, el medio generalmente queda contaminado durante bastante tiempo impidiendo la realización de nuevos ensayos.

Es un gas incoloro e inodoro, más liviano que el aire. De cada trillón de átomos de hidrógeno sólo uno es un átomo de tritio, lo que lo convierte en el isótopo natural menos abundante. Los seres humanos tenemos trazas de  $^3\text{H}$ , sin embargo, es radiotóxico por inhalación e ingestión.

Por otra parte, sus emisiones beta no son detectables por una herramienta de registro de rayos gamma, por lo tanto, su presencia no interfiere con las operaciones de pozos.

Sus principales fuentes de producción son: generación de forma natural en la atmósfera superior a través de la interacción de los rayos cósmicos sobre gases atmosféricos y a través de operaciones en los reactores nucleares (por bombardeo con neutrones de boro, nitrógeno, etc.).

- **Azufre-35 (S-35 o  $^{35}\text{S}$ ):** se produce en la atmósfera superior cuando los rayos cósmicos reaccionan con argón-40, también se puede formar por el bombardeo de neutrones de  $^{35}\text{Cl}$ ; un isótopo que normalmente está presente en el agua de mar. Una parte del  $^{35}\text{S}$  se forma durante la ebullición del agua, que reacciona con el oxígeno y forma sulfatos. Tiene una vida media de 87.1 días y es un isótopo relativamente benigno que emite energía beta de 0,167 MeV.

- **Cloro-36 (Cl-36 o  $^{36}\text{Cl}$ ):** es un isótopo artificial que tiene una vida media de  $3.5 \times 10^5$  años. Se produce en la atmósfera a partir del  $^{36}\text{Ar}$  por interacciones con rayos cósmicos, también se genera en el subsuelo mediante procesos de captura de neutrones del  $^{35}\text{Cl}$ . Es muy caro de hacer, debido a su larga vida media, sin embargo puede ser detectado en cantidades muy pequeñas. Emite energía beta de 0,709 MeV.
- **Iodo-125 (I-125 o  $^{125}\text{I}$ ):** es un isótopo radiactivo del yodo, usado como yoduro de sodio. Es emisor gamma de 0.0354 MeV y su vida media es de 59.7 días, es adecuado para experiencias de corta a mediana duración.

### **3.8. FUNDAMENTOS DE LAS PRUEBAS DE TRAZADORES RADIATIVOS**

El método de los trazadores ha probado ser un arma muy poderosa en el estudio de muchos fenómenos físicos y químicos, sin embargo, han existido pocos esfuerzos para definirlo o enunciar claramente sus principios (LATNI, 2005).

La técnica consiste en introducir en un pozo inyector de agua una cantidad adecuada de radiotrazador, ésta va a ser diluida en el agua de inyección y ya en el yacimiento se dirige en mayor o menor grado a los pozos productores de petróleo, y al emerger la mezcla crudo-agua, son tomadas muestras en los pozos productores y posteriormente se examina su contenido de radiotrazador en un detector de actividad radiactiva. Efectuado este muestreo y posterior análisis sobre un cronograma de trabajo, se realiza una curva de respuesta de concentración de trazador vs tiempo.

De estas curvas, de concentración versus tiempo, se obtiene información que va a ser utilizada por la Ingeniería de Yacimiento y Producción para la optimización de extracción del crudo y aumento del conocimiento de la geología del terreno.

En la figura 3.4, se presenta esquemáticamente una prueba de inyección de trazadores; se inyectan los trazadores A y B, y se monitorean en los pozos productores 1 y 2.

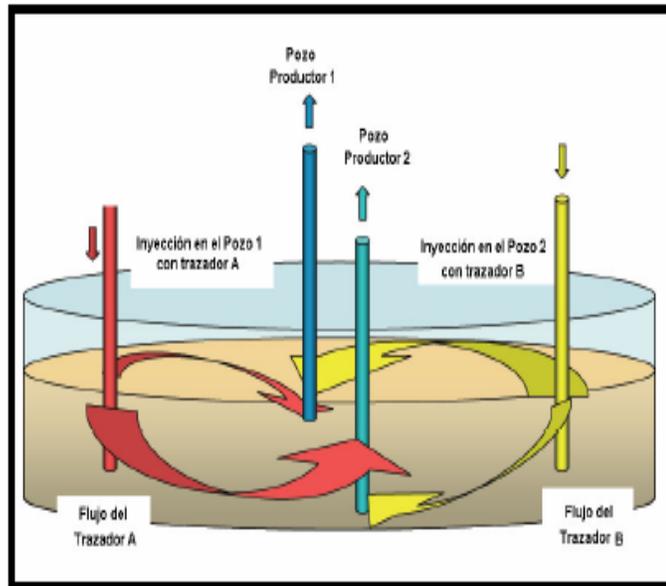


Figura 3.4. Esquema de una prueba de inyección de trazadores (Ramírez, 2008).

### 3.9. USOS E INCONVENIENTES DE LA TÉCNICA DE TRAZADORES RADIATIVOS

#### 3.9.1. Usos y Aportes

La industria del petróleo presenta uno de los campos más vastos e interesantes para la aplicación de técnicas nucleares debido al fuerte impacto económico de esta actividad en los países productores de hidrocarburos. Además, la información que dichas técnicas brindan no puede, por lo general, ser obtenida por otros medios.

El uso de trazadores en yacimientos de petróleo permite:

- El conocimiento de la comunicación entre pozos.
- Determinación de la zona de producción.
- Evaluación de la eficiencia volumétrica de barrido.
- Detección de fracturas.
- Es un medio para distinguir entre el agua inyectada y el agua de la formación.
- Obtener conocimientos sobre la morfología interna del yacimiento.

Cuando una empresa petrolera implementa la inyección de agua en un yacimiento, ésta requiere investigar acerca del flujo de los fluidos inyectados y su efecto sobre el desplazamiento de petróleo y gas, y por lo tanto, necesita describir y entender los yacimientos en estudio para determinar las características del flujo de los fluidos de inyección en estos complejos sistemas.

El flujo del fluido en la mayoría de los yacimientos de petróleo es anisotrópico. La estructura del yacimiento frecuentemente contiene gran heterogeneidad que conlleva a variaciones direccionales en la magnitud del flujo ya que la presencia de barreras de permeabilidad o canales de alta permeabilidad impiden el desplazamiento homogéneo de crudo por el agua inyectada. Como resultado de lo anteriormente expuesto, la manera en la cual el agua se mueve en el yacimiento puede ser difícil de predecir.

En casos donde el agua ingresa al campo de muchas fuentes diferentes manejando la operación de la inyección pueden venir dificultades. El añadir un trazador al agua inyectada es un medio para distinguir entre el agua inyectada y el agua de la formación o entre las diferentes aguas de los diferentes pozos de inyección en el mismo campo.

Las pruebas de producción de un pozo recién perforado son de gran importancia para determinar no sólo el caudal de petróleo emergente sino también el o los estratos que contribuyen a la producción.

En resumen, los resultados obtenidos de este tipo de estudios son críticos en la optimización en todas las operaciones de inyección de fluidos en un campo petrolero.

### **3.9.2. Inconvenientes o Reveses**

De acuerdo con lo reportado en la literatura, se presentan varios factores que conducen al fracaso de una prueba de trazadores. El resultado puede ser escasa o nula respuesta del trazador en los pozos monitoreados. El peor de los casos que puede presentarse es que no se detecte la presencia de trazador en los pozos monitoreados (Ramírez, 2008).

Como conclusiones de las experiencias reportadas se comenta que lo anterior es debido a:

- Selección inadecuada del trazador.
- Cantidad insuficiente de trazador inyectado.
- Programa de muestro inadecuado, es decir, mala selección de los pozos de observación y/o escaso número de muestras.
- Desplazamiento del trazador a través de fallas, fracturas o formaciones de alta permeabilidad presentes en la formación, que no fueron consideradas.

En el caso en que ocurra lo señalado en el último punto, se tendría un comportamiento muy diferente a lo esperado en el flujo de fluidos, ya que estas formaciones tienen características muy especiales que deben ser tomadas en cuenta tanto en el diseño como en la interpretación de la prueba, ya que su presencia hace

difícil predecir el movimiento del trazador, especialmente en yacimientos en los que se tienen un gran número de pozos inyectoros y productores.

Otro punto de interés es que el uso de los trazadores en la inyección de agua está basado en la suposición de que el movimiento del trazador refleja el movimiento del agua inyectada. Conforme lo anterior, la premisa es que el trazador estará adherido al agua inyectada a través de su viaje por la formación, sin pérdidas o retraso significativo. Pero esto depende de las reacciones químicas que se den en el yacimiento de acuerdo con la composición química del trazador y con las propiedades de la formación.

### **3.10. METODOLOGÍA DE LAS PRUEBAS DE TRAZADORES RADIATIVOS**

OIEA (2000), señala que en general, un experimento con trazadores consiste en inyectar en un punto  $P_i$  del sistema, entre  $t_i$  y  $t_i + \Delta t_i$  cierta actividad  $A_i$  incorporada a un volumen  $V_i$  de un producto marcado y observar la aparición y concentración de la actividad en función del tiempo en un punto  $P_o$ . Esta situación está representada en el diagrama en bloques de la figura 3.5.

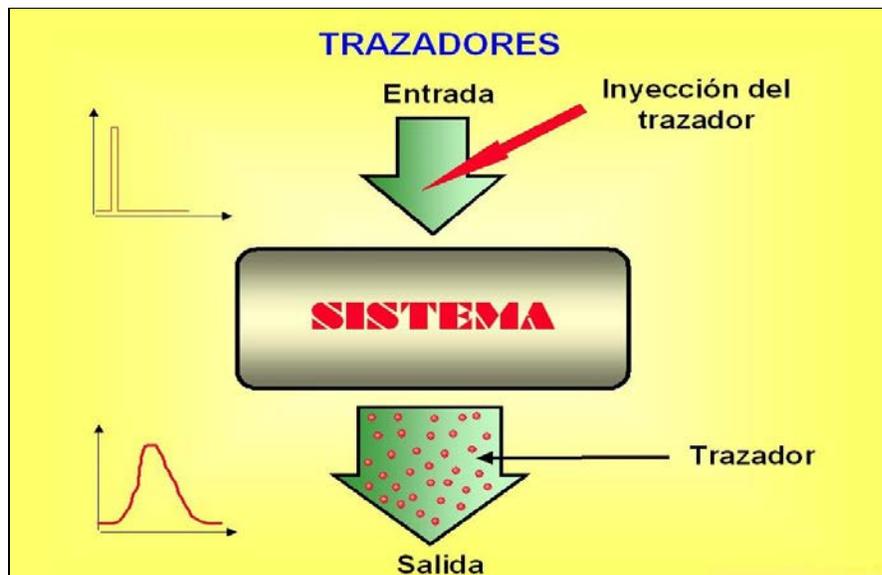


Figura 3.5. Esquema de la metodología de pruebas con radiotrazadores (Aranguren, s.f.).

El sistema físico materializado por la sustancia que evoluciona y las instalaciones del proceso, se pueden considerar como un operador matemático que transforma una función de entrada en una función de salida.

### 3.10.1. Funciones de Entraday Salida del Trazador

La condición inicial para una prueba de inyección de trazador en un yacimiento es concentración igual a cero antes de la inyección del trazador ( $C=0$ ). La forma de entrada más común del trazador es el pulso o impulso. Los radiotrazadores permiten obtener con relativa facilidad las funciones de salida correspondientes a diferentes funciones de entrada y, con ello, determinar ciertos parámetros del proceso.

- **Entrada en pulso o en impulso:** una cantidad predeterminada del trazador es inyectada instantáneamente dentro del fluido que ingresará al yacimiento. La función de entrada más comúnmente empleada en la práctica se da por impulsos delta de Dirac.

- **Impulso delta de Dirac:** todas las partículas del trazador son inyectadas en el sistema a tiempo cero ( $t=0$ ). La inyección se considera satisfactoria si el valor del tiempo de inyección ( $t$ ) es muy pequeño en comparación con el Tiempo Medio de Residencia (TMR), definido por la OIEA (2000) como el tiempo promedio en el que un dado material permanece dentro del sistema investigado. En la práctica, cuando la duración de la inyección es un 3% del tiempo medio de residencia del material dentro del sistema o yacimiento, el pulso obtenido se acerca a las condiciones ideales y se le llama pulso delta de Dirac.

Cuando el pulso o entrada del trazador no es un pulso Dirac, la inyección del trazador no es efectuada en un diferencial de tiempo sino en un lapso más amplio debido a factores presentes a la entrada del sistema, probablemente asociados a la presión, velocidad de flujo, etc. Estas formas de entrada serán tratadas con detalle en la sección 3.11.6.

En la figura 3.6, se observa la representación de un pulso de entrada delta de Dirac en el que se requiere un tiempo finito para que el trazador pueda ser inyectado a la entrada del sistema; además debe cumplirse lo siguiente:

$$C = 0 \quad \text{para } t < 0$$

$$C = C_{\max} \quad \text{para } 0 < t < \Delta t$$

$$C = 0 \quad \text{para } t > t + \Delta t$$

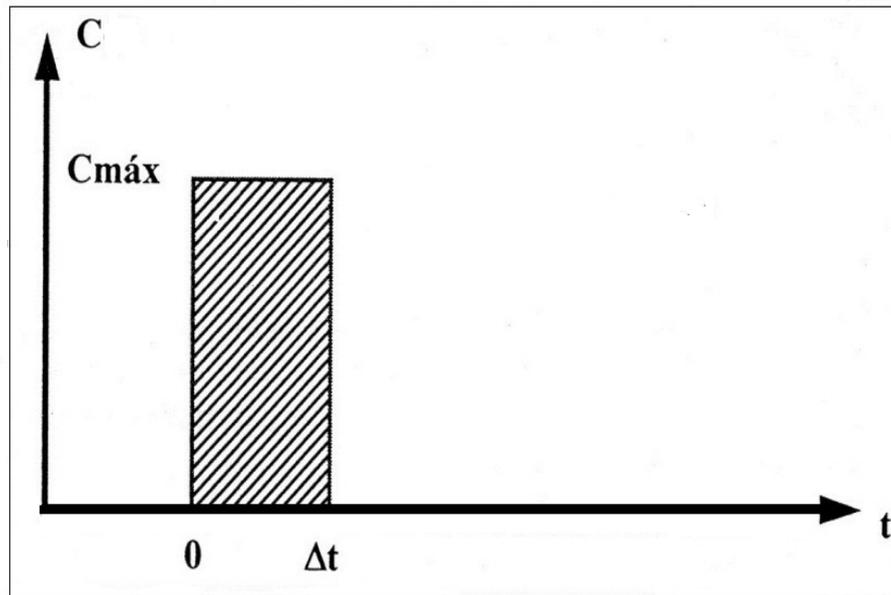


Figura 3.6. Pulso de entrada delta de Dirac del trazador (LATNI UCV, 2005).

Existen elementos básicos a través de los cuales se pueden estudiar las llamadas funciones de entrada y salida, respectivamente. Uno de estos elementos es la Distribución de Tiempos de Residencia (DTR). Éste es un factor de gran importancia para el estudio y análisis de resultados de las pruebas de trazadores; por lo tanto se hará énfasis en el mismo.

### 3.10.2. Distribución de Tiempos de Residencia (DTR)

La distribución de tiempos de residencia (DTR) es un concepto químico introducido por Danckwerts en 1953, con el objeto de analizar y describir el movimiento de los fluidos en sistemas industriales o de investigación (Constant, 2004).

La DTR está referida al TMR y ocurre debido a la existencia de patrones de flujo en el sistema. El método (DTR), en general, consiste en describir el balance de materia a la entrada y la salida del sistema estudiado, pudiéndose encontrar relaciones entre

concentraciones de partes o de la totalidad de los productos que lo constituyen. Esto puede lograrse mediante el marcaje de moléculas que entran durante un intervalo de tiempo dado y contándolas, como una función del tiempo, a la salida. Considerando que las partículas poseen edad cero cuando entran al sistema y adquieren una edad igual al tiempo gastado dentro de las fronteras del sistema, es decir el tiempo de residencia.

El trazador utilizado para el marcaje seguirá dentro del sistema el mismo paso de las partículas originales del material madre, y tendrá a la salida una cierta distribución que puede poner en evidencia que las moléculas emergentes han seguido diferentes trayectorias a través del sistema y, por ende, demorados lapsos de tiempos distintos en su recorrido.

Dicho sistema modifica la forma de entrada de la sustancia que le es incorporada de acuerdo a cómo él actúe sobre ella y deja su seña en la respuesta. Esa respuesta va a ser usada para poder realizar la investigación correspondiente.

Si se supone que la inyección de un trazador es realizada instantáneamente en  $t=0$  y si  $C(t)$  es la curva que representa la concentración del trazador en la salida del sistema, entonces se conoce la fracción de moléculas que viaja en un tiempo  $t$ ; puesto que  $C$  es una distribución de edades de las moléculas marcadas.

En la figura 3.7 se observa la curva de respuesta de concentración del trazador para distintos tiempos, donde se muestra además los puntos más característicos de la curva, que son: el tiempo de arribo, definido como el instante en el que la concentración de trazador en el agua extraída del pozo productor supera el límite de detección, el tiempo medio de residencia o TMR, también puede obtenerse el tiempo de máxima concentración de trazador y por último el tiempo final que se define como el instante en el que la respuesta cae por debajo del límite de detección.

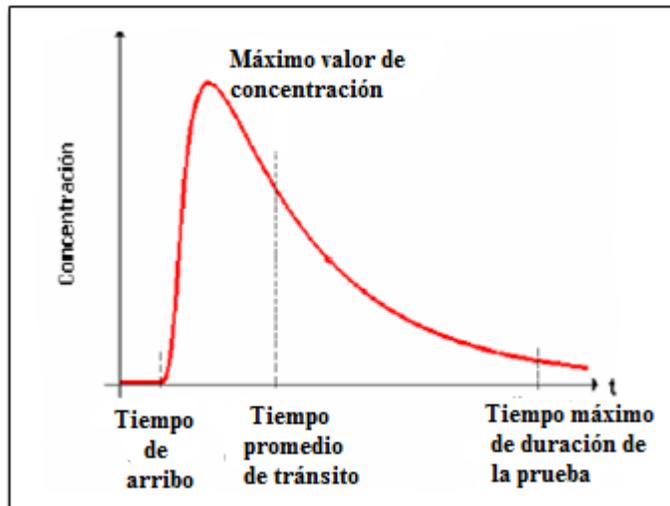


Figura 3.7. Curva hipotética  $C(t)$  del radiotrazador (Ramírez, 2008).

Los datos que permiten la construcción de la curva  $C$  deben, con anticipación, ser tratados con ciertas correcciones a fin de obtener una curva apegada lo más posible a la respuesta verdadera.

Con base en lo anterior, el punto siguiente señala las tres principales correcciones que deben aplicarse a los datos obtenidos a la salida del trazador.

- **Corrección de datos para la construcción de la curva de respuesta del trazador**

En caso de trabajarse con trazadores radiactivos la lectura entregada por cualquier instrumento de medición corresponde a un valor de actividad bruta. Para transformarla en actividad neta es necesario restar el fondo de radiación natural, el cual se obtiene a partir de la medición de la muestra extraída del respectivo pozo antes de la inyección (ver sección 3.11.3, inciso b). Sin embargo, si el trazador demora en aparecer, es decir si no se está en presencia de una canalización, puede obtenerse un valor más representativo del fondo calculando la media aritmética de las

primeras mediciones, teniendo en cuenta que cuanto más puntos se tomen menor será su coeficiente de variación.

Otra corrección está referida a que para poder comparar mediciones pertenecientes a muestras extraídas en distintos días se requiere corregir los resultados por decaimiento radiactivo. Si bien, en el caso del tritio el período es lo suficientemente largo como para que sean necesarias las correcciones cuando las diferencias son de algunos días, en el caso de que el muestreo se prolongue durante meses es conveniente efectuar esta corrección que implica una modificación en los datos de 0,46% mensual.

Una vez obtenida la curva  $C(t)$  y que se le ha aplicado las correcciones señaladas, se procede a la normalización, que consiste en dividir cada dato (de la curva) por el área bajo la curva (el número total de conteos) y multiplicar por el tiempo medio. Con estas correcciones se obtiene una nueva curva llamada función de distribución de tiempos de residencia normalizada o curva  $E(t)$ . En la construcción de la curva  $E$  se asume que el trazador es uniformemente introducido en la corriente de alimentación.

La función  $E$  es adimensional y se expresa de la siguiente forma:

Si el monitoreo no es adecuado y/o la cantidad de trazadores es insuficiente tan sólo se logra captar unos pocos puntos de la curva de surgencia, existe entonces gran incertidumbre en las partes más descriptivas de la curva, las cuales son el tiempo de arribo y el tiempo al cual se alcanza el máximo valor de la concentración. Así por ejemplo, Ramírez (2008) en la figura 3.8, señala que se presentan datos ilustrativos de un muestreo relativamente pobre. Los valores de tiempo de arribo y del punto máximo tienen incertidumbre grande debido a que existe mucho tiempo entre cada punto.

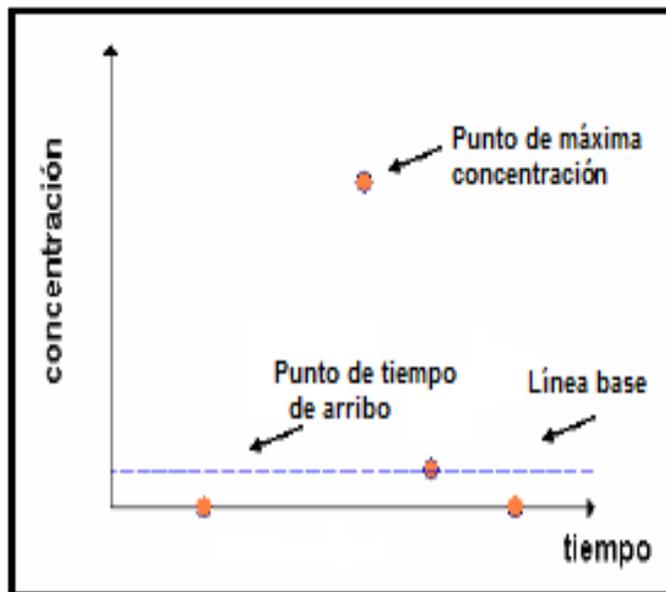


Figura 3.8. Tipo de respuesta del radiotrazador obtenida frecuentemente (Ramírez, 2008).

Para el ajuste de los datos de campo en las curvas de respuesta de trazador obtenidos con los modelos matemáticos, y en general para la interpretación de la prueba, se requiere además que la zona entre el tiempo de arribo y el tiempo promedio de tránsito esté suficientemente muestreada. En la mayoría de las pruebas la parte final de la curva no es muy descriptiva, ya que regularmente en esa parte se observa gran dispersión de los datos de campo.

El pobre muestreo que en ocasiones se dé podría solventarse empleando la extrapolación de datos. La cual es necesaria cuando el final de la curva del trazador está ausente como se ilustra en la figura 3.9. Antes de realizar la extrapolación se debe estar seguro que los valores de no cero al final de la curva son actualmente debido a una parada temprana de la adquisición de datos y no a alguna interferencia que consumió el trazador.

El objetivo de la extrapolación de datos es extender la curva del trazador en una forma plausible. El procedimiento más común es chequear que las actividades de conteo decrecen exponencialmente al final del experimento, esto puede ser realizado fácilmente graficando el logaritmo de las velocidades de conteo versus el tiempo, el cual debe exhibir un comportamiento lineal hacia el final (figura 3.9).

Una función exponencial de decaimiento debe entonces ser ajustada en esa parte de la curva, y los datos serán extendidos con esa función hasta que las velocidades de conteo sean despreciablemente pequeñas (figura 3.10). El número de puntos extrapolados debe ser obviamente razonable (el significado de razonable depende en mucho de los datos disponibles y del nivel de precisión deseado).

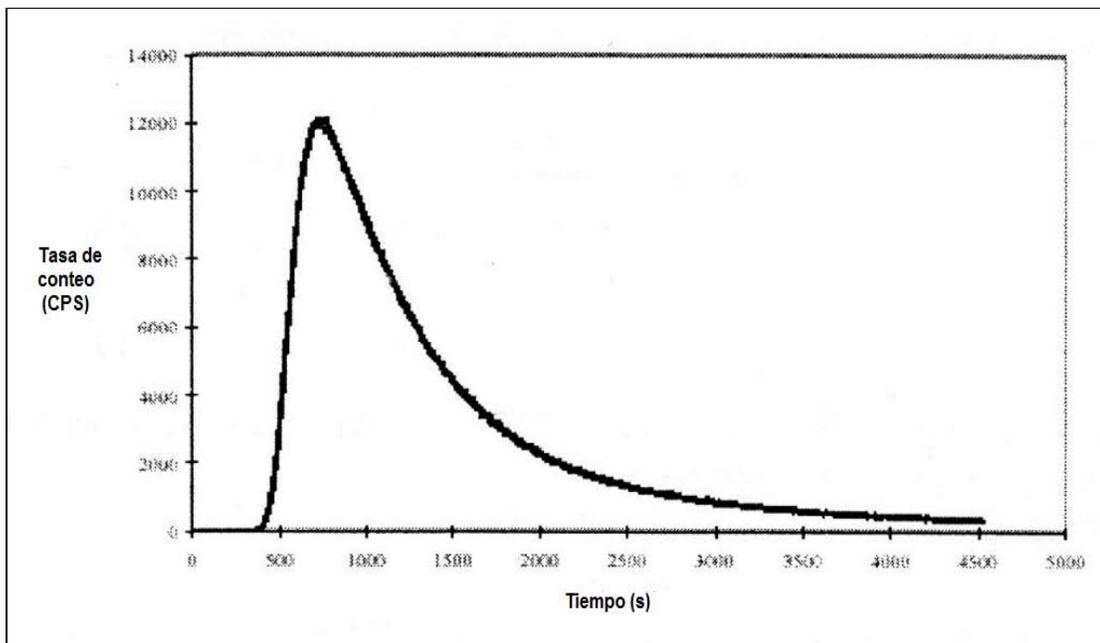


Figura 3.9. Curva incompleta de un experimento con radiotrazador (LATNI UCV, 2005).

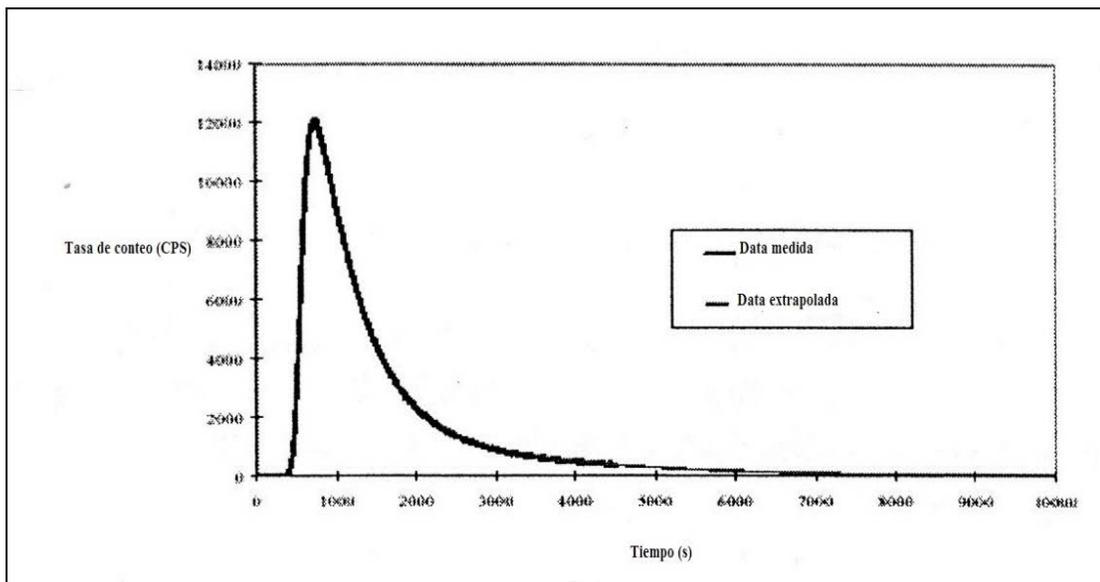


Figura 3.10. Extrapolación de la curva de radiotrazador (LATNI UCV, 2005).

Existe otro tipo de problema en la graficación de la DTR, el mismo está relacionado con las posibles fluctuaciones en el caudal de inyección de fluidos en el yacimiento ante el cual surge la posibilidad de implementar una representación volumétrica.

Si bien la curva  $E(t)$  es ampliamente utilizada cuando se trabaja en estudios de interconexión de pozos petrolíferos, adolece de algunos inconvenientes que limitan su utilidad. En efecto, variaciones en el caudal de inyección, comunes en cualquier yacimiento, producen alteraciones en las curvas de respuesta. Para evitar este inconveniente es una alternativa interesante representar la concentración de salida en el productor en función del volumen inyectado acumulado, siempre que se disponga de este dato.

La función así obtenida será insensible a las variaciones de caudal pero mantendrá la forma general de la curva  $E(t)$ . El volumen inyectado acumulado puede calcularse a partir del caudal de inyección.

En la figura 3.11 puede observarse la respuesta temporal y volumétrica para un mismo pozo, pudiendo comprobarse que ambas son idénticas formalmente.

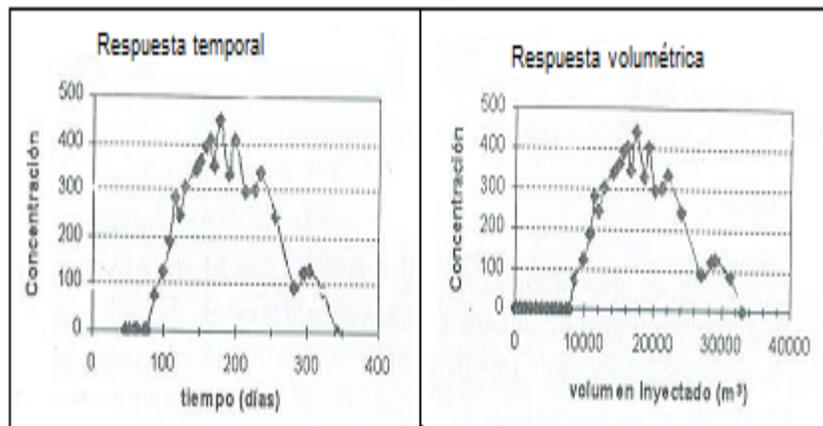


Figura 3.11. Comparación entre las respuestas temporal y volumétrica (OIEA, 2000).

La respuesta volumétrica en un pozo productor a un impulso de trazador en el pozo inyector representa el volumen de poros barridos por el agua de inyección en cada instante. La porción del volumen medio de poros barridos que afecta a un par inyector-productor se obtiene multiplicando el valor anterior por la fracción de trazador recuperada en el correspondiente productor.

### **3.11. DISEÑO DE LAS PRUEBAS DE RADIOTRAZADORES EN INYECCIÓN DE AGUA**

En su trabajo Ramírez (2008) y otros señalan que el diseño de las pruebas de trazadores es un paso vital para la implementación de éstas en campo. Si los proyectos no son bien diseñados es casi imposible obtener pruebas exitosas.

Para el diseño, es necesario primeramente definir de forma clara y específica los objetivos de la investigación, puesto que ellos determinarán la forma más conveniente de llevar a cabo, la preparación, realización y evaluación del experimento. Una vez establecidos los objetivos es posible seleccionar la vía más apropiada para alcanzar los mismos.

Basándose en lo anterior, es posible definir si es razonable y favorable el empleo de isótopos radiactivos en la solución del problema dado y/o si existe alguna posibilidad de utilizar otro trazador no radiactivo más apropiado desde el punto de vista técnico y científico. Además, la selección del método debe estar precedida por una estimación rigurosa de costo-beneficio.

Una vez que se ha concretado la aplicación de técnicas de trazadores radiactivos, el programa tiene que ser adaptado para satisfacer las necesidades de cada operador, que puede variar considerablemente con el tamaño del yacimiento, la información geológica disponible y el número de pozos de inyección y producción. Por lo tanto, se

precisa seleccionar el área adecuada para la prueba, la cual tiene pozos adecuados para inyección y monitoreo.

En el marco del diseño se determina la sustancia radiactiva más conveniente, es decir trazador o fuente radiactiva, su cantidad, la forma de aplicación, preparación, transporte y la inyección del trazador. Se escoge un modo óptimo de detección de la radiación y la colección o el registro de los datos de la medición. El tratamiento de los datos de la medición y la evaluación del experimento presupone conocimientos principalmente de las ramas del análisis numérico de datos y la modelación matemática de procesos.

El método de tratamiento de datos se selecciona según la finalidad para la cual se va a utilizar la información obtenida de los datos experimentales. Para el análisis y el estudio de procesos que no pueden prescindir de un modelo matemático se requiere la mayor cantidad de información posible. En este caso, el tratamiento del experimento recae principalmente en el análisis paramétrico, lo que requiere de un ordenador numérico.

Gran parte de las aplicaciones industriales de los radiotrazadores requieren información sobre la DTR de procesos industriales y sobre el TMR, parámetros que permiten evaluar la eficiencia y la calidad de los productos; por lo tanto, es necesario analizar detalladamente estos puntos dentro de la planificación del diseño de los experimentos. Cabe destacar que estos parámetros fueron puntualizados en la sección 3.10.

En todas las etapas del diseño, al igual que durante su ejecución, las consideraciones de protección radiológica (ver sección 3.16) cobran gran importancia; existen regulaciones relacionadas con las cantidades de sustancias radiactivas que deben ser manipuladas con seguridad, así como los niveles aceptables de actividad en los materiales de desecho.

De las relaciones citadas se desprende el carácter colectivo del trabajo, que requiere de la labor conjunta de especialistas de técnicas nucleares y electrónicas, en tratamiento y procesamiento de datos, en modelación matemática, de tecnólogos e ingenieros químicos y petroleros, entre otras especialidades.

De manera resumida, y tomando en cuenta lo antes expuesto, el diseño contempla una serie de observaciones previas a su ejecución; ellas son:

- Investigar y analizar acerca de las características del yacimiento: declinación de presión, distancia entre los pozos inyectores y productores, variación de porosidad en los pozos inyectores.
- Analizar las propiedades del material del proceso: fase, densidad y viscosidad.
- Examinar los parámetros del proceso: volumen, presión y temperatura.
- Mediciones de los niveles de radiación de fondo en las cercanías del lugar del ensayo.

Seguidamente se definirán los parámetros o pasos que constituyen el diseño de las pruebas de trazadores radiactivos en la industria petrolera:

### **3.11.1. Distancia y Selección de Pozos**

Los pozos de inyección de baja presión son los candidatos ideales. La distancia entre pozos inyectores y monitores también debe ser tomada en consideración porque tiene influencia en la selección del trazador y en el cálculo de la cantidad del mismo. Un espaciamiento pequeño de los pozos reducirá significativamente el costo de la prueba.

En el mismo orden de ideas, teóricamente, todos los pozos activos deben ser monitoreados en el campo. Sin embargo, el capital del proyecto limitará el número de monitores que pueden ser costeados. Por lo tanto, los pozos monitores deben estar

ubicados donde la irrupción de los trazadores es esperada con base al actual conocimiento del campo en estudio.

### **3.11.2. Selección del Trazador Radiactivo**

El método de radiotrazadores en la industria petrolera es totalmente dependiente del comportamiento del trazador que es representativo de la corriente que está marcando. Por tal dependencia, frecuentemente han sido usados estudios de laboratorio para seleccionar, filtrar y evaluar el comportamiento de trazadores candidatos disponibles antes de las pruebas reales. De igual manera, a veces, la correlación entre las pruebas de laboratorio y las reales en campo pueden ser complicadas debido a la casi imposible reproducción de todas las condiciones en laboratorio.

En general, para que un trazador pueda ser utilizado en este tipo de estudio debe cumplir con los próximos requerimientos como lo describen Figueroa y Paz (1998) y LATNI UCV (2005).

Un trazador ideal debe:

- Comportarse de la misma forma que el material sujeto a investigación.
- Seguir pasivamente la fase marcada, sin interaccionar con la roca y fluidos del yacimiento.
- Ser fácilmente detectable en bajas concentraciones. El trazador debe permitir factores de dilución muy elevados, es decir, con una cantidad razonablemente pequeña ha de poder marcarse y detectarse volúmenes muy grandes de fluido.
- La detección debe ser inequívoca.
- Ser fácilmente soluble en la fase a marcar.
- No debe ser adsorbido por los materiales sólidos del sistema.

- La cantidad del trazador a utilizar para una experiencia no debe modificar en forma significativa, la densidad, viscosidad o temperatura del fluido a marcar, a fin de que no se produzcan alteraciones en el flujo natural.
- Ser de bajo costo.
- Tener valores de toxicidad y radioactividad dentro del marco de la normativa legal.

La supervivencia de los trazadores y la cercanía con que éstos siguen al agua inyectada a través de una formación sin pérdida significativa o retraso depende de su composición química y de la naturaleza de los yacimientos petrolíferos en los que se utilizan. Estos yacimientos tienen ciertas propiedades que actúan como limitaciones sobre las propiedades permisibles de los trazadores. Dichos yacimientos tienen generalmente superficies cargadas negativamente y contienen cantidades variables de arcillas con altas capacidades de intercambio catiónico.

Los iones absorbidos sobre las superficies del yacimiento son libres para intercambiarse con iones en solución y tienden a estar en equilibrio con ellos. Éste es un proceso reversible definido por Zemel (1995) como intercambio iónico. Las superficies del yacimiento cargadas negativamente absorben iones cargados positivamente por fuerzas electrostáticas. Si los iones trazadores están cargados positivamente, pueden intercambiarse con los cationes adsorbidos sobre las superficies del yacimiento. Por ejemplo, el agua tritiada puede perder tritio al yacimiento por intercambio con iones de hidrógeno en el agua congénita o con otras fuentes fijas de iones de hidrógeno.

Los iones trazadores son inmóviles en la superficie y sólo se mueven a la velocidad del agua cuando están en el agua. Dependiendo de la naturaleza del catión, existe una probabilidad de que ellos van a pasar una cierta fracción de tiempo en la superficie, por lo que los iones trazadores se retrasan en relación con el paso del agua por la fracción de tiempo que pasan sobre la superficie inmóvil. La velocidad del pulso del

trazador que contiene iones cargados positivamente, por lo tanto, será más baja que la velocidad del agua. Si el catión es muy fuertemente absorbido por la superficie, puede ser esencialmente inmóvil y perder así su capacidad totalmente de trazar el agua, temporalmente.

En los casos donde el intercambio es irreversible, o cuando hay un cambio en la forma química como por ataque bacteriano o reacción química, alguna o la totalidad del trazador nunca podrá ser producido con el agua. En este caso, el trazador no se conserva y ya no es ideal.

En cuanto al gasto, generalmente, el costo de los volúmenes de agua involucrados en la mayoría de las inyecciones de agua es alto, por lo que se requiere una alta dilución de los trazadores inyectados.

El elevado costo de mano de obra impide el uso de muchas manipulaciones químicas para el análisis de muestras. Por lo tanto, los trazadores elegidos deben ser fácilmente analizados utilizando métodos automáticos o semiautomáticos de alta sensibilidad y selectividad. Los materiales radiactivos son especialmente adecuados para este propósito, ya que la combinación de la forma química adecuada y las propiedades específicas de radiación proporcionan una alta sensibilidad y selectividad.

Por otra parte, se debe señalar que en la selección del trazador es importante tomar en cuenta el control de calidad, puesto que es éste un factor que muy poco se ejerce en la venta de los trazadores de inyección de agua. La calidad declarada de los marcadores es generalmente aceptada por su valor nominal. Pocas personas buscan pruebas de cualquier pureza radioquímica (Zemel, 1995).

La mejor manera de verificar la calidad real de un trazador es mediante el análisis de una alícuota de material trazador a ser inyectado. En este contexto, una alícuota es un

pequeño volumen, medido de la solución del trazador real enviada por inyección al campo. Esta alícuota se puede analizar por el proveedor, la empresa de servicios, el usuario, o en un laboratorio independiente.

Además de los requerimientos ya expuestos, elementos como el tiempo de vida media o período de semidesintegración, la actividad específica, el tipo y la energía de radiación, son otros de los parámetros fundamentales a considerar en la selección del trazador. Los mismos serán detallados a continuación:

- **Vida media o período de semidesintegración del radiotrazador ( $T_{1/2}$ )**

Se puede definir como el tiempo que debe transcurrir para que un material con una actividad  $A_0$  en un instante, arbitrariamente fijado como  $t = 0$ , se reduzca a una actividad  $A_0/2$ .

Así, después de un intervalo de tiempo igual a la semi-vida,  $T_{1/2}$ , sólo quedan  $A_0/2$  núcleos radiactivos; luego de dos semi-vidas sólo quedan  $A_0/4$  núcleos radiactivos y así sucesivamente.

La ecuación que relaciona al período de semidesintegración con otros parámetros físicos es la 3.4 (ver apéndice I).

$\lambda$ : es la probabilidad de desintegración por unidad de tiempo del radioisótopo considerado. También es conocida como constante de desintegración o de decaimiento.

Este tiempo debe ser lo suficientemente largo para la detección hasta el final del experimento, de modo que permita disponer de tiempo para transportar el trazador desde el reactor nuclear o lugar donde se produzca hasta el lugar de experimentación, para la preparación del trazador y para completar las mediciones. Por ejemplo, el  $^3\text{H}$  y  $^{14}\text{C}$  son  $\beta$ -emisores con una vida media alta; por lo tanto, son marcadores adecuados desde el punto de vista de la retención de la actividad durante un tiempo de difusión típica de inyección de agua, al igual que el  $\gamma$ -emisor  $^{60}\text{Co}$ .

En el mismo orden de ideas, el tiempo requerido para el transporte del trazador al sitio de prueba y colocarlo hacia dentro del hoyo o en una línea de recolección consume la mayoría de los trazadores de vida corta antes de que puedan ser utilizados.

Una solución práctica a la situación anterior y que se ha venido utilizando con mucha frecuencia últimamente es el uso de generadores radioisotópicos, los cuales constan de un par de isótopos radiactivos. Éstos son sistemas en los cuales un isótopo radiactivo con un  $T_{1/2}$  relativamente grande (isótopo padre), al desintegrarse genera otro isótopo radiactivo de  $T_{1/2}$  menor (isótopo hijo). El generador de isótopos se aprovecha de la larga vida media del isótopo padre para transportar el trazador hijo de corta duración al sitio según sea necesario. Brevemente se puede describir su funcionamiento de la forma siguiente:

Un radioisótopo padre con un  $T_{1/2}$  largo es retenido en un medio de soporte apropiado, posiblemente un intercambiador iónico. El decaimiento radiactivo del isótopo padre conlleva a la formación de un isótopo hijo, químicamente disímil y de menor  $T_{1/2}$ . El isótopo hijo es separado del padre por elución del sistema y puede ser empleado como radiotrazador.

Después de la elución, la actividad del hijo en el medio soporte crece exponencialmente hasta que alcanza un nuevo equilibrio con la actividad del padre; pero luego, al transcurrir el tiempo, la actividad del isótopo hijo obtenida en las eluciones va siendo menor, producto del decaimiento del isótopo padre. El proceso de elución puede repetirse de nuevo y obtener así una nueva fracción del isótopo hijo.

Las ventajas derivadas del empleo de generadores radioisotópicos en la industria son obvias, en muchos casos es la única vía que poseen países que no cuentan con instalaciones nucleares de producción de radioisótopos para realizar trabajos en este campo.

Es importante señalar que existe un conjunto de requerimientos que deben satisfacer los generadores radioisotópicos para ser empleados en la práctica industrial, ellos son:

- Que sean comercialmente accesibles a un costo moderado.
- El período de semidesintegración del isótopo debe ser relativamente largo.
- Deben ser emisores gamma con energías superiores a los 140 KeV para que puedan ser detectados a través de las paredes de los equipos sin sufrir grandes alteraciones por el fenómeno de adsorción.
- El material elucido (el radiotrazador) debe obtenerse en forma que sea física y químicamente compatible con el material del fluido que se vaya a marcar de forma tal que puede ser inyectado en el proceso sin demoras y sin la necesidad de realizar tratamientos químicos complicados.

Con base al cumplimiento de los requerimientos señalados, a continuación se presenta una tabla con los principales generadores radioisotópicos útiles empleados en la industria.

Tabla 3.2. Generadores radioisotópicos útiles para aplicación en la industria (OIEA, 2000).

Isótopo Padre		Isótopo Hijo	
Radioisótopo	Vida Media	Radioisótopo	Vida Media
$^{99}\text{Mo}$	66.7 horas	$^{99\text{m}}\text{Tc}$	6.02 horas
$^{137}\text{Cs}$	30.2 años	$^{137\text{m}}\text{Ba}$	2.55 minutos
$^{113}\text{Sn}$	115 días	$^{113\text{m}}\text{In}$	99.5 minutos
$^{68}\text{Ge}$	287 días	$^{68}\text{Ga}$	68.3 minutos

Aún cuando los trazadores de corta vida media requieren el uso de generadores radioisotópicos por no poseer un tiempo vida lo suficientemente largo como para poder ser detectados al final del experimento, vale la pena señalar que éstos reducen sustancialmente los problemas asociados con la contaminación de los fluidos producidos y la liquidación de actividad residual, puesto que al proporcionar un trazador, en el lugar de medición, de corta vida media, la radiactividad desaparece por desintegración antes de que la contaminación se convierta en un problema difícil de solucionar y que luego interfiera en experimentaciones posteriores.

- **Actividad específica**

Constant (2004) la define como la actividad por unidad de volumen o masa que el material radiactivo pueda tener. Mientras más alta sea la actividad radiactiva específica de un material seleccionado como trazador, será menor la cantidad o volumen de material necesaria para efectuar el estudio.

La unidad de actividad es el Becquerel, Bq (Sistema Internacional). Sin embargo, la unidad más usada es el Curie (ver apéndice II). De allí que suele expresarse la actividad específica como Ci/gr, Ci/mL, TBq/gr, GBq/mL, entre otros (ver apéndice III).

La actividad específica es un factor importante a ser considerado desde el punto de vista de seguridad radiológica. Normalmente, se debe tratar de transportar pequeños volúmenes del trazador hacia el lugar donde se va a realizar la experiencia ya que son más fáciles de blindar y maniobrar.

En cualquier investigación con trazadores radiactivos, es determinante que la cantidad total de actividad añadida sea suficiente para que luego de la dilución y las posibles dispersiones, pueda ser detectada y medida. En esto también influye la forma de medición, es decir, si la misma se realiza in situ a través de las paredes de la instalación (requiere de mayores actividades) o tomando muestras independientes extraídas del sistema (requiere menores actividades).

A partir del conocimiento de la actividad total que debe ser añadida y del tipo de medición a realizar, se puede calcular la actividad específica del radiotrazador. Esta actividad no debe ser mayor que el límite máximo calculado a partir de consideraciones de protección radiológica.

- **Tipos de radiación**

La selección de la energía de radiación del trazador depende del sistema de medición disponible y de consideraciones sobre el blindaje. En general, mientras más alta sea la energía, más fácil resulta la detección del trazador, especialmente si la medición se realiza in situ, lo cual también asegura que sólo sea necesaria la adición de pequeñas cantidades del mismo. Sin embargo, mientras mayor sea la energía de la radiación mayor son los requerimientos de blindajes. Las consideraciones de blindaje son

importantes a tomar en cuenta para el transporte, preparación e incorporación del trazador al sistema en estudio.

Existen tres tipos de energía de radiación, Bulbulian (1996) las define de la siguiente manera:

- 1. Radiación alfa ( $\alpha$ ):** nombre dado a la radiación o partícula emitida por un núcleo inestable; está formada por dos neutrones y dos protones, o sea, un núcleo de helio-4.
- 2. Radiación beta ( $\beta$ ):** nombre dado a la radiación o partícula que consiste en un electrón, positivo o negativo, emitido en la desintegración de un núcleo atómico.
- 3. Radiación gamma ( $\gamma$ ):** radiación electromagnética emitida durante una desexcitación nuclear; es extraordinariamente penetrante.

Los radioisótopos emisores  $\alpha$ , al ser de muy corto alcance, son desechados debido a lo difícil de su detección en muestras de gran volumen y a su alta radiotoxicidad.

Los emisores  $\beta$ , en ocasiones son ventajosos debido a que no poseen alto grado de toxicidad y a que los requerimientos de blindaje son pequeños, incluso para altas actividades del radioisótopo.

El empleo de emisores  $\gamma$  presenta las ventajas asociadas con su alto poder de penetración, especialmente si la medición se realiza in situ. El principal inconveniente del empleo de emisores  $\gamma$  está relacionado con la necesidad del uso de blindajes pesados en el traslado, preparación, inyección y medición del trazador.

Es de resaltar que no existe ninguna sustancia que pueda ser utilizada como trazador universal, es decir que cumpla con todos los requerimientos mencionados previamente, pero hay unas que se acercan más que otras.

Obviamente, en un proceso de inyección de agua, el mejor trazador es el agua misma, en cuyo caso el tritio (en forma de agua tritiada) es probablemente la mejor opción, el de mejor rendimiento y más ampliamente utilizado marcador en la industria. Su detección a bajas concentraciones se realiza de forma relativamente fácil debido a la alta sensibilidad de los equipos de medición.

### **3.11.3. Estimación de la Cantidad del Trazador Radiactivo**

Según trabajos realizados por el LATNI UCV (2005) y la OIEA (2000), el límite más bajo de la cantidad de trazador se estima según la sensibilidad del método de medición, la dilución en la inyección y su detección en el lugar de muestreo o de medición, nivel de fondo de la radiación, entre otros. El límite superior es fijado de acuerdo a consideraciones de las reglas de seguridad radiológica.

Cabe señalar que una cantidad insuficiente de material radiactivo conllevará a la falla de esta costosa prueba.

Para un cálculo exacto de la actividad o masa a inyectar en un estudio de interconexión de pozos petrolíferos debería de recurrirse a un modelo matemático que permitiera simular la respuesta del arreglo tomando como base los parámetros del yacimiento y luego, considerando la sensibilidad de la técnica de medición, hiciera posible determinar la actividad o masa necesaria para obtener una respuesta representativa y con bajo error estadístico. Pero, por lo general, no se dispone de un modelo de estas características.

No obstante, a efecto de tener una idea del orden de magnitud de la actividad necesaria y por falta de mayor información puede suponerse que la concentración media de salida en el pozo productor está dada por el coeficiente entre la actividad inyectada y el volumen de poros de un cilindro cuyo radio sea igual a la distancia entre pozos y cuya altura sea el espesor de la capa. Este volumen puede ser definido por medio de la siguiente expresión:



- b. Nivel de radiación de fondo.
- c. Pérdidas esperadas del trazador.

#### **a. Nivel de dilución**

Una ocurrencia común en todos los experimentos con trazadores es la dilución del mismo entre los puntos de inyección y detección en el sistema bajo investigación.

El trazador debe permitir factores de dilución muy elevados, es decir, con una cantidad razonablemente pequeña ha de poder marcarse volúmenes muy grandes de fluido, pero se debe evitar una dilución excesiva del marcador, puesto que haría difícil su detección. Por otro lado, se debe tener en cuenta para el cálculo de la cantidad de trazador que el mismo se disolverá en todo el volumen del yacimiento (se considera la arena neta total).

#### **b. Nivel de radiación de fondo**

El nivel de radiación de fondo se debe conocer antes de realizar la prueba con radiotrazador para la estimación de la cantidad de actividad requerida (ver sección 3.15.3). En general, la concentración del trazador debe ser por lo menos 5-10 veces el nivel de radiación del fondo en los puntos de medición. Sin embargo, requerimientos de alta exactitud exigen que la concentración debe ser de alrededor de 100 veces el nivel del fondo radiacional imperante (OIEA, 2000).

#### **c. Pérdidas esperadas del radiotrazador**

Las pérdidas debidas a la dispersión del trazador por causa de la corriente, la adsorción, evaporación, y otros, deben ser tomadas en consideración cuando se calcula la cantidad de actividad para un experimento en particular con radiotrazadores.

#### **3.11.4. Preparación del Trazador Radiactivo**

La preparación de trazadores en cantidades de campo para el marcado de inyección de agua es un área especializada. Normalmente, es hecha en un laboratorio especial y debidamente autorizado para este fin, con personal entrenado y especializado en el uso seguro de los procedimientos de radioquímica. La mayoría de las empresas de servicios o usuarios de estos marcadores no están involucrados en su preparación.

#### **3.11.5. Transporte del Trazador Radiactivo**

La Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA) con sede en Viena, Austria, establece el Reglamento de Transporte y Almacenamiento de Materiales Radiactivos, que constituyen la base de diversas normas de los países miembros de la mencionada agencia, lo que garantiza la uniformidad en cuestiones tales como contenedor de la exposición máxima permisible de diseño, entre otros.

Es necesario contar con personal experto para hacer frente a todos los aspectos de manejo y transporte de materiales radiactivos por tierra, mar o aire, y para obtener todas las autorizaciones de los organismos reguladores pertinentes antes de proceder (Wheeler y otros, 1985).

Para trazadores  $\beta$ -emisores la debilidad de la radiación significa que el peligro de radiación para el personal es insignificante, y pueden ser utilizados envases ligeros para el transporte.

Para los trazadores  $\gamma$ -emisores los contenedores deben ser mucho más voluminosos y pesados, debido a la protección de plomo requerida.

### **3.11.6. Inyección del Trazador Radiactivo**

La inyección de un trazador radioactivo en un pozo inyector y su posterior detección en un productor determina la fuente de procedencia del fluido producido y semicuantifica la tasa de movimiento del fluido inyectado.

La inyección del trazador hacia el yacimiento se puede efectuar de dos maneras: continua o instantáneamente (esta última también llamada inyección en pulso). Lo más recomendable es que la inyección sea del tipo instantánea; de hecho, esta es la más usada en un yacimiento; aunque a veces es deseable emplear una inyección continua.

1. Inyección continua: un volumen de trazador diluido se inyecta mediante el bombeo de forma continua en el tiempo. La velocidad de bombeo se ajusta preferiblemente a la velocidad del flujo de inyección. El tiempo de inyección puede ser tan largo como un año o más.
2. Inyección instantánea o en pulso: el volumen total del trazador se inyecta dentro de un período de tiempo que es corto en relación con su movimiento entre el inyector y el productor. La situación anterior se cumple fácilmente cuando se emplean radiotrazadores debido a los pequeños volúmenes involucrados (pocos mililitros) y a que el tiempo de tránsito es muy largo en el sistema (varios meses). En la práctica, los tiempos de inyección de hasta varias decenas de horas se pueden considerar una inyección de pulsos. Esta inyección es más barata de realizar que la continua.

En las subsecuentes etapas del sistema, al trazador se le puede seguir con detectores adecuadamente colocados, pero requerirá más actividad debido a la dilución que sufre el pulso inyectado, originalmente.

Cuando la técnica de radiotrazadores empezó a emplearse en la inyección de agua, era común transferir el trazador concentrado desde un contenedor a un pozo de inyección a mano. Jeringas hipodérmicas eran un medio común de transmisión. A medida que la actividad de las cantidades de trazadores inyectados fueron aumentando, estos procedimientos fueron sustituidos por métodos que eliminan la manipulación de fuentes abiertas en el campo (Zemel, 1995).

Con el fin de evitar la manipulación directa del material radioactivo, en la actualidad se emplean dos tipos de técnicas para la inyección ellas son la inyección directa y la inyección por derivación.

En general, el método directo consiste en inyectar la solución acuosa que contiene el marcador directamente en un tramo de la línea de inyección de agua. Es posible, hacer arreglos para la dilución de la muestra del marcador en tanques de almacenamiento, seguida de una inyección por medio de bombas de alta presión en la línea de agua (Wheeler y otros, 1985).

El empleo de una bomba dosificadora es una de las posibles alternativas para lograr una correcta inyección cuando la presión en la boca del pozo productor es superior a la atmosférica. La bomba se alimenta de un recipiente en el que se encuentra la solución marcadora acoplándose su salida al caudal principal de inyección de agua de formación. Mientras que, si la presión en la boca del pozo productor es inferior a la atmosférica, la inyección puede efectuarse en forma directa por medio de una pequeña bomba peristáltica. La figura 3.12 muestra los esquemas de ambas alternativas.

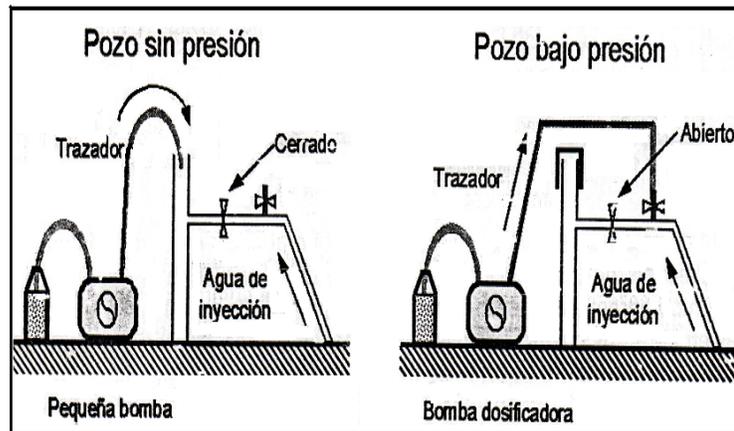


Figura 3.12. Inyección de radiotrazador mediante bombas (OIEA, 2000).

Otra posibilidad consiste en tomar una derivación del caudal normal de inyección y hacerla pasar por el recipiente que almacena el trazador. Accionando válvulas adecuadamente dispuestas se logra arrastrar el fluido en forma efectiva. Esta alternativa que es la más barata. La figura 3.13 presenta un esquema representativo de esta técnica de inyección.

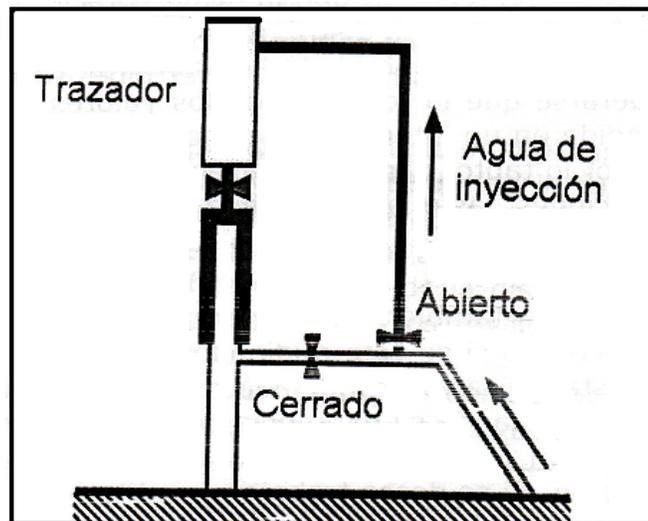


Figura 3.13. Incorporación de radiotrazador mediante una derivación del agua de inyección (OIEA, 2000).

Cabe señalar que dos situaciones diferentes pueden tener lugar acerca de la presión de inyección:

1. En algunos casos la presión en la superficie es igual a la presión atmosférica y por consiguiente el trazador puede verterse directamente en el caudal del pozo sin ningún dispositivo especial.
2. Sin embargo, una situación más general implica trabajar con presiones de alrededor de 150 psi cuando la inyección directa no es posible.

### **3.11.7. Muestreo de Trazadores Radiactivos**

El muestreo es en extremo importante en la prueba. Es uno de los pasos más simples y por sí solo no puede asegurar el éxito de una prueba, pero un pobre muestreo definitivamente llevará a la costosa prueba a un fracaso. Existen muestreadores automáticos disponibles, por lo que es mejor tomar muestras adicionales que no tomar suficientes, a fin de dar una buena curva de concentración frente al tiempo. (Du y Guan, 2005).

Normalmente, el muestreo es realizado por el personal del yacimiento, tomando para el análisis una muestra de 1-2 litros de agua producida en función del número de marcadores a ser ensayados (Wheeler y otros, 1985).

Durante esta fase, la OIEA (2000) acota que es importante rotular los frascos que almacenan las muestras con algún medio indeleble, escribiendo sobre ellos una referencia alfanumérica fácilmente identificable; cada envío de muestras debe acompañarse de una planilla que indique el número de pozo al que pertenece cada una de ellas (especificando el tipo de trazador) y la fecha de extracción. Además, cuando se toma más de una muestra diaria debe indicarse también la hora.

El plan de muestreo debe comprender una alta frecuencia de toma de muestras durante los días inmediatamente posteriores a la inyección, para luego ir disminuyendo el ritmo a medida que transcurre el tiempo. Dos muestras diarias los primeros dos o tres días, una por día la semana siguiente y así sucesivamente hasta llegar a una muestra semanal cuando hayan pasado algunos meses, suele ser un plan racional. Muchas veces la respuesta del pozo suele aparecer en forma tardía y extenderse durante muchos meses y hasta años dependiendo de la distancia del pozo de inyección a los pozos de producción y de la estructura del yacimiento. En estos casos, luego del primer año de muestreo, una muestra mensual resulta suficiente.

El motivo de la alta frecuencia inicial es la posibilidad de detectar la presencia de una canalización a través de la cual el trazador emerja en el pozo productor muy rápidamente.

Debe recordarse que antes de la inyección es necesario extraer una muestra de cada productor a los efectos de poder cuantificar el fondo de radiación natural.

Según PDVSA (2001), en general, para la preparación de muestras:

- Se toma la muestra en el cabezal del pozo productor.
- Se separan las fases agua y petróleo.
- La muestra de agua es analizada para detectar presencia de algún trazador.

Finalmente, para llevar en forma ordenada un registro de los resultados del muestreo se recomienda la utilización de la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Registro de muestreo (Rodríguez, 2001).

Pozo productor	Trazadores	Frecuencia del monitoreo (semanal, quincenal, mensual)	Resultados

### 3.11.8. Análisis de la Información de Pruebas de Radiotrazadores

La detección de algún trazador en un pozo productor (o monitor) permite relacionar éste con un determinado pozo inyector. De esta relación estímulo-respuesta a través de pozos inyector-productor se adquieren datos que permiten obtener curvas de seguimiento, producto del estudio de la DTR (descrito en el punto 3.10.2), las cuales resultan del análisis en cada pozo productor. El desarrollo de la curva permite, a través de un elaborado análisis, determinar la situación y adquirir un modelo estático del sistema.

La comparación de curvas de ruptura real con las predichas por modelos informáticos puede destacar las regiones de comportamiento inesperado en el yacimiento. Por ejemplo, la presencia de zonas de alta permeabilidad, fallas, canalizaciones y otros factores, que pueden conducir a un rápido transporte del agua del pozo de inyección al productor, lo cual conlleva a una eficiencia de producción reducida y a la formación de incrustaciones (Wheeler y otros, 1985).

A continuación, se presentan cuatro de los tipos más frecuentes de curvas obtenidas con la respectiva información que de ellas se desprende.

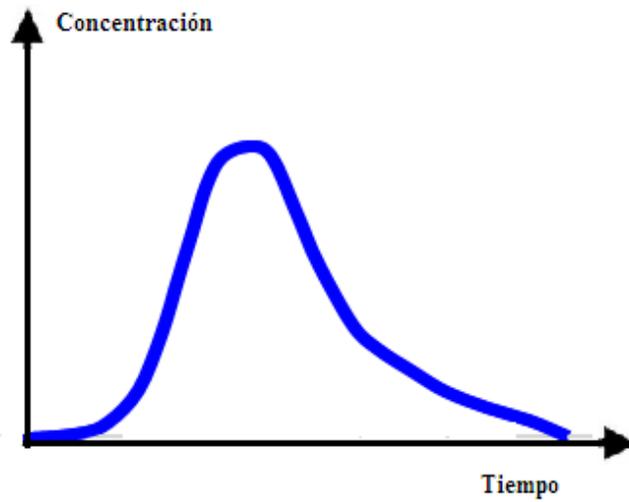


Figura 3.14. Curva de análisis de un sistema homogéneo (PDVSA, presentación técnica interna, 2001).

Este tipo de curva representa un canal uniforme entre inyector y productor, homogéneo, sin cambios de transmisibilidad y/o barreras.

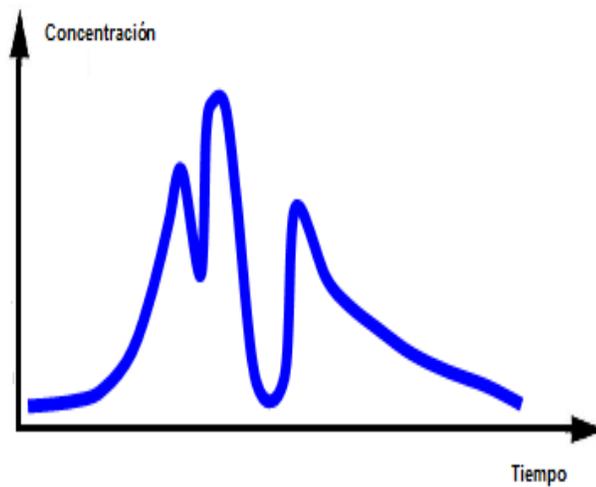


Figura 3.15. Curva de análisis de un sistema heterogéneo (PDVSA, presentación técnica interna, 2001).

La curva 3.15 caracteriza un canal y presencia de barreras entre inyector y productor, falla, cambio de transmisibilidad y cambio de facie.

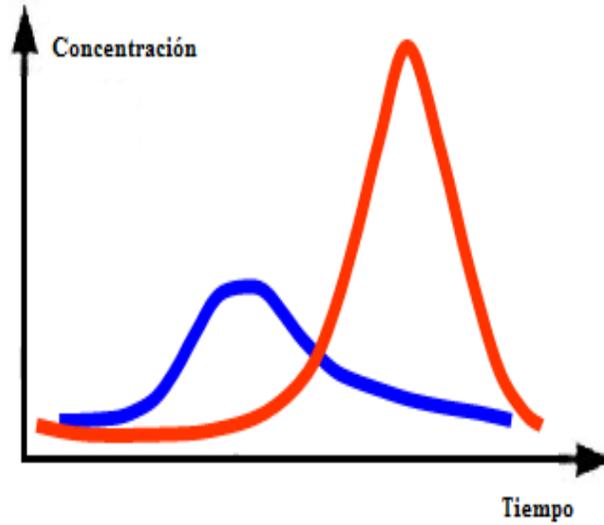


Figura 3.16. Curvas de análisis de un sistema homogéneo influenciado por dos inyectores (PDVSA, presentación técnica interna, 2001).

La figura 3.16 representa la típica curva de un sistema homogéneo entre inyector y productor. Influencia de dos inyectores.

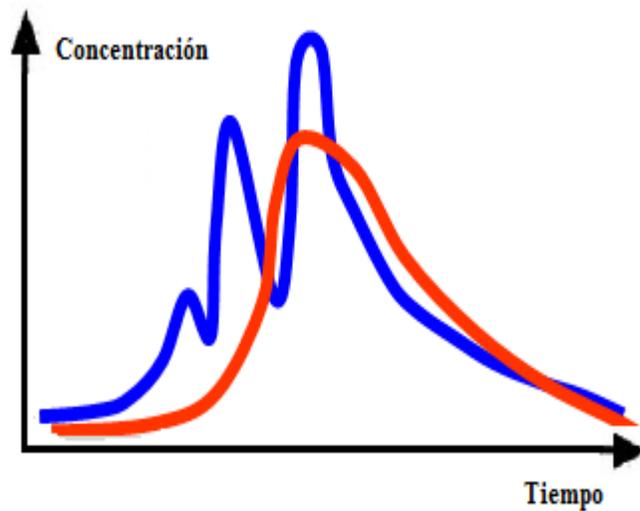


Figura 3.17. Curvas de análisis para un pozo productor en medio homogéneo y otro en medio heterogéneo (PDVSA, presentación técnica interna, 2001).

La figura 3.17 representa un típico sistema heterogéneo entre un productor y un inyector, y un sistema homogéneo entre un inyector adicional.

Como ya se mencionó, de estas curvas se puede obtener el tiempo de arribo del trazador, tiempo medio de residencia y el tiempo final y, a través de éstos puede conocerse la velocidad mínima, media y máxima de desplazamiento del agua inyectada, respectivamente; si se cuenta con el valor de la distancia entre los pozos inyectores y productores.

Por otro lado, el cociente entre la cantidad de trazador recuperado en el pozo considerado y la inyectada representa la fracción de agua inyectada que alcanza dicho pozo. La suma de estas fracciones debería de ser unitaria para todos los pozos de un arreglo lo que implicaría una recuperación total del trazador inyectado y un perfecto balance de masas. Sin embargo, la recuperación total suele oscilar entre el 30% y el 80% para el caso del tritio que es el trazador ideal para el agua debido a que el mismo continúa su desplazamiento hacia los puntos más alejados del yacimiento y a que, en

algún momento, su concentración cae bajo el límite de detección aunque mantenga su presencia en mínimas concentraciones.

### **3.11.9. Programas de Computación para Pruebas de Radiotrazadores**

Según el LATNI UCV (2005), hoy en día, afortunadamente se cuenta con los programas de computación necesarios para el procesamiento e interpretación de la información obtenida por el sistema de medición, tarea que originalmente se realizaba en forma manual y, posteriormente, con ayuda de calculadoras electrónicas. Dichos programas se han incorporado a todas las operaciones con radiotrazadores y especialmente sirven como soporte al modelaje numérico ó matemático de las respuestas adquiridas por las pruebas radiactivas.

El soporte de computación puede estar compuesto por una planilla de cálculo, por algún programa especializado de baja o mediana complejidad, desarrollado específicamente para el uso con trazadores (en muchos casos por el propio laboratorio responsable de realizar la experiencia) o, excepcionalmente, por sistemas de elevada complejidad y alto precio los cuales serán unos de los factores responsables del buen análisis de los datos obtenidos. (OIEA 2000).

## **3.12. INSTRUMENTAL DE MEDICIÓN DE MUESTRAS**

El instrumento básico de medición para el trabajo con radiotrazadores consiste en un sistema de adquisición de datos, constituido por un detector de actividad radiactiva y su respectivo equipo electrónico asociado.

### 3.12.1. Detectores

La gran mayoría de trazadores empleados para estudios de procesos industriales son emisores gamma, reservándose los emisores beta para algunos casos particulares; por ejemplo, en estudios de pozos petrolíferos que operan en arreglos de recuperación secundaria (OIEA, 2000).

La utilización de emisores gamma permite la detección in-situ mediante la instalación de los detectores sobre los puntos de interés. Para la medición de radiación gamma, por lo general, se utilizan monocristales de yoduro de sodio, NaI, o bien tubos Geiger-Müller; aunque los primeros son los más usados en razón de su mayor eficiencia y la posibilidad de efectuar espectrometría gamma, imprescindible cuando se opera con varios trazadores en forma simultánea. Por otro lado, cuando se trabaja con muestras que contienen emisores beta puros de baja energía como el tritio, carbono 14, azufre 35, entre otros, la información se recolecta en forma de muestras para su posterior medición por medio de contadores o detectores de centelleo líquido.

**a. Cristales de NaI (TI):** el centellador de rayos gamma más común es el de monocristal de yoduro de sodio (NaI), dopado con impurezas de talio (T), elemento que se encarga de activar la producción de la luz fotónica.

El detector, se muestra en la figura 3.18, consta de un blindaje de plomo con el propósito de evitar la exposición de material radiactivo hacia el ambiente, a su vez éste se acopla a un Tubo Fotomultiplicador (TFM), el cual se encarga de convertir el destello en un grupo de electrones llamados fotoelectrones y amplifica estos pequeños fotoelectrones para generar un pulso de corriente que puede ser medido por un procesador de señal.

La interacción de un fotón gamma (procedente del trazador) con el cristal genera un centelleo o emisión de luz que es detectada por el TFM. La cantidad de luz es

proporcional a la energía del fotón gamma. El sistema electrónico asociado al TFM analiza los pulsos según su energía y almacena los resultados en un analizador multi canal. Dando como resultado el espectro de energías gamma de la fuente emisora de radiación.

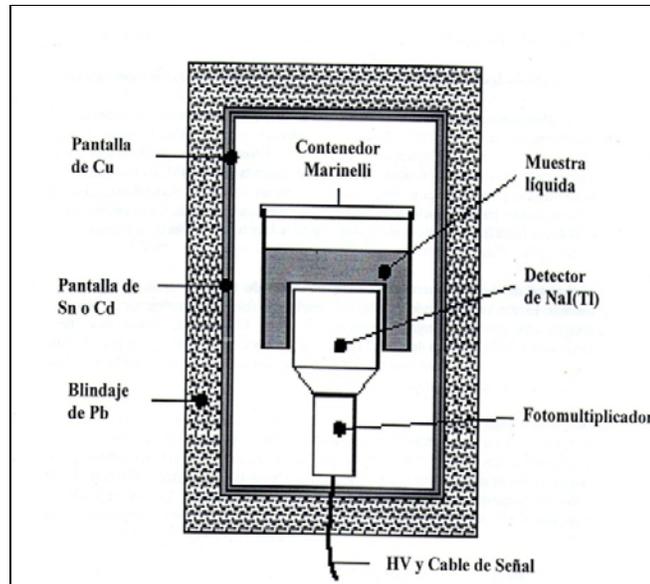


Figura 3.18. Representación del detector de cristal de NaI (TI) (LATNI UCV, 2005).

- b. Detector Geiger-Müller:** detector de radiación que consta de un tubo en el que se encuentra confinado un gas de un ánodo y de un cátodo. Mide las radiaciones por el efecto de ionización que éstas producen en el gas al pasar a través de él. Se mide la corriente de los iones producidos. Ver figura 3.19.

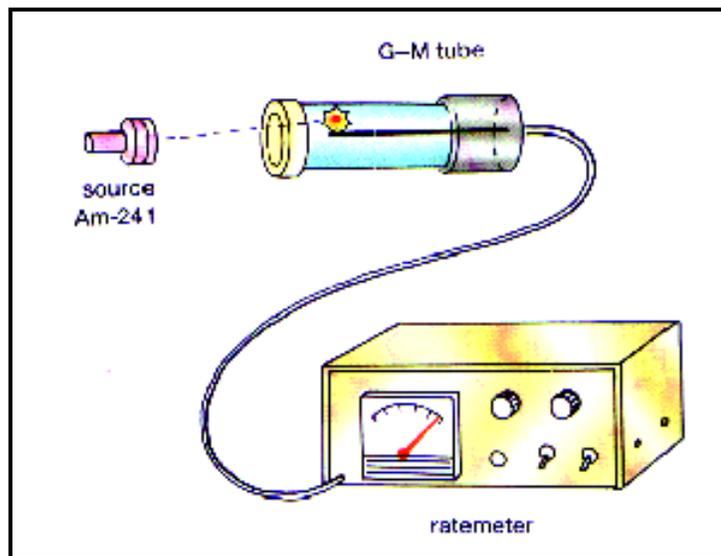


Figura 3.19. Representación gráfica del detector Geiger-Müller (Darvill, 2011).

**c. Detector de Centelleo Líquido (DCL):** detector de radiaciones cuyas señales son los destellos producidos por la radiación en una sustancia luminiscente.

En general, este sistema consta de un centellador acoplado a un TFM que está conectado a través de amplificadores a un analizador de pulso o a medidores de tasa de radiación.

En este caso el detector es un líquido, suministrado comercialmente por diversos fabricantes, que se mezcla con la muestra aproximadamente en partes iguales, de manera de obtener un volumen típico de 20 mL. La radiación beta excita los átomos del líquido centellador a los que, a su vez, devuelve el exceso de energía en forma de radiación lumínica. Ésta es captada por un fotomultiplicador y convertida en una señal eléctrica (pulsos) que luego es procesada adecuadamente. A través de este detector puede efectuarse espectrometría beta y, por lo tanto, es posible separar los componentes de una mezcla isotópica. Esto es, haciendo mediciones del espectro beta

en varios canales simultáneamente a manera de poder resolver mezclas de diversos radioisótopos identificando y cuantificando cada uno de ellos.

Lo anterior ocurre de la siguiente manera, los pulsos son almacenados en canales, y las intensidades de su radiación, expresadas en cuentas por minuto (CPM), son registradas en cada canal al cual le corresponde un rango específico de energías  $\beta$ . Las cuentas con energías por encima o por debajo de los límites establecidos son excluidas de un canal en particular. Los CPM son proporcionales a la cantidad del isótopo en la muestra, y el espectro indica la identidad del isótopo.

En la figura 3.20 se observa un equipo de detección por centelleo líquido. En la misma puede apreciarse un conjunto de muestras contenedoras de material radiactivo a ser procesadas por el detector.



Figura 3.20. Detector de centelleo líquido (Ramírez, 2008).

- **Análisis de Centelleo Líquido (Liquid Scintillation Counts, LSC)**

El análisis de centelleo líquido (LSC, por sus siglas en inglés) es una técnica analítica que consiste en la incorporación de un analitorradiactivo en una distribución uniforme de un medio químico líquido capaz de convertir la energía cinética de las emisiones nucleares en luz. El LSC es un sistema de conteo que permite cuantificar la actividad de muestras radiactivas, específicamente emisores  $\beta$  (Avilán, 2010).

Para llevar a cabo un análisis de centelleo líquido es necesario contar con una sustancia denominada coctel de centelleo líquido.

- **Coctel de centelleo líquido**

El coctel es una sustancia encargada de absorber la energía emitida por los radioisótopos y la re-emite como destellos de luz. Para lograr estas dos acciones, de emisión y re-emisión, los cocteles de centelleo contienen tres componentes: (1) el solvente, (2) el líquido centellador y (3) el surfactante.

Es necesario acotar que el solvente y el líquido centellador son los componentes básicos del coctel, sin embargo, muchos cocteles contienen materiales adicionales para ampliar su gama de uso para diferentes muestras y composiciones, estos materiales son los surfactantes.

### **1) Solvente**

Es la sustancia donde se disuelve el soluto (centellador) y se encarga de absorber la mayor parte de la energía proveniente de las radiaciones de la muestra.

Los solventes clásicos utilizados en la técnica conforman entre el 60 y el 99% del coctel de centelleo; generalmente son el benceno, tolueno, xileno y pseudocumeno (1,2,4-trimetilbenceno), cuya eficiencia se presenta en la figura 3.21 en forma

ascendente, respectivamente. Estos solventes son eficientes debido a que su alta densidad de electrones permite que se establezca un buen blanco para la interacción, captando de esta forma, la energía de la partícula  $\beta$  incidente.

Benceno → Tolueno → Xileno → Pseudocumeno

Incremento de la eficiencia  
→

Figura 3.21. Diagrama de eficiencia de solventes (Avilán, 2010).

Aunque estos solventes son muy empleados su uso se ha venido disminuyendo debido a los problemas con la toxicidad, inflamabilidad, olor, permeabilidad, etc., a través de los viales plásticos. En la actualidad se han ido remplazando por nuevos solventes más seguros como el di-isopropilnaftaleno (DIN).

## 2) Líquido centellador

Los líquidos centelladores son las sustancias encargadas de que la energía de las desintegraciones nucleares se convierta en fotones (luz). Un buen líquido centellador debe poseer una alta eficiencia de fluorescencia (alto rendimiento de fotones), buena solubilidad, y baja sensibilidad a los agentes que producen quenching.

Se define como quenching la pérdida de los conteos debido a una variedad de características de los componentes de la muestra. Este fenómeno se da por agentes llamados “quencher” (bloqueador), sustancias ácidas que pueden estar presentes en la solución radiactiva y tienden a inhibir o bloquear la transferencia de la energía de la radiación al centellador o absorber la luz emitida (Avilán, 2010).

Los agentes de quenching habitualmente se dividen en químicos y de color. Los primeros (químicos) son componentes en la muestra que pueden suprimir el proceso de transferencia de energía que tiene lugar en el coctel de centelleo, del que resulta una emisión de luz tenue. Estos bloqueadores absorben la energía luminosa y la emiten en forma de calor, reduciendo el número de fotones generados por cada partícula  $\beta$ . Los bloqueadores químicos más efectivos son, por ejemplo, compuestos orgánicos que contienen oxígeno y en particular cloro.

Por otro lado, los agentes de quenching de color adsorben la luz en el rango de la longitud de onda emitida por el centellador. Esto sucede cuando el líquido de la muestra está coloreado y puede adsorber parte de la luz emitida por el centellador. En este caso el número de fotones emitidos no cambia, pero el número que alcanza al tubo fotomultiplicador es reducido. Los colores amarillentos y castaños son los que más bloquean. Por ello se recomienda eliminar dichos colores durante el proceso de preparación de la muestra y antes de contar.

El quenching puede reducir fácilmente los pulsos por debajo del límite de detección del contador, y por lo tanto, reducir la eficiencia total de conteo, término que se refiere al porcentaje de los procesos de emisión que producen pulsos de fotones detectables.

Generalmente, los cocteles suelen contener al menos dos líquidos centelladores, uno primario y otro secundario.

El centellador primario es el encargado de captar la energía inicial del radionúclido, pero como la longitud de onda de la luz emitida por éste, no se acopla a la que es sensible el fotomultiplicador, se agrega un centellador secundario que desplaza la longitud de onda al rango que capta el tubo fotomultiplicador.

Los centelladores primarios (naftaleno, el PPO o también llamado 2,5- difeniloxazol, etc.) deben ser capaces de ser excitados a estados que emitan luz, y deben ser solubles en el solvente en una concentración adecuada para dar una absorción eficiente de la energía.

Los centelladores secundarios (por ejemplo el TPB, también conocido como 1,1,4,4-tetrafenil-1,3-butadieno), o desplazadores de longitud de onda, adsorben la energía de fluorescencia de los centelladores primarios excitados, y la re-emiten como una señal de longitud de onda más larga.

En el caso de analizar muestras de agua procedentes de pozos petroleros que están siendo sometidos a recuperación secundaria o mejorada y en el cual se ha empleado el tritio como trazador, uno de los cocteles empleados, el Última Gold, fabricado por Packard Bioscience. Este coctel permite obtener muestras muy homogéneas en el tiempo para determinar niveles de tritio en un amplio rango de muestras de agua sin necesidad de aplicar destilación simple, aun cuando el agua tenga altos contenidos de sales disueltas. También, presenta una alta estabilidad para muestras donde la concentración de agua es grande, es decir; donde la relación agua/coctel es de un 50%. Cabe señalar que por encima de la concentración de agua en una muestra que soporta un coctel, la mezcla es turbia u opaca, y los fotones emitidos en una solución de este tipo se pierden en el interior de la misma por reflexión disminuyendo la eficiencia de conversión de energía-luz.

En la tabla 3.4 se resumen algunas de las características que debe tener un líquido centellador Packard.

Tabla 3.4. Características del líquido centellador Packard, Última Gold LLT (Avilán, 2010).

<b>Características del Última Gold LLT</b>
Alta capacidad para mezclarse con agua (hasta un 54%)
Alta eficiencia de conteo
Bajos niveles de fondo
Biodegradable

### **3) Surfactante**

Los surfactantes se emplean para que la transferencia de energía sea más eficiente. Debido a que la mayoría de los radioisótopos están presentes en medios acuosos que no son miscibles en los solventes aromáticos, se emplean surfactantes que hacen que la fase acuosa entre en contacto con la fase orgánica para formar una micro-emulsión.

- **Clasificación del coctel de centelleo**

Los cocteles de centelleo se pueden clasificar de acuerdo a su composición y el tipo de muestra (orgánica o acuosa) que se puede mezclar con él en dos grupos principales:

- 1) **Cocteles emulsificadores**, también denominados cocteles acuosos. Están elaborados por tres componentes principales: el solvente aromático, el líquido centellador y el surfactante.
- 2) **Cocteles orgánicos**, denominados no acuosos. Cuyos componentes básicos son el solvente aromático y el líquido centellador.

- **Preparación de muestras a ser analizadas en laboratorios mediante centelleo líquido**

Como las muestras extraídas de los pozos productores son una mezcla de crudo-agua, para poder analizar la actividad de tritio contenida en el agua, ésta debe ser previamente separada del crudo. El agua debe mezclarse con el cóctel de centelleo para que se forme una mezcla homogénea sin separación de fases (agua-líquido centellador) y por otra parte, es conveniente que ésta se encuentre libre de residuos sólidos.

Según el Laboratorio de Aplicaciones de Técnicas Nucleares en la Ingeniería de la UCV (LATNI), las muestras procedentes de los pozos petroleros son sometidas a los siguientes procesos:

- 1) **Filtrado:** se hace pasar la muestra líquida a través de un embudo Büchner, figura 3.22, para eliminar los residuos sólidos y se hace vacío, acoplado el embudo a un kitazato. Luego se coloca un círculo de papel de filtro (10 micras de tamaño de poro) de diámetro igual al del interior del embudo.

El filtro debe cubrir por completo todos los orificios de la placa del Büchner, pero no debe subir por las paredes del embudo. Al colocarlo debe quedar completamente liso,

sin arrugas y perfectamente adherido a la superficie del Büchner, para que no pueda pasar nada de sólido por sus bordes.

El embudo se adosa a un kitazato, como se mencionó anteriormente y el tubo lateral se conecta al aparato productor de vacío, que puede ser una trampa de agua o una bomba de vacío. Después, sólo con una ligera succión, para evitar evaporaciones innecesarias, se vierte la muestra dentro del embudo, de la misma forma que para la filtración a presión normal. Entonces se aplica todo el vacío (o el máximo deseado).

Esta técnica frecuentemente produce un agua lo suficientemente clara que es adecuada para la mezcla con el líquido centellador.

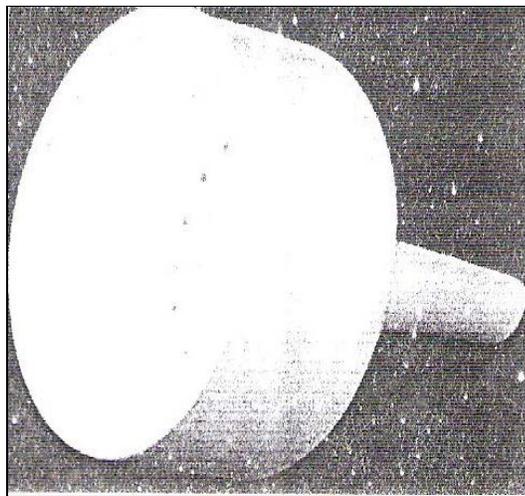


Figura 3.22. Embudo Büchner (Avilán, 2010).

- 2) Destilación:** un líquido, L1, se calienta hasta hacerlo pasar a estado gaseoso y a continuación los vapores se condensan en una superficie fría pasando de nuevo al estado líquido, L2, que se recoge aparte.

La destilación constituye el método más frecuente e importante para la purificación o separación de un líquido de sus impurezas no volátiles y, cuando ello es posible, en la separación de dos o más líquidos.

Esta técnica (destilación) se emplea cuando las muestras de agua no contienen materiales volátiles pero si contaminantes químicos que podrían interferir con el análisis.

Mediante la destilación sencilla, que se acaba de describir, se pueden separar mezclas de dos componentes que hiervan con una diferencia de puntos de ebullición de al menos 60-80°C. Mezclas de sustancias cuyos puntos de ebullición difieren de 30-60°C se pueden separar por destilaciones sencillas repetidas, recogiendo durante la primera destilación fracciones enriquecidas en uno de los componentes, las cuales se vuelven a destilar. Sin embargo, estas mezclas se separan mucho mejor por destilación fraccionada.

### **3.12.2. Unidades Electrónicas**

Como se mencionó inicialmente en la sección 3.12, el instrumento básico de medición para pruebas con radiotrazadores está constituido por los detectores, los cuales fueron descritos en la sección 3.12.1, y por su respectivo equipo electrónico asociado.

Estas unidades electrónicas ejercen, al igual que los detectores, un rol protagónico dentro de las pruebas de trazadores y serán brevemente expuestas a continuación.

En la mayor parte de los experimentos con radiotrazadores y, especialmente, en aquellos orientados a la determinación de funciones de distribución de tiempos de residencia, se requiere un sistema que permita construir la curva concentración de actividad en función del tiempo. Por ello, siempre es necesario disponer de un dispositivo que almacene la información necesaria para obtener dicha curva de

respuesta, en forma gráfica o numérica, lo cual es efectuado por los equipos electrónicos.

Dentro de este contexto, los sistemas electrónicos asociados a sondas gamma cubren un amplio abanico que va desde aparatos de una gran sencillez hasta complejos sistemas micro procesados o asociados a una computadora.

El instrumento más elemental que puede ser asociado a una sonda detectora es un integrador de pulsos acoplado a un registrador gráfico, como se muestra en la figura 3.23.

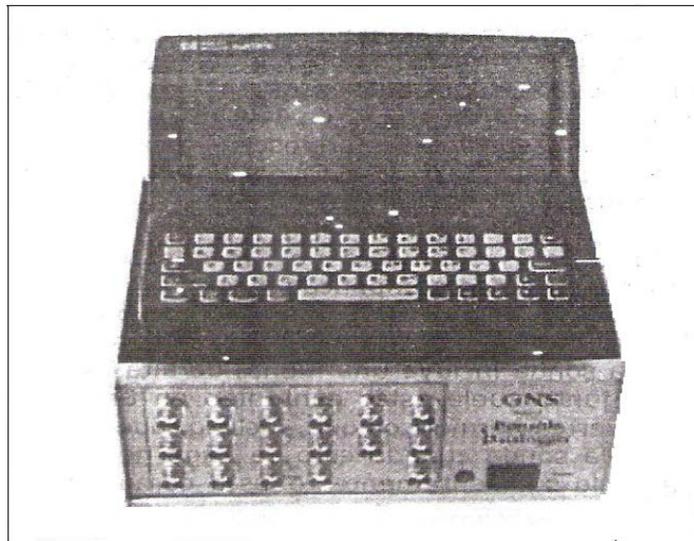


Figura 3.23. Equipo electrónico (OIEA, 2000).

Este dispositivo fue el preferido durante muchos años pero finalmente fue remplazado o, en algunos casos, complementado por un sistema multiescalímetro, el cual permite almacenar una secuencia de mediciones lanzadas a intervalos de tiempo prefijados por el operador y con tiempos de conteo también establecidos por el mismo. Las

mediciones son almacenadas en memoria RAM y luego transferidas a una computadora portátil o de escritorio vía puerto serie o paralelo.

### **3.13. NIVELES DE DETECCIÓN**

Es importante determinar la sensibilidad de una técnica radio-analítica y cómo inciden las variaciones estadísticas en los conteos. La sensibilidad está caracterizada como un nivel de detección, el cual es un punto de considerable interés para medir muestras de baja actividad radiactiva y cómo es afectado por los niveles de la radiación de fondo.

Se debe acotar que no siempre es posible determinar un nivel absoluto de actividad radiactiva, sin embargo se tienen dos niveles de referencia que sirven como guía al momento de trabajar con un sistema de conteo que son: el Nivel Crítico (Lc, por sus siglas en inglés), y el Límite de Detección (Ld, por sus siglas en inglés).

#### **3.13.1 Nivel crítico (Lc)**

Avilán (2010) lo define como la tasa de conteo neta que debe ser excedida antes que se pueda decir, con cierto nivel de confianza, que la actividad radiactiva presente en la muestra está por encima del fondo.

El nivel crítico es derivado de las variaciones estadísticas que están asociadas con la tasa de conteo neta cero verdadera; cuando se resta la tasa de conteo del fondo de la tasa de conteo bruta y el resultado es cero, entonces la tasa de conteo bruta es idéntica a la tasa de conteo del fondo.

En el mismo orden de ideas, una tasa de conteo neta negativa ocurre cuando la tasa de conteo bruta es menor que la tasa de conteo del fondo y una tasa de conteo positiva puede ser debida a que hay radiactividad presente. Obviamente mientras más se

desvíe la tasa de conteo neta positiva de la tasa de conteo neta cero mayor es la probabilidad de que la radiactividad esté presente.

Una tasa de conteo positiva lo suficientemente alta con un nivel de confianza estadístico puede elegirse como Nivel Crítico ( $L_c$ ).

Es importante señalar que el nivel crítico se debe usar solamente para determinar si una medida es estadísticamente diferente del fondo.

### **3.13.2. Límite de detección ( $L_d$ )**

Es el valor que se debería especificar para determinar una actividad mínima que pueda ser reportada como detectada con un grado de seguridad, cuando de hecho esté presente. En otras palabras, es la cantidad más pequeña de radiactividad que pueda ser detectada con un grado de confianza especificado.

El límite de detección ( $L_d$ ), debe definirse por encima del nivel crítico ( $L_c$ ); el  $L_d$  se refiere a la cantidad de actividad más pequeña de la muestra que producirá un conteo neto por encima del fondo. En el  $L_d$  se toman en cuenta las variaciones estadísticas tanto para la muestra como para el fondo.

El límite de detección puede determinarse a través de la siguiente expresión:

Ld: límite de detección (Bq/L)

$N_f$ : número de cuentas de fondo acumuladas durante un tiempo t (cuentas)

e: eficiencia (cuentas/desintegración)

t: tiempo de medición (s)

$V_m$ : volumen de la muestra (L)

Es relevante resaltar la existencia de un parámetro que se deriva del límite de detección, el cual es medible con un sistema detector. Dicho parámetro se denomina actividad mínima detectable (MDA), pero el término concentración mínima detectable (MDC) es más preciso y se define como el nivel de actividad a priori que se espera que un sistema de medida pueda detectar con un alto grado de confianza. La MDC se espera que estime el nivel de actividad por unidad de volumen, peso, área, y otros factores.

Para determinar la MDC no sólo se consideran las características del instrumento de medida (fondo y eficiencia) sino también, otros factores que puedan influir en la medición, como por ejemplo: el tamaño de la muestra, correcciones por decaimiento y cualquier otro factor que pueda afectar la determinación de este valor.

La MDC se expresa en pCi por unidad de volumen o por unidad de masa en una muestra.

### **3.14. ESTADÍSTICA DE CONTEO PARA PRUEBAS CON MATERIALES RADIATIVOS**

Si se hacen mediciones sucesivas de una fuente radiactiva con un sistema de conteo en una geometría fija, se encuentra que la fuente no produce el mismo conteo en cada

caso, es decir los conteos varían, considerablemente en algunos casos, debido a la naturaleza aleatoria de las transformaciones radiactivas (Avilán, 2010).

La estadística de conteo suministra los medios necesarios para describir el comportamiento promedio de todos los decaimientos nucleares en una muestra y es usada para expresar la probabilidad de obtener un conteo dado, dentro de un cierto límite de confiabilidad.

La estadística de conteo es usada para describir las transformaciones radiactivas en varias formas, entre las cuales se encuentran:

- Especificar la cantidad de incertidumbre a un cierto nivel de confianza en una medida radiactiva.
- Determinar si una muestra real contiene radiactividad, especialmente si la medida del nivel de actividad en la muestra es cercano al fondo natural.
- Chequear si un instrumento de conteo está funcionando apropiadamente comparando el valor predicho estadísticamente, con el obtenido experimentalmente.

Cuando una muestra radiactiva se mide no es generalmente práctico hacer más de una medición, a lo sumo basta con realizar unas pocas. Obviamente, el objetivo es obtener un valor muy cercano a la actividad de la muestra. Es posible, sin embargo, debido a la naturaleza aleatoria de la radiactividad hacer una o varias mediciones para describir las características de la muestra mediante el empleo de modelos estadísticos. Las características de las distribuciones Binomial, Poisson y la Gaussiana o normal son adecuadas para este propósito. Aquí se describen cada una de ellas de manera muy breve.

### **3.14.1. Distribución binomial**

Es el modelo estadístico más general y ampliamente aplicable a procesos que ocurren con una probabilidad constante; por ejemplo, la desintegración de un átomo en un tiempo determinado.

#### **3.14.2. Distribución de Poisson**

Es una distribución de probabilidad que expresa, a partir de una frecuencia de ocurrencia media, la probabilidad que ocurra un determinado número de eventos durante cierto período de tiempo (Guerriero, 2012).

La función binomial es muy compleja para describir eventos radiactivos. Muchas observaciones de procesos radiactivos de interés en protección radiológica involucran un número relativamente grande de eventos que son producidos por un gran número de átomos con una probabilidad muy pequeña en un intervalo de tiempo práctico, minutos u horas.

#### **3.14.3. Distribución gaussiana o normal**

Si el número de conteos de una muestra radiactiva es grande estos se suelen ordenar en grupos (intervalos de conteo) más pequeños e incrementar estos intervalos para luego realizar una gráfica de la frecuencia de ocurrencia de cada uno de los intervalos.

### **3.15. IMPLEMENTACIÓN EN CAMPO DEL DISEÑO DE PRUEBAS CON RADIOTRAZADORES**

Una vez que se ha diseñado la prueba, es esencial que la implementación de la misma esté apegada al diseño en los estudios de trazadores (Ramírez, 2008).

Se requiere estar en permanente contacto con el personal de operación, dado que se pueden presentar diversos problemas, y éstos tienen que ser resueltos por el personal que diseñó la prueba, pues, por supuesto que son estos últimos los que mejor decidirán sobre los imprevistos presentados. Por ejemplo, pozos que se encuentran cerrados temporalmente por diferentes razones, reparación, toma de información, afectaciones, cuestiones climáticas, y otros.

Además de lo anterior, es muy probable que se obtengan resultados de los análisis del laboratorio que puedan conducir a un cambio en el programa de muestreo, por ejemplo, arribos rápidos e inesperados en algunos pozos; y es el personal que diseñó la prueba quien tendría que realizar los posibles cambios con la finalidad de aprovechar al máximo cualquier oportunidad o bien, que sea la decisión menos costosa, pensando en función de los datos que no se obtendrían por las circunstancias que se presentaran. Así que, es indispensable contar con una constante y permanente comunicación entre los especialistas que diseñan la prueba, los que operan y los administradores del campo.

A continuación se mencionan brevemente las actividades requeridas para implementar de forma adecuada una prueba de trazadores.

### **3.15.1. Revisión de los Estados Mecánicos de los Pozos Involucrados, tanto Inyectores como Productores**

Es necesario realizar una visita a los pozos (sean equipos terrestres o marinos) para determinar los puntos de muestreo de los pozos de monitoreo, verificar que cuenten con las válvulas adecuadas y observar las condiciones superficiales.

### **3.15.2. Cálculo de la Capacidad de la Tubería y Volúmenes de Desplazamiento de los Fluidos de Inyección**

Se requiere del cálculo de la capacidad de la tubería de producción hasta la zona de disparos del o de los pozos inyectoras, para determinar los volúmenes necesarios para llenar la misma tubería de producción, y con ello estimar los volúmenes necesarios para desplazar el trazador hasta el punto de inyección.

### **3.15.3. Muestreo Previo a la Inyección del Trazador**

Es necesaria la determinación de la radiación natural de la formación o de la línea base del compuesto químico, según sea el tipo de trazador a inyectar. Como parte de una primera etapa de la prueba se plantea una revisión física del estado mecánico de los pozos productores y del pozo inyector, mediante una visita a los pozos involucrados previa a la inyección del trazador con el fin de recolectar las primeras muestras de fluidos en línea de cada pozo productor, para su posterior análisis radioquímico o cromatográfico en laboratorio ya que los valores que se obtengan servirán como base para la determinación del fondo natural del yacimiento, importante parámetro para identificar el trazador inyectado.

### **3.15.4. Revisiones Generales previas a la Inyección del o de los Trazadores**

Se requiere una visita al pozo y contar con los registros de temperatura, previo a la inyección para definir el intervalo de admisión, revisar las condiciones operativas del pozo inyector y los accesorios que componen las válvulas y líneas del árbol del pozo para adaptar las condiciones del equipo de inyección de trazadores. Todas las operaciones de inyección son verificadas durante el ensayo para asegurar la integridad del sistema de inyección.

### **3.15.5. Muestreo de acuerdo a Programa**

Esta es una actividad que en sí misma representa un reto, dada la logística que necesariamente tiene que estar perfectamente definida y el plan de contingencia en caso de alguna cuestión no prevista.

Se deben contemplar los equipos de muestreo necesarios y suficientes para llevar a cabo toda la labor, considerando, desde luego los permisos de acceso a las instalaciones de la corporación encargada del proyecto, tanto del personal de muestreo, como de los vehículos utilizados.

El procedimiento de muestreo debe ser seguido al pie de la letra dado que de no hacerlo la muestra puede ser no representativa. La identificación de las muestras en el pozo, así como en la bitácora llevada por el personal de muestreo debe ser lo más clara posible, dado que de ellas es que se interpretará el comportamiento del flujo de los fluidos de inyección.

#### **3.15.6. Análisis Radioquímico o Cromatográfico de las Muestras**

Éste debe realizarse de acuerdo al tipo de trazador. Se requiere una recepción y control de muestras riguroso, para que éstas sean plenamente identificadas y se realice el análisis a las primeras muestras que se han contemplado en el diseño del programa de muestreo y primer calendario de análisis, dependiendo del resultado de éstas se efectuará la siguiente etapa de análisis, así consecutivamente. Aquí también es necesaria una total comunicación entre el personal de laboratorio y quienes coordinan la prueba de trazadores, dado que serán estos últimos quienes decidan sobre las acciones siguientes, con base en los resultados de la primera etapa de análisis.

#### **3.15.7. Elaboración de los Reportes de Laboratorio**

Se debe tomar en cuenta que los reportes de laboratorio deben incluir todos los parámetros que los especialistas que interpretarán la prueba requieren conocer. En este punto se menciona que conviene que éstos envíen una tabla que contenga toda la

información requerida para la interpretación; por ejemplo, eficiencia de la prueba, CPM, agua recolectada, fecha y resultados actuales.

Además, es necesario permanecer en contacto con el personal de laboratorio dado que pueden existir algunos inconvenientes, como el hecho de que el contenido de los cilindros porta muestras no alcance el volumen suficiente para que el equipo de detección alcance el límite pactado con anterioridad.

### **3.15.8. Procedimientos de Seguridad Radiológica**

Antes de efectuar una experiencia que implique el empleo de trazadores radioactivos, tanto del personal de instituciones oficiales como de empresas habilitadas para su uso, debe gestionarse el correspondiente permiso ante la autoridad de regulación nuclear, que es la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas, CNSNS. Para ello se elabora un informe detallado denominado Procedimientos en el que se justifique el empleo de radiotrazadores sobre otras técnicas. Adicionalmente, se presenta un cálculo de las dosis estimadas a ser recibidas tanto por los operadores como por el público y detallar las medidas de protección radiológica que se tomarán durante el desarrollo de las tareas.

En estos procedimientos deben incluirse aspectos vinculados no sólo con las actividades de campo, sino también con el transporte de materiales radioactivos. Con esta información, personal de la mencionada autoridad efectúan un balance de riesgos y beneficios involucrados en el empleo de los radioisótopos y, eventualmente emitirá la correspondiente autorización. Una vez finalizadas las tareas se presentará un informe evaluativo de seguridad radiológica.

En la sección siguiente (3.16) se detalla sobre las regulaciones radiológicas a tomar en consideración durante la implementación de pruebas con radioisótopos.

### **3.16. SEGURIDAD Y PROTECCIÓN RADIOLÓGICA**

Las normas generales de la protección radiológica están basadas en recomendaciones emanadas de la Comisión Internacional de Protección Radiológica, CIPR (ICRP, International Commission on Radiological Protection) en conformidad con las normas básicas de seguridad, en esta materia, del Organismo Internacional de Energía Atómica. Estas normas persiguen la previsión de la ocurrencia de efectos a los individuos en particular y a la disminución de los efectos colectivos que la radiación puede originar (Constant, 2004).

Cualquier técnica industrial que involucre materiales que sean capaces de producir radiación ionizante debe ser regida por normas generales y que, de acuerdo a un código, tengan una justificación y minimización de los efectos que ellas puedan causar. Esto origina que cada práctica que involucre radiaciones ionizantes debe seguir un procedimiento donde se manifiesten pasos rutinarios a seguir en condiciones normales de trabajo y pasos excepcionales en caso de situaciones anormales.

Por lo anterior, se presentan características básicas sobre el elemento tritio y sus posibles efectos radiológicos como principal isótopo empleado en procesos de recuperación secundaria. Igualmente se señala un procedimiento, que cumple con las normas generales y específicas de radioprotección y que permite utilizarlo sin perjuicio de los trabajadores involucrados ni del público en general.

### 3.16.1. Tritio. Características Radiológicas. Elementos Básicos para su Uso en Condiciones de Seguridad.

- **Características radiológicas**

El tritio posee un período de semidesintegración de 12,3 años, mientras que su tiempo de vida biológico en el cuerpo humano (eliminación biológica del isótopo) es de 10 días. Sin embargo, toma 70 días o más eliminar el 99% del agua tritiada asimilada por el cuerpo. La tasa de eliminación del cuerpo puede ser aumentada si se incrementa la ingesta de agua potable (4 a 6 litros de agua/día) puesto que se acelera la renovación de agua celular, lo que disminuye entre un 30 y un 50% el tiempo medio biológico de este radioisótopo en el cuerpo.

El rango o alcance de las partículas  $\beta$ , provenientes de tritio, en la piel es menor a 6 micrómetros,  $\mu\text{m}$ ; esta resulta ser una profundidad considerablemente menor a las que se encuentran las células de piel (70  $\mu\text{m}$ ). Esto hace que el tritio no sea considerado un radiotrazador de alta peligrosidad si no penetra al cuerpo.

En la tabla 3.5 se puede observar el poder de penetración o alcance de la radiación  $\beta$  del tritio en algunos materiales.

Tabla 3.5. Rango de partículas beta del tritio en algunos materiales (Constant, 2004).

<b>Material</b>	<b>R (alcance máximo)</b>
Aire	0,036 cm
H <sub>2</sub> O, líquida	0,42 $\mu\text{m}$
H <sub>2</sub> O, líquida	5,2 $\mu\text{m}$
Acero inoxidable	0,06 $\mu\text{m}$

Es necesario mencionar que todo trabajo con material radiactivo representa riesgo, por lo tanto él mismo debe ir acompañado de las precauciones de seguridad necesarias. Por ejemplo, las partículas alfa, con su bajo poder de penetración, ofrecen poco peligro, a menos que se ingieran sus emisores. Las partículas beta tienen un poder de penetración intermedio, pero pueden causar serias quemaduras en la piel. Por su parte, los rayos gamma y los neutrones tienen un alto poder de penetración y pueden causar la destrucción de células a cualquier profundidad dentro del cuerpo.

En la figura 3.24 se muestra la capacidad de penetración de los distintos tipos de radiación en la materia. En la misma, se compara el alcance o penetración de los diferentes tipos de radiaciones, siendo la radiación alfa la de menor alcance, seguida por la radiación beta mientras que los rayos gamma presentan una de las mayores capacidades de penetración.

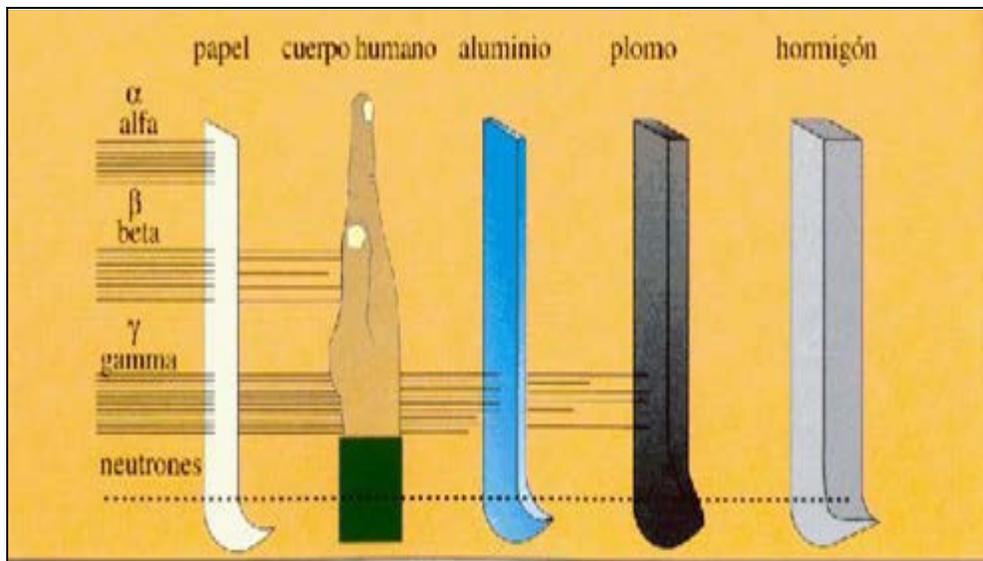


Figura 3.24. Capacidad de penetración de los distintos tipos de radiación en la materia (Gallegos, s. f.).

A menos que haya habido una exposición extrema, que puede causar la muerte en menos de dos semanas, hay un período entre la exposición y la evidencia de los peores efectos en los tejidos del cuerpo, que se puede extender por meses y hasta por años.

Como se vio, la exposición a ciertos materiales radiactivos puede causar daños; por ello, a continuación se presenta una serie de reglas valiosas que deben ser tomadas en consideración para trabajar con radiactividad:

1. Planificar bien el experimento para minimizar la exposición.
2. Distanciarse lo más posible de la radiación.
3. Usar el apantallamiento adecuado.
4. Mantener el material radiactivo en las áreas destinadas al efecto.
5. Usar vestimenta adecuada (guantes, bata, etc.) y dosímetro.
6. Controlar el área de trabajo frecuentemente para detectar cualquier posible contaminación.
7. Respetar todas las regulaciones del área de trabajo (no comer ni beber en el área, no pipetear con la boca, etc.)
8. Minimizar la acumulación de residuos y desecharlos de la manera apropiada.

- **Límite de dosis para el agua tritiada y el gas tritio. ALI y DAC**

Dentro de los esquemas actuales de seguridad radiológica está presente el sistema de limitación de dosis:

- No se aprobará ninguna práctica a menos que su introducción produzca un beneficio neto positivo.
- Todas las exposiciones se reducirán al valor más bajo que pueda razonablemente alcanzarse, teniendo en cuenta los factores económicos y

sociales. “Todas las exposiciones deben mantenerse tan bajas como sea razonablemente posible”.

A continuación se desarrollan algunas ideas relacionadas con este particular.

Cuando el tritio ingresa al cuerpo en la forma de agua tritiada, HTO, se puede difundir en las células, y una pequeña porción puede incorporarse a los compuestos orgánicos del cuerpo. Por otro lado, el gas tritio, HT, puede ser rápidamente eliminado. De acuerdo a la publicación 30 del ICRP, el peligro radiológico del HTO relativa al HT es 25.000 a 1, para exposición ocupacional.

El límite anual de incorporación por ingestión (ALI, anual limit intake) de agua tritiada es 3GBq (ver apéndice II, IV y V). La concentración derivada en aire (DAC, derived air concentration) o también llamado Límite de Concentración en el Aire (LCA) es de  $8.10^5$  Bq/m<sup>3</sup> (ver apéndice IV), este valor obtenido es para una tasa de inhalación de aire de 20 litros/min y suponiendo que el trabajador labora 2000 horas en un año.

Como anteriormente se señaló y de acuerdo a la ICRP, publicación 30, la exposición al gas tritio es 25.000 veces menos peligrosa que la exposición al agua tritiada. Por lo tanto, la concentración derivada en aire para el HT es de 20 GBq/m<sup>3</sup>.

- **Prácticas de bioensayo. Control de ingestión de tritio**

La concentración de agua tritiada en el cuerpo está determinada por el análisis de HTO en la orina. El trabajador debe someterse a ensayo de orina cuando se sospecha ingestión de tritio. Es conveniente que esta prueba se efectúe entre 1 y 2 horas después que ocurrió la ingestión y así pueda obtenerse una representación de la concentración de tritio en el cuerpo.

Para personas que se encuentren trabajando con materiales radiactivos o en las inmediaciones se sugiere, en la tabla 3.6, lo siguiente:

Tabla 3.6. Exposición de tritio para el personal de la prueba (Constant, 2004).

Grupo de trabajo	Frecuencia de muestreo
Personal que trabaja regularmente con tritio.	Semanal
Personal cercano al área de la radiación, pero que no trabaja directamente con ella.	Mensual
Otras personas en la instalación.	Cuatrimestral

### **3.16.2. Procedimiento de Uso Seguro de Tritio en la Aplicación al Estudio de Recuperación Secundaria.**

La práctica del uso de tritio en recuperación secundaria requiere algunas consideraciones para su empleo desde el momento inicial hasta la recolección y estudio de una muestra tritiada. Las próximas secciones se evocarán a describir un procedimiento para poder trabajar en condiciones de seguridad tanto para los trabajadores ocupacionalmente expuestos como el público en general.

- **Fases del uso de tritio en recuperación secundaria**

Dentro del proceso de utilización de tritio en la recuperación secundaria de petróleo existen varias fases donde se trabaja con actividades del orden de los centenares de

GBq (decenas de curies) hasta valores bastantes más pequeños por lo que es indispensable tomar ciertas precauciones.

Las siguientes fases son, en general, aquellas donde se debe puntualizar la atención de seguridad.

- 1) Preparación del tritio a ser inyectado
- 2) Transporte del trazador
- 3) Proceso de inyección
- 4) Procedimiento de muestreo

### **1) Preparación del tritio a ser inyectado**

El compuesto en el cual se encuentra el tritio a ser usado en este tipo de práctica está en forma de agua enriquecida. Una cantidad dada, equivalente a la actividad necesaria para el marcaje del pozo, va a ser diluida hasta completar el volumen requerido en la experiencia. La dilución se debe realizar bajo una campana de extracción para disminuir el riesgo de inhalación de los vapores de este líquido en el proceso de preparación.

La preparación de tritio debe ser efectuada por personal calificado para realizar la misma, quien trabajará con batas y guantes desechables. El material utilizado tal como jeringas, guantes, papel adsorbente, etc., se colocará en bolsas plásticas para su gestión rutinaria como desecho radiactivo.

La forma operativa de la preparación es la siguiente: en el momento de hacer la dilución se trabajará con una bandeja colocada como base, capaz de recolectar la cantidad de tritio que se esté utilizando, en caso de derrame. Encima de ella habrá suficiente papel adsorbente que pueda recolectar minúsculas cantidades inobservables

a simple vista que puedan ser derramadas y ser consideradas como desechos radiactivos de trabajo en condiciones normales.

El contenido de esta dilución de alta actividad de tritio radiactivo debe ser colocado en un recipiente de alta densidad y resistencia, por ejemplo de polietileno de alta densidad, con capacidad de un litro de agua, tapa exterior a rosca y contratapa a presión.

## **2) Transporte del trazador**

El transporte del agua tritiada hasta la colocación del pozo se hace utilizando un vehículo según las normas de transporte vigentes. Los envases deben ser especialmente diseñados y deberán ser respetadas las normativas referidas a transporte de material radiactivo vigentes en el país.

El Organismo Internacional de Energía Atómica recomienda en las Normas de Seguridad, “Reglamento para el transporte seguro de materiales radiactivos”: *Las exposiciones a las radiaciones debidas a la manipulación, almacenamiento y transporte de materiales radiactivos se reducirá al valor más bajo que pueda razonablemente alcanzarse, teniendo en cuenta factores económicos y sociales y que las dosis que reciban las personas estén por debajo de los límites de dosis correspondientes.*

La finalidad de lo establecido en este reglamento es fijar normas de seguridad que permitan someter a un grado razonable de control los riesgos inherentes a las radiaciones que puedan correr las personas, cosas y el medio ambiente con relación al transporte de materiales radiactivos.

“Se consideran materiales de baja actividad específica (BAE, low specific activity material) los materiales radiactivos que por su naturaleza tienen una actividad

específica limitada, o los materiales radiactivos a los que son de aplicación límites en la actividad específica media estimada” (cuando en esta norma se habla de actividad específica limitada se refieren a valores que están explícitamente dados de actividad de los materiales radiactivos BAE. Por ejemplo, de acuerdo al reglamento para el transporte seguro de materiales radiactivos, el agua con una concentración de tritio de hasta 0,8 TBq/L (20 Ci/L) está clasificada como un BAE-II que corresponde a un tipo de bulto industrial tipo 2 (BI-2) y de acuerdo al nivel de radiación máximo en cualquier punto de la superficie externa da un índice de transporte 0 (IT=0) dando una categoría a la etiqueta de transporte: I-Blanca (cada bulto debe estar señalizado con dos etiquetas normalizadas), ver figura 3.25.



Figura 3.25. Etiqueta que señala el recipiente conteniendo agua tritiada (LATNI UCV, 2005).

Por Bulto se entiende el embalaje ya con su contenido radiactivo tal como se presenta para el transporte.

Todos los bultos y embalaje deben cumplir en forma general ciertas normas, tales como:

- a. Se diseñará de manera que pueda manipularse y transportarse con facilidad y seguridad.
- b. El diseño del enganche que el bulto lleve para izarlo no debe fallar, cuando la manipulación del bulto sea correcta.
- c. En la medida de lo posible, las superficies del embalaje estarán diseñadas y terminadas para que no haya partes salientes.
- d. Los bultos deben someterse a pruebas de aceleración, vibración o resonancia que pueda producirse en condiciones de transporte rutinario.
- e. Todas las válvulas a través de las cuales pueda escapar el contenido radiactivo, se protegerán contra las manipulaciones no autorizadas.

Los bultos se clasifican como: bultos exceptuados, bultos industriales del tipo 1, 2 y 3, bulto del Tipo A, bulto del tipo B, bultos del tipo C.

Se mencionó anteriormente que hasta 0,8 TBq/L (20 Ci/L) de tritio corresponde al grupo BAE-II. Si el bulto está hecho exclusivamente para transportar tritio entonces es del tipo BI-2 (bulto industrial tipo 2). Si no es de uso exclusivo corresponde al bulto tipo BI-3 (bulto industrial tipo 3).

Como se ha mencionado, el bulto se constituye en diferentes contenedores: el envase de contención primaria donde se encuentra el agua tritiada es un recipiente de polietileno de alta densidad y resistencia con capacidad de un litro, tapa exterior a rosca y contratapa a presión. Un segundo envase de contención secundaria, debe ser un pote de alta densidad con tapa a rosca y contratapa. El espacio contenido entre ambos envases se llenará de aserrín que cumplirá el rol de adsorber ante eventuales pérdidas de líquido. Ambos recipientes se alojarán en un envase de latón con tapa y cierres y éste a su vez en cajones de cartón o madera.

Durante el transporte, en caso de choque debe apreciarse visualmente el estado de los recipientes a efecto de comprobar la existencia de fugas, derrames o deterioro físico. En todo momento tanto dentro como fuera del yacimiento el transporte deberá ser controlado por personal autorizado para manipular material radiactivo.

Otras definiciones importantes en la norma son  $A_1$  y  $A_2$ . Por  $A_1$  se entiende la actividad máxima de los materiales radiactivos en forma especial permitida en un bulto tipo A. Por  $A_2$  se entiende la actividad máxima de los materiales radiactivos que no estén como materiales radiactivos en forma especial, permitida en un bulto del Tipo A.

En cuanto al etiquetado y marcado, todo bulto que se ajuste al tipo BI-2 llevará marcada la inscripción “Tipo BI-2”. Los bultos tipo BI-2 deberán satisfacer todo lo concerniente a cualquier bulto pero adicionalmente deben cumplir algunos otros requisitos tales como: la menor dimensión total externa no será inferior a 10 cm, deberá estar sometido a los ensayos de caída libre y apilamiento descritos en la norma.

Los bultos deben llevar la inscripción “UN° 3321” y escrito “MATERIALES RADIATIVOS, BAJA ACTIVIDAD ESPECÍFICA (BAE II)” UN° = número asignado por las Naciones Unidas.

### **3) Proceso de inyección del tritio**

Previamente a la inyección es importante verificar el estado de sellos de válvulas y accesorios realizándose un simulacro de inyección. En el momento de inyección la zona será delimitada con acceso restringido exclusivamente al personal que tomará parte en el proceso mismo. Este personal tendrá los accesorios y entrenamiento adecuados (normas Covenin). Accesorios fundamentales: guantes y filtros tapa boca-nariz desechables.

#### **4) Procedimiento de muestreo**

La extracción de cada muestra de un pozo productor se hace desde una válvula de acceso con el fin de recolección del fluido saliente.

Se extrae un volumen de aproximadamente un litro de fluido emergente del pozo, almacenándolos en envases plásticos. La extracción se concretará graduando la apertura de la válvula a fin de lograr una purga controlada, evitándose así cualquier tipo de derrame o goteo. No obstante se dispondrá de una lámina plástica sobre el suelo así como de elementos de limpieza y bolsas de residuos, a fin de retirar materiales de derrames. Todos los elementos mencionados serán retirados una vez finalizada la extracción.

#### **3.17. GESTIÓN DE DESECHOS RADIATIVOS**

Los problemas que pueden presentarse en la generación de desechos pueden ser clasificados a grosso modo en dos niveles:

- Nivel I: disposición de desechos originados en condiciones normales de trabajo. Los desechos de trabajos cotidianos provienen principalmente del uso del material usado como protección elemental en la fase de preparación e inyección del trazador. Consideremos entre estos los guantes, papeles adsorbentes, inyectoras, entre otros.
- Nivel II: disposición de desechos generados de contingencias y que deben ser declarados como accidentes radiológicos.

Pueden provenir de derrames involuntarios en el momento de la preparación de la dilución del trazador o en el proceso de inyección del mismo en el pozo inyector.

### **3.18. PLANES DE EMERGENCIA**

Esta sección se encuentra enfocada principalmente al tritio por ser éste el radioisótopo más frecuentemente empleado en la técnica de inyección de trazadores en yacimientos bajo recuperación secundaria por inyección de agua.

#### **3.18.1. Algunas Medidas de Urgencia**

Para los trabajadores ocupacionalmente expuestos, en casos de derrames de tritio o agua tritiada en condiciones de alta concentración (durante la preparación e inyección del radiotrazador) sobre la piel, ésta debe ser lavada con abundante agua y jabón neutro. El tiempo de lavado aconsejado es de 2 a 3 minutos.

#### **3.18.2. Plan de Emergencia Radiológica**

En la práctica del uso de tritio para el estudio de procesos de inyección de agua en la recuperación extra de petróleo los accidentes pueden provenir de derrames involuntarios.

- a. En el momento de la preparación de la dilución de tritio a ser usado en la inyección, ésta se realiza en campana y en el caso de derrame el tritio evaporado se encontrará sometido a una extracción permanente.

Sin embargo, el laboratorio deberá ser declarado como una zona de emergencia y de acceso sólo al personal de seguridad radiológica. El tritio derramado debe ser removido trabajando con guantes y con papel adsorbente. Este material de remoción debe ser llevado hasta un recipiente para su custodia en un lugar de almacenamiento transitorio.

Durante todo este proceso la campana de extracción debe permanecer operativa. Para la verificación de la limpieza una vez que se ha realizado la remoción, se tomarán muestras con hisopos en diferentes partes de la superficie de la campana y colocando el hisopo en 12 ml de agua destilada por 15 minutos se analizará la muestra de agua potencialmente contaminada en el detector de centelleo líquido, la referencia comparativa es el agua destilada sin tritio.

b. En el caso de derrame en el proceso de transporte, se presentan riesgos debido a:

- Colisión del vehículo de transporte.
- Hurto.

En ambos casos debe informarse en forma inmediata al responsable de seguridad radiológica del proceso.

c. En el caso de derrame en el proceso de inyección del tritio en el pozo productor existen dos escenarios posibles:

- Inyección en tierra firme.
- Inyección sobre plataformas marinas.

En ambos casos el acordonamiento de seguridad como zona delimitada con acceso restringido debe ser mantenido hasta resolver la situación de emergencia.

Si el derrame es por goteo el líquido será recogido en un envase de plástico, con tapa, de boca suficientemente ancha que se dispondrá para ello.

Si llegase a ocurrir el derrame sobre tierra firme se recogerá la zona afectada y ésta se gestionará como desecho radiactivo.

Si llegase a ocurrir sobre el suelo de la plataforma, el líquido derramado será recogido con aserrín y es gestionado como desecho radiactivo.

### **3.19.CASOS DE ESTUDIO**

Esta sección agrupa una serie de trabajos, efectuados recientemente a nivel mundial, en los cuales se exponen los fundamentos y novedades del tema central desarrollado en el estudio en cuestión.

#### **3.19.1. Aplicación en Pakistán**

- **Pruebas de trazadores en interconexión de pozos por isótopos ambientales en el campo petrolero Fimkassar, Pakistán.**

Este trabajo describe la aplicación de isótopos ambientales como trazadores entre pozos en el Campo Fimkassar. La inyección de agua empezó en marzo de 1996 en la formación Sakessar del Eoceno, ubicada en el mencionado campo, cuando el agua apareció en un pozo productor en junio de 1998, los isótopos oxígeno-18,  $^{18}\text{O}$ , deuterio,  $^2\text{H}$  y tritio,  $^3\text{H}$ , fueron usados para determinar el tiempo de tránsito e irrupción de la invasión de agua y la contribución del agua inyectada. (Ahmad y otros, 2003).

- **Ubicación del campo**

El presente estudio fue llevado a cabo en el Campo Fimkassar (figura 3.26), por la Oil and Gas Development Corporation Limited (OGDCL), el cual está localizado en el Distrito Chakwal (figura 3.27) de Pakistán.

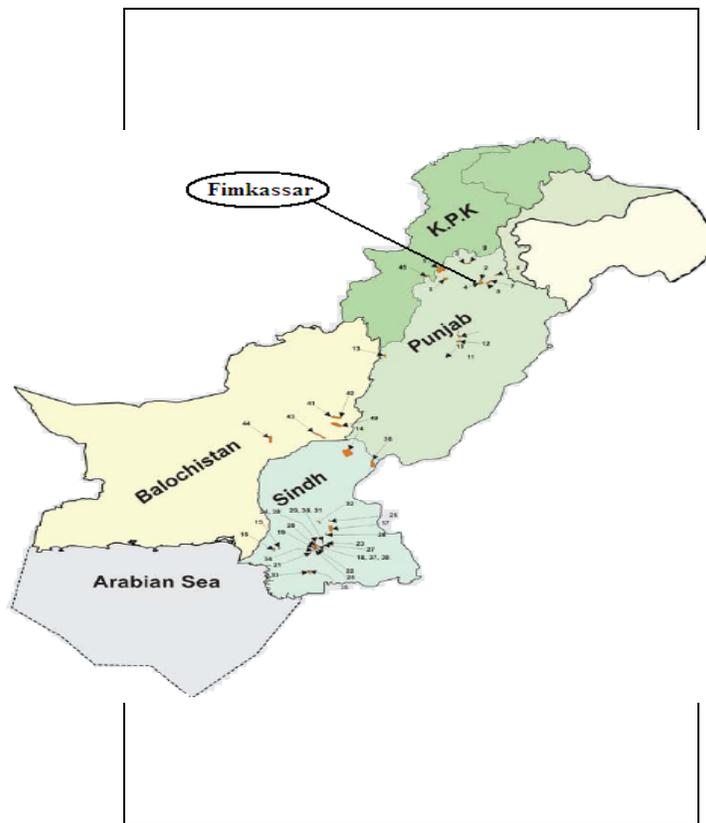


Figura 3.26. Campo Fimkassar (OGDCL, 2010).



Figura 3.27. Distrito Chakwal en Pakistán (Pamir Tours Scenic Adventures, 1987)

- **Geología**

La estructura geológica que se extiende a lo largo del Campo Fimkassar contiene dos grandes fallas inversas las cuales se intersectan. Una falla se encuentra en dirección SO-NE, mientras que la otra falla es en la dirección SE-NO.

La formación Sakessartiene cerca de 100 metros de espesor en Fimkassar. En general, consiste predominantemente de calizas con intercalaciones de lutitas. La caliza, a lo largo de su extensión, es de color crema a gris clara y usualmente masiva, con considerables desarrollos de cuarzo. Los foraminíferos y la fauna indicaban que la unidad se formó en el Eoceno temprano.

- **Disposición de los pozos dentro del campo**

Los pozos involucrados en el área de estudio fueron denominados pozo No 1, pozo No 2 y pozo No 3; en cuanto a ellos, los contornos mostraban que el pozo No 1 estaba casi en la cúspide de la estructura. El pozo No 3 estaba a 2,6 Km casi hacia el oeste del pozo No 1.

El pozo No 2 produce petróleo desde la formación Chorgali, la cual suprayace la formación Sakessar y sigue la misma estructura teniendo un espesor de cerca de 50 metros. Este pozo estaba localizado a unos 800 metros del pozo No 1 en la dirección noreste hacia el punto de intersección de ambas fallas.

- **Materiales y métodos**

Muestras de agua fueron colectadas desde los pozos de inyección y de producción del Campo Fimkassar y desde pozos de las cercanías del campo (campos Turkwal y Balkassar) produciendo de la misma formación. La colecta de muestras se dio, una vez por semana, desde inicios de junio de 1998 continuó hasta agosto de 1999, para establecer los índices isotópicos del agua en la formación Sakessar y analizar el contenido de  $^{18}\text{O}$ ,  $^2\text{H}$  y  $^3\text{H}$ .

Las variaciones de las relaciones de los isótopos, por ejemplo  $^2\text{H}/^1\text{H}$  y  $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$  en muestras de agua fueron medidas con espectrómetros de masas y son expresados en términos de por mil ( $\delta^2\text{H}\%$  o  $\delta^{18}\text{O}\%$ ).

El contenido de tritio de las muestras fue determinado por titulación líquida después de enriquecimiento electrolítico. La unidad utilizada para medir los niveles de tritio fue la Unidad de Tritio (UT o TU). Ver apéndice V.

- **Análisis y discusión de resultados**

Los valores isotópicos de los campos Balkassar y Turkwal fueron similares a los del agua de la formación Chorgali (pozo No 2). Por lo tanto, los índices isotópicos de la formación Chorgali podían ser considerados como referencia de agua para la formación Sakessar.

El  $\delta^{18}\text{O}$  y  $\delta^2\text{H}$  del agua inyectada en el pozo No 3 (la fuente adicional) tuvo una amplia propagación pero estos valores eran un poco diferente de los del agua de formación. En el caso del tritio, los datos son similares. Aun así, estos isótopos aportaron información acerca de la conexión hidráulica entre el pozo de inyección y producción.

En la discusión siguiente, el agua de formación y el agua inyectada son referidas también como pozo No 2 y pozo No 3 respectivamente, y el agua producida es referida como pozo 1.

- a. Variaciones temporales**

- 1) Variaciones de tritio**

El tritio del pozo No 1 varía de 4,5 a 7,1 UT, con un valor promedio de 5,5 UT. La presencia de tritio en el pozo No 1 indica mezcla de agua inyectada con agua de la formación, de otro modo este valor habría sido cero UT, puesto que el agua de formación no poseía tritio.

El pozo No 2, sin tritio, indica que la formación Chorgali no tiene componentes de agua inyectada. El pozo No 3 muestra una amplia variación, entre 4,1 a 11,6 UT.

## 2) Variaciones de deuterio

El  $\delta^2\text{H}$  del pozo No 2 presentó pequeñas variaciones y la mayoría de los valores están alrededor de los -80‰. Los otros 2 pozos tienen fluctuaciones relativamente mayores. El pozo No 3 muestra una variación en  $\delta^2\text{H}$  debido a que su fuente era una corriente superficial, la cual reflejaba la variación de isótopos en las temporadas de evaporación y almacenamiento de los estanques naturales.

La variación del pozo No 1 podría ser debido a cambios menores en la contribución de agua inyectada. El  $\delta^2\text{H}$  del pozo No 1 no mostró gran relación con la del pozo No 2, en lugar de eso estos valores están más relacionados al pozo No 3. Esto claramente muestra que el agua producida en el pozo No 1 es una mezcla de ambas fuentes con una mayor contribución de agua de inyección.

A partir de estos primeros datos, las variaciones de los resultados del pozo No 1 de los del pozo No 2 y 3 no cambiaron significativamente. Esto indicó que las contribuciones de agua inyectada y agua de formación en la producción son más o menos uniformes. La figura 3.28 muestra la variación temporal de  $\delta^2\text{H}$  para los 3 pozos.

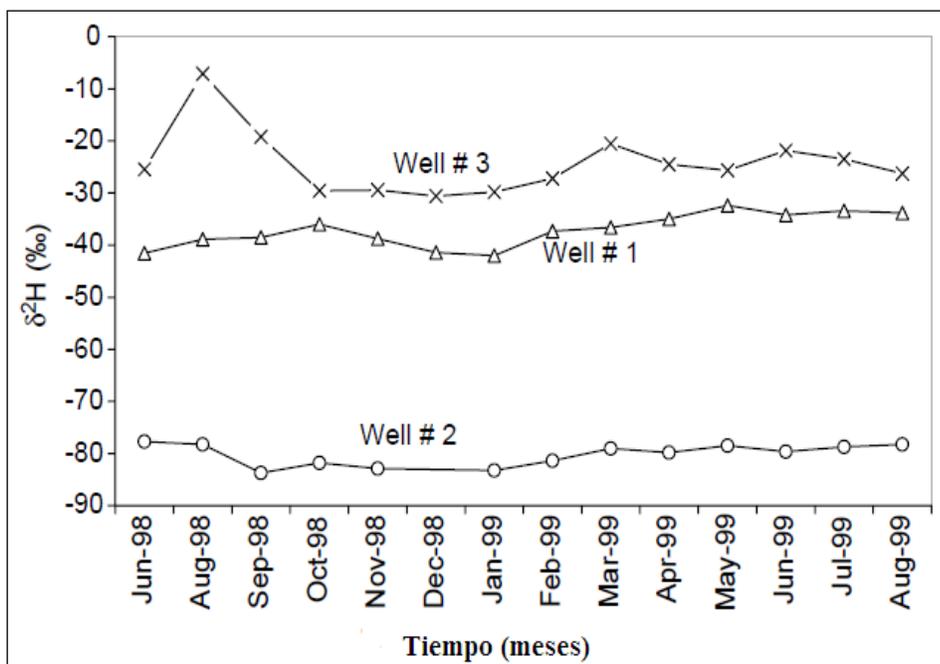


Figura 3.28. Variación temporal de  $\delta^2\text{H}$  de los pozos 1, 2 y 3 (Ahmad y otros, 2003).

### 3) Variaciones de oxígeno

La variación de  $\delta^{18}\text{O}$  para todos los pozos se encuentra graficada en la figura 3.29. El pozo No 3 muestra altas fluctuaciones en el valor de  $\delta^{18}\text{O}$  comparado con el  $\delta^2\text{H}$ , debido a que el valor de  $\delta^{18}\text{O}$  de la fuente de agua inyectada responde más rápido a cambios en los parámetros climáticos como la temperatura, humedad, y otros factores. Los cambios en  $\delta^{18}\text{O}$  del pozo No 2 pueden ser atribuidos a diferentes rocas y/o minerales.

Las variaciones de  $\delta^{18}\text{O}$  también confirman la mayor contribución del pozo No 3 en el agua producida del pozo No 1.

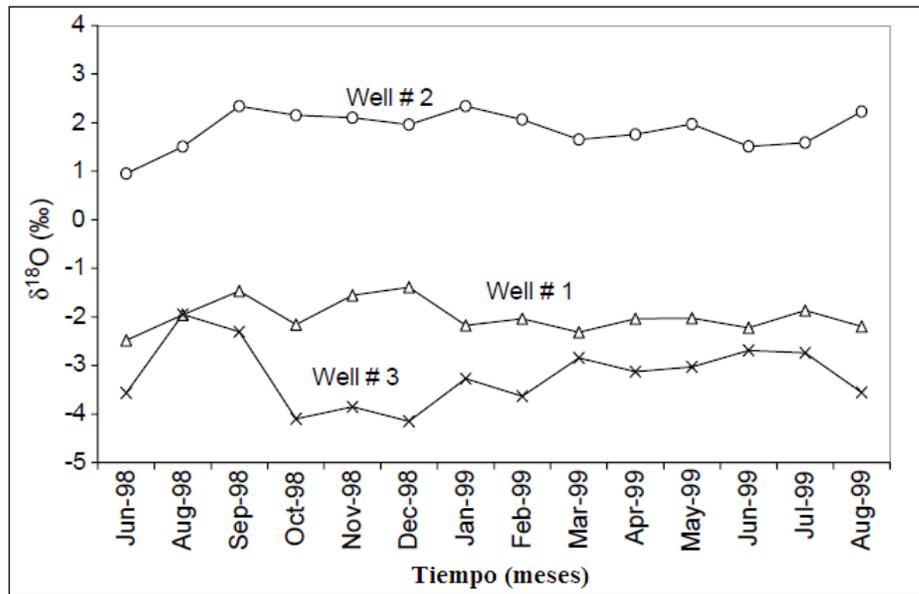


Figura 3.29. Variación temporal de  $\delta^{18}\text{O}$  de los pozos 1, 2 y 3 (Ahmad y otros, 2003).

Los resultados isotópicos confirmaron la irrupción del agua inyectada e indicaron que el agua en el pozo productor era una mezcla del agua inyectada y el agua de formación. El tiempo de irrupción inicial fue de 27 meses. El pozo No 1 (pozo de producción) tiene conexión hidráulica con el pozo No 3 (pozo de inyección).

El agua producida en el pozo No 1 tiene entre 67 y 80% de contribución del agua inyectada, esto muestra que el agua inyectada barre un volumen extenso. Este porcentaje no cambió significativamente desde el momento de la irrupción inicial hasta el último muestreo indicando una buena homogeneidad en el yacimiento y la ausencia de cualquier canal de alta permeabilidad.

### 3.19.2. Aplicación en Argentina

- **Modelo de doble porosidad para transporte de trazadores en yacimientos que tienen fallas geológicas conductoras abiertas: determinación de la orientación de la falla.**

Este estudio fue tomado en consideración ya que es un caso desarrollado en el Campo Loma Alta Sur de Argentina con el fin de describir las pruebas de trazadores en pozos ubicados en yacimientos con fallas conductoras abiertas (Coronado et al., 2011).

- **Ubicación**

El Campo Loma Alta Sur se encuentra en la provincia de Mendoza en la Cuenca Neuquén de Argentina (figura 3.30).

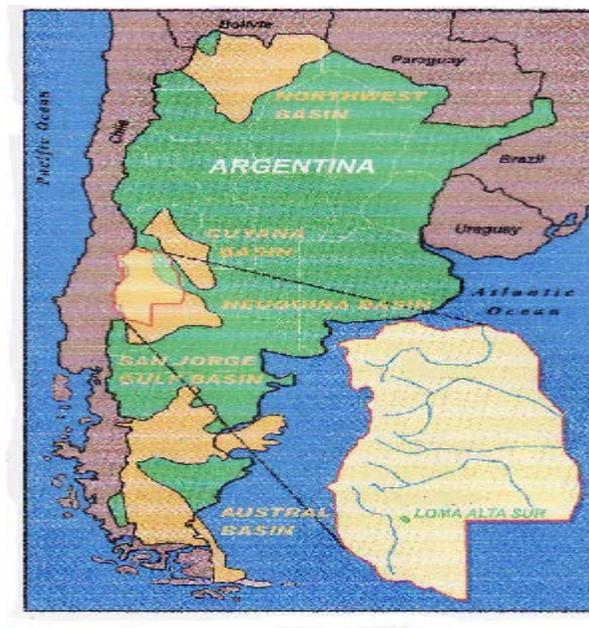


Figura 3.30. Ubicación del Campo Loma Alta Sur (Coronado y otros, 2011).

- **Características del yacimiento**

El campo contiene múltiples cuerpos de arena, los cuales forman aisladamente estrechos canales fluviales. El yacimiento estaba en etapa madura y la producción de agua era alta.

- **Aplicación de trazadores en el Campo**

Durante la implementación de procesos de recuperación secundaria en el campo, fue diseñada una prueba de trazadores para determinar la conectividad en el yacimiento.

Fueron inyectados trazadores solubles en agua en dos pozos: un pulso de 1000 kg de tiocianato de amonio en el pozo 24, con un caudal,  $Q$ , de  $250 \text{ m}^3/\text{d}$  y otro pulso de 740 GBq de agua tritiada en el pozo 56, con un caudal de  $200 \text{ m}^3/\text{d}$ .

Una extensión sugerida de la falla conductora es mostrada como una línea gris discontinua, y en verde se muestran dos trayectorias tentativas de los trazadores que atraviesan la falla, como se observa en la figura 3.31.

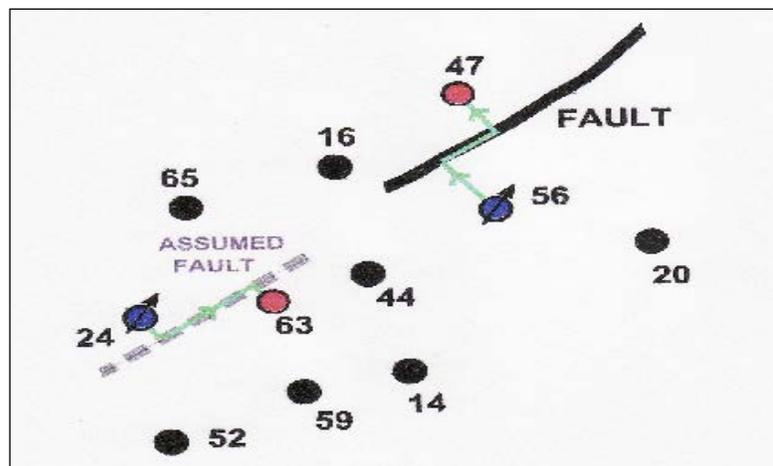


Figura 3.31. Localización de pozos y falla sísmica en la parte sur del Campo Loma Alta Sur (Coronado y otros, 2011).

La llegada de los trazadores fue monitoreada en los pozos de producción circundantes. Se buscaron las irrupciones del trazador que mostraban datos limpios llegando en muy corto tiempo, lo cual es una indicación cualitativa de la influencia de una falla conductora.

El tritio inyectado en el pozo 56 apareció en diversos pozos vecinos, donde se mostraban máximos valores de concentración o picos. Un caso notable es el primer pico, el cual llegó aproximadamente en 10, 40, 45, 75 y 90 días en los pozos 47, 44, 14, 63 y 16, respectivamente. Un notorio candidato para explorar la presencia de la falla conductora fue la irrupción del trazador en el pozo 47 con un caudal de agua,  $Q_w$ , de  $360 \text{ m}^3/\text{d}$ , donde apareció un rápido y bien definido pico, como se observa a través de los datos de campo reflejados en la figura 3.32a.

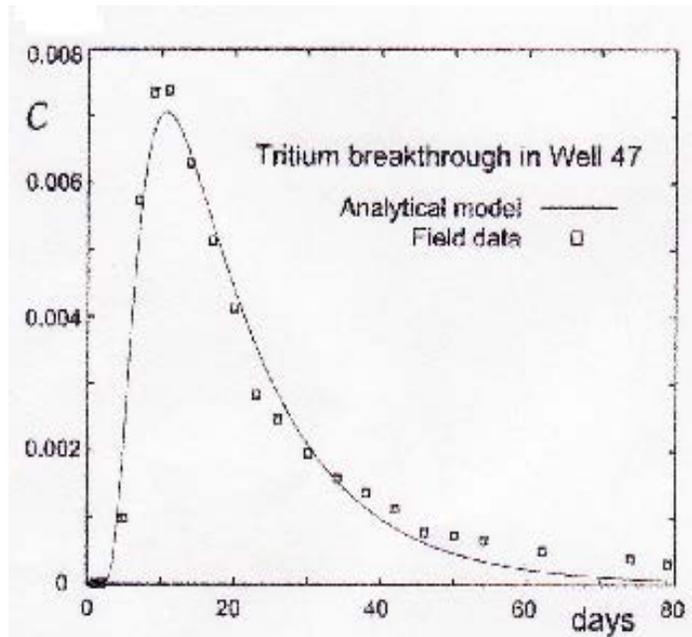


Figura 3.32a. Datos de ruptura del trazador y modelo de inyección instalado para el tritio en el pozo 47 (Coronado y otros, 2011).

Por otro lado, un indicio relevante de la presencia del canal es la cantidad total de trazador acumulado recibido en cada pozo (es decir, el área bajo la curva de los tiempos de irrupción de flujo de producción de agua). Esta cantidad fue 17%, 6.5%, 13%, 2% y 4.5% de la cantidad de trazador inyectado en los pozos 47, 44, 14, 63 y 16, respectivamente. Como es notado, en el pozo 47 se obtuvo una cantidad relativamente alta de trazador. Por esto, el flujo de fluido entre el pozo 56 y 47 es definido como candidato para explorar la presencia de una falla conductora. Este punto fue soportado por la información sísmica que establece una falla en esta área, representada como una línea sólida negra en la figura 3.31.

El tiocianato del pozo inyector 24 fue observado como un rápido y vívido pulso en el pozo 63 ( $Q_w=166\text{m}^3/\text{d}$ ). Ver datos de los puntos de este pozo en la figura 3.32 b.

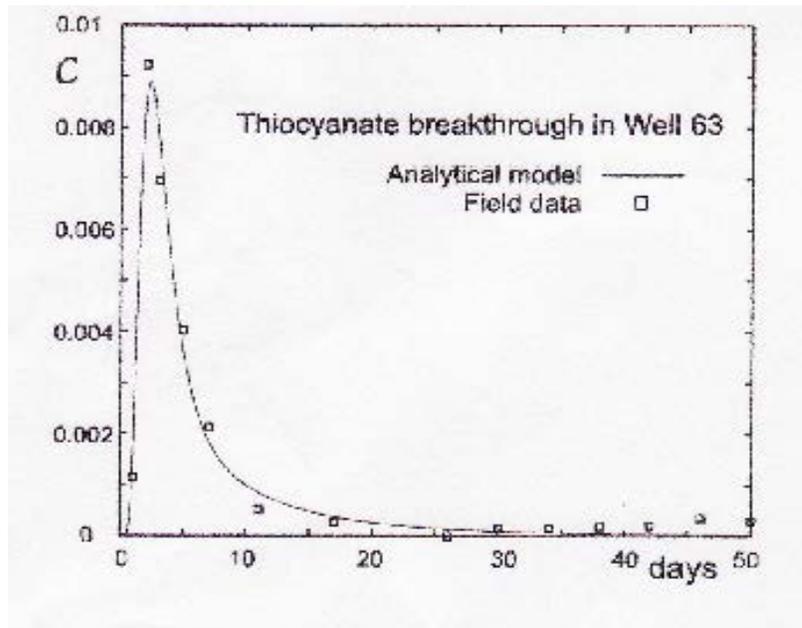


Figura 3.32 b. Datos de ruptura del trazador y modelo de inyección instalado para el tiocianato en el Pozo 63 (Coronado y otros, 2011).

En la figura 3.32b se ilustra que el pico fue alcanzado en sólo 3 días. La fracción de trazador acumulado obtenida a los 170 días es 25%. Esta rápida llegada con una gran acumulación de trazador recuperado puede significar que el trazador siguió un canal conductor. Esto sugiere que la falla asumida llega a la parte superior derecha en la figura 3.31 (línea sólida negra), continúa abajo a la izquierda hacia el pozo 24, como se ilustra mediante una línea segmentada gris.

Otros pozos con irrupción de tiocianato son el 52, 65 y 59. Sin embargo, ellos mostraron un movimiento lento del pulso, con su primer pico llegando en los días 60, 85 y 180, respectivamente. La cantidad de trazador recuperada a los 170 días es pequeña, esto es 2.5%, 0.04% y 0.6%, respectivamente.

Luego se aplicó un modelo analítico a los datos de la trayectoria de trazador entre el pozo inyector 56 y el productor 47, así como a los datos del pozo inyector 24 al productor 63, como se muestra a través de las líneas verdes en figura 3.31.

Cabe señalar que el fluido de los inyectores alcanza la falla y en ese punto hace que el fluido fluya en direcciones opuestas en la falla, saliendo de la misma en ambos extremos. Un indicio de esto es que la producción del pozo 63 recibió trazador de ambos lados de la falla, del pozo 24 y del pozo 56.

Para poder ajustar el modelo a los datos de irrupción de trazador se debió usar una función altamente no lineal.

- **Resumen y conclusiones**

Un modelo analítico de transporte de trazador fue desarrollado para describir las pruebas de trazador entre pozos en el caso cuando un yacimiento tiene fallas geológicas conductoras. Se consideró un sistema compuesto por 3 regiones unidas por una secuencia de fuentes efectivas de trazadores y con diferentes propiedades. La primera región representa la trayectoria del trazador desde el inyector a la falla, la

segunda región la trayectoria a lo largo de la falla, y la tercera, la región desde la falla al pozo de producción.

Un procedimiento matemático fue diseñado para considerar la presencia de posibles flujos externos a la falla. Adicionalmente, el modelo incorporó la importante característica de que la falla comprende una red de fracturas. Este hecho es introducido aplicando un formalismo estándar de doble porosidad para la región de la falla.

Se realizó una aplicación del modelo desarrollado para una prueba de trazador en un yacimiento del Campo Loma Alta Sur de Argentina. Aquí, las pruebas de trazador y la información sísmica indicaban la presencia de fallas conductoras. El procedimiento de optimización fue cuidadosamente examinado y aplicado. La orientación de la falla fue obtenida de los análisis, el cual reprodujo muy cercanamente la orientación establecida por la información sísmica.

### **3.19.3. Aplicación: Trabajo de Investigación**

- **Modelo analítico para el transporte de trazadores en yacimientos que tienen fallas geológicas conductoras.**

En este trabajo, se presenta un modelo analítico para describir el transporte del trazador en una formación en la cual se localiza una falla conductora entre el pozo inyector y el productor.

Se analizó el comportamiento del pulso y la curva de irrupción del trazador, así como su sensibilidad a la dispersión, longitud de la falla y velocidad del fluido en la falla (Coronado, Ramírez, 2008).

- **Descripción del problema**

Las fallas pueden constituir una barrera o un conducto de flujo dependiendo de la estructura de la falla. Las fallas pueden comprender un núcleo de baja permeabilidad rodeado por la denominada zona dañada, la cual es una región de alta permeabilidad que tiene una compleja red de fracturas pequeñas. El comportamiento hidráulico de las fallas que funcionan como barreras o como conductoras depende del tamaño, ancho y composición de estas estructuras.

Aunque diversos modelos analíticos han sido desarrollados para describir el transporte de los trazadores en una falla geológica conductora, sólo unos pocos de ellos capturan el hecho de que los pozos inyectoros y productores están regularmente localizados fuera del plano de la fractura.

Los pozos inyectoros y productores están regularmente colocados fuera del plano de fallamiento. Esto significa que los trazadores se mueven a través de regiones con propiedades diferentes. Ellos deben viajar primero a lo largo de una región de relativamente baja permeabilidad localizada entre el pozo de inyección y la falla, luego van a través de una zona fracturada altamente permeable a lo largo de la propia falla, y finalmente debe moverse nuevamente en una región de relativamente baja permeabilidad desde la falla hasta el pozo productor.

Para este estudio en particular, el sistema bajo consideración fue una sección de yacimiento consistente de un pozo inyector, un pozo productor y una falla conductora separándolos transversalmente, como es mostrado en la figura 3.33 a; en la misma, L1 y L3 son las distancias desde el pozo de inyección a la falla y desde la falla al pozo productor, respectivamente, y L2 la longitud de la trayectoria a lo largo de la falla entre el pozo inyector y el productor. La falla fue asumida como un canal de alta permeabilidad, donde grandes flujos de fluidos pueden producirse.

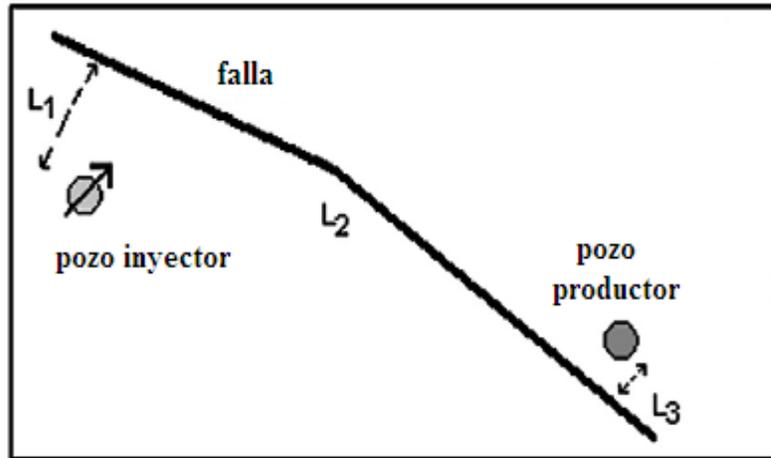


Figura 3.33 a. Vista plana de una sección del yacimiento dividida transversalmente por una falla conductora (Coronado y Ramírez, 2008).

El transporte de trazadores se representó por un modelo de dispersión de permeabilidad única. La presencia de la falla modifica significativamente el patrón de flujo debido a que es un canal de alta permeabilidad, como se ilustra en la figura 3.33 b.

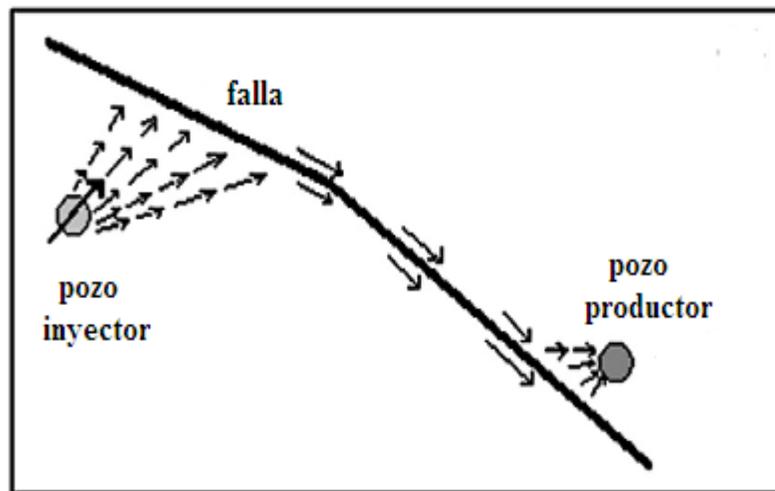


Figura 3.33 b. Distribución representativa de flujo principal (Coronado y Ramírez, 2008).

Para simplificar el inconveniente manteniendo ciertas características concernientes a la trayectoria multi región del trazador, se transformó el sistema a un problema de transporte de trazador en una región de tres trayectorias bidimensionales, como se observa en la figura 3.34. Este sistema representa la situación de un canal de flujo de 3 regiones (región 1, región 2 y región 3) comunicando al pozo inyector con el pozo productor. La situación analizada aquí corresponde a una falla cerrada, en el sentido en que la cantidad de fluido fluyendo en la región 1 es igual a la cantidad fluyendo a lo largo de la falla y de la región 3.

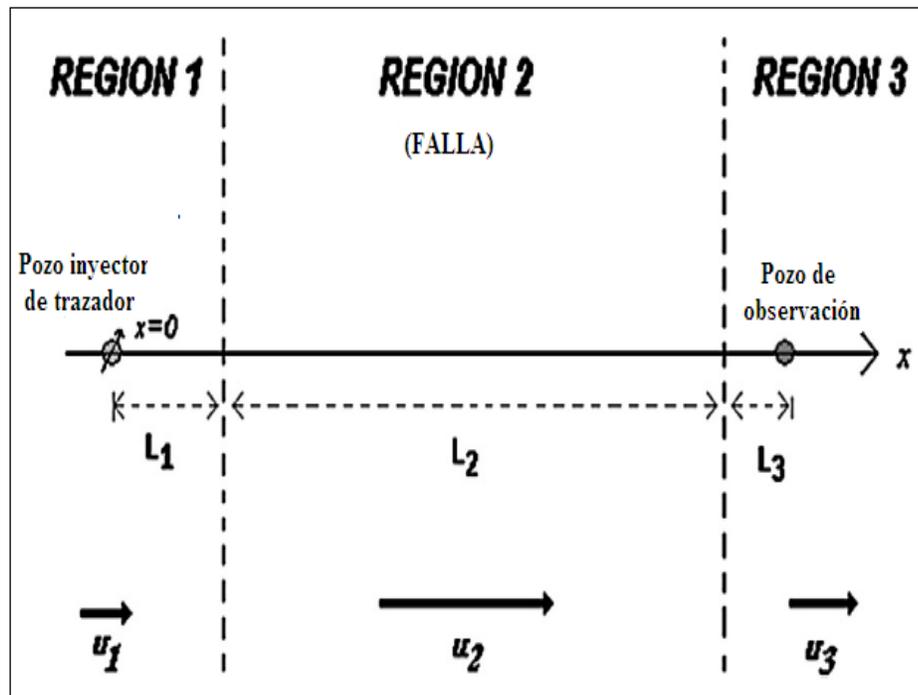


Figura 3.34. Tres regiones en el sistema unidimensional (Coronado y Ramírez, 2008).

Se consideró una velocidad de fluido uniforme,  $u_i$ , (era igual para las regiones 1 y 3 y diferían de la región 2) y un coeficiente de dispersión constante  $D_i$  para cada región. Un pulso Delta de Dirac para el trazador fue introducido en  $x=0$  a  $t=0$ , el cual viajó a las regiones 2 y 3.

Fue impuesta la condición de conservación de la masa del trazador. Al final, la concentración del trazador se evaluó en  $x=L_1+L_2+L_3$  como una función del tiempo y los parámetros descritos en el sistema. Las curvas resultantes de irrupción del trazador se compararon con el caso cuando la falla no estaba presente.

- **Solución- Resultados**

En esta sección se presentan los resultados de la concentración de los trazadores como función del tiempo y espacio. Se trataron cuatro casos: una longitud de falla larga y corta teniendo alta y baja dispersión respectivamente.

### **Caso 1: falla larga con alta dispersión**

Se examinó el caso de una falla extensa, la falla representa el 80% de la trayectoria total del trazador. Se asumió que la velocidad del fluido en la falla era 100 veces mayor que la velocidad en la región 1, lo que quiere decir que  $u_2/u_1=100$ . Además, se consideró un coeficiente de dispersión en la falla 100 veces más grande que el de la región 1, por ejemplo,  $D_2/D_1=100$ . También, se asumió que la región 1 y 3 tenían los mismos valores de dispersividad y velocidad del trazador, con valores  $a_1=a_3=0.1$  y  $b_1=b_3=0.2$ . Esas consideraciones conducen a  $a_2=10$  y  $b_2=20$ .

La concentración del trazador como función del espacio para los tiempos  $t_D = \{0.1, 0.2, 0.5, 1.0\}$  es mostrada en la figura 3.35. En esta figura la serie de puntos desde (a) hasta (d) muestra el movimiento de un pulso inyectado en  $x_D=0$  y moviéndose a la derecha a través de las regiones 1, 2 y 3 en secuencia. En estos gráficos se muestra el modelo de 3 regiones (línea sólida) y el modelo de una región con propiedades de la región 1 (línea quebrada gris), es decir, cuando la falla no está presente.

La última curva representa el caso aparente cuando la falla no está presente en el yacimiento, lo cual describe un pulso lento. La línea sólida muestra cambios abruptos

de la derivada en las interfaces localizadas en  $x_D=0.1$  y  $0.9$  debido a las discontinuidades impuestas en la velocidad del trazador y coeficiente de dispersión.

Un pico relativamente alto es generado en la región 3, cerca del borde debido a la acumulación de trazador en este sitio porque la velocidad en la región 2 es mucho mayor que la velocidad en la región 3 ( $u_3/u_2=100$ ). Debe resaltarse que en la figura 3.35, debido a la conservación de la masa, el área bajo cada curva (a) a (d) es igual.

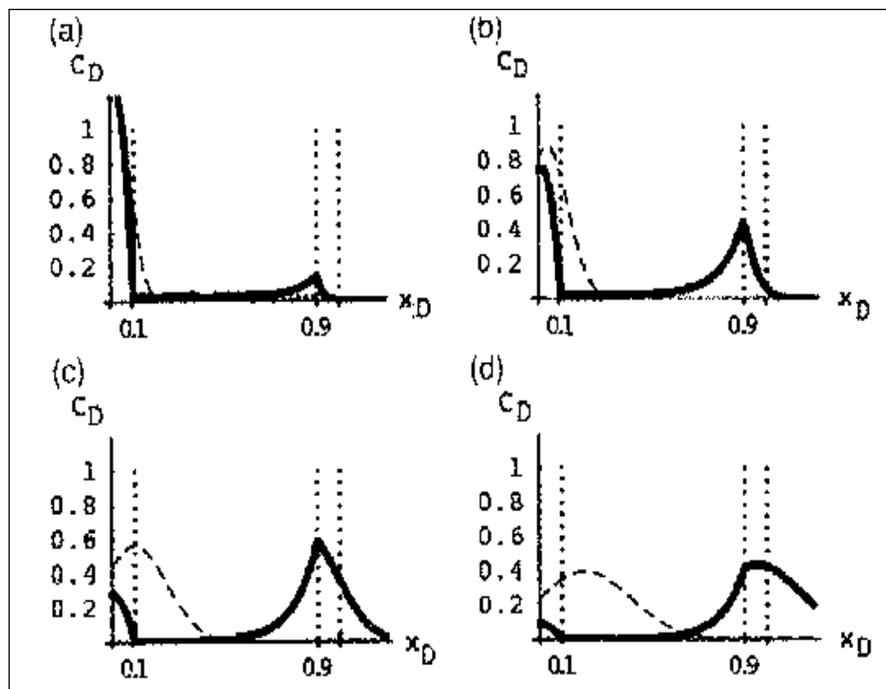


Figura. 3.35. Caso I: Alta velocidad y dispersividad dentro de la falla (Coronado y Ramírez, 2008).

La curva de irrupción del trazador en  $x_D=1$  es mostrada como una línea negra sólida en la figura 3.36. La curva muestra la forma de campana asimétrica característica, sin franca evidencia de la presencia de la falla aunque está presente. El caso sin falla es mostrado mediante una línea gris quebrada en la figura 3.36. Debido a la conservación de la masa el área debajo de estas dos curvas es nuevamente la misma.

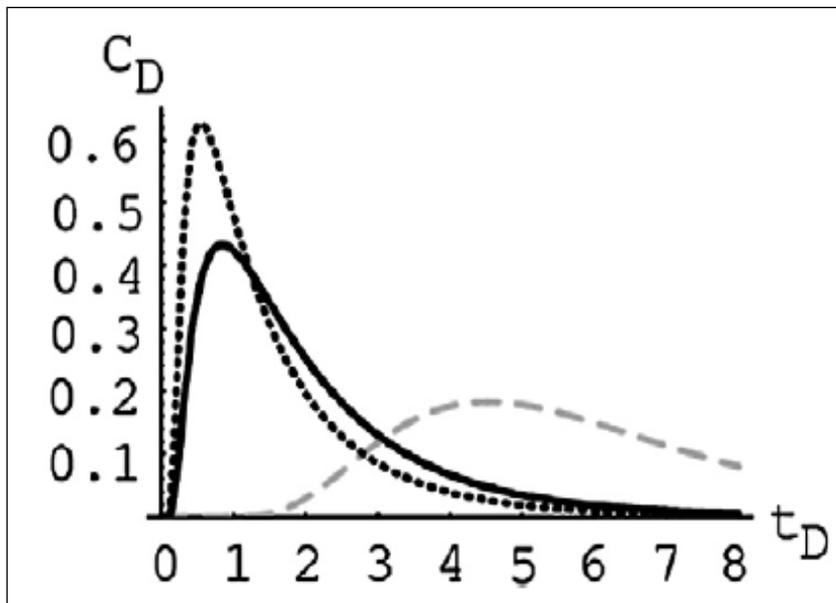


Figura 3.36. Curvas de ruptura del trazador. Caso I y II(Coronado y Ramírez, 2008).

### Caso 2: falla larga con baja dispersión

El coeficiente de dispersión en yacimientos es difícil de calcular y generalmente involucra grandes incertidumbres. En este caso se analizó la influencia considerando un coeficiente de dispersión 1000 veces más pequeño que el caso previo, esto quiere decir  $D_2/D_1 = 1/10$ . Examinando los parámetros de este caso, se mantienen los mismos que en el caso 1, excepto  $a_2$ , el cual en consecuencia viene ahora dado por  $a_2=0.0001$ . El perfil de concentración en el espacio es mostrado en la figura 3.37.

Debido a la baja dispersión en la falla, el gradiente de la concentración en la región 2 es casi nulo, resultando en el perfil plano observado en la figura 3.37. Además, debido a la gran velocidad en la región 2, la concentración allí es muy baja. La correspondiente curva de irrupción para  $x_D=1$  es mostrada en la figura 3.36, como una línea punteada negra. Debido a la reducida dispersión, esta curva es más estrecha,

larga y con un pico de concentración apareciendo más temprano que en la curva sólida negra, la cual corresponde al caso de alta dispersión.

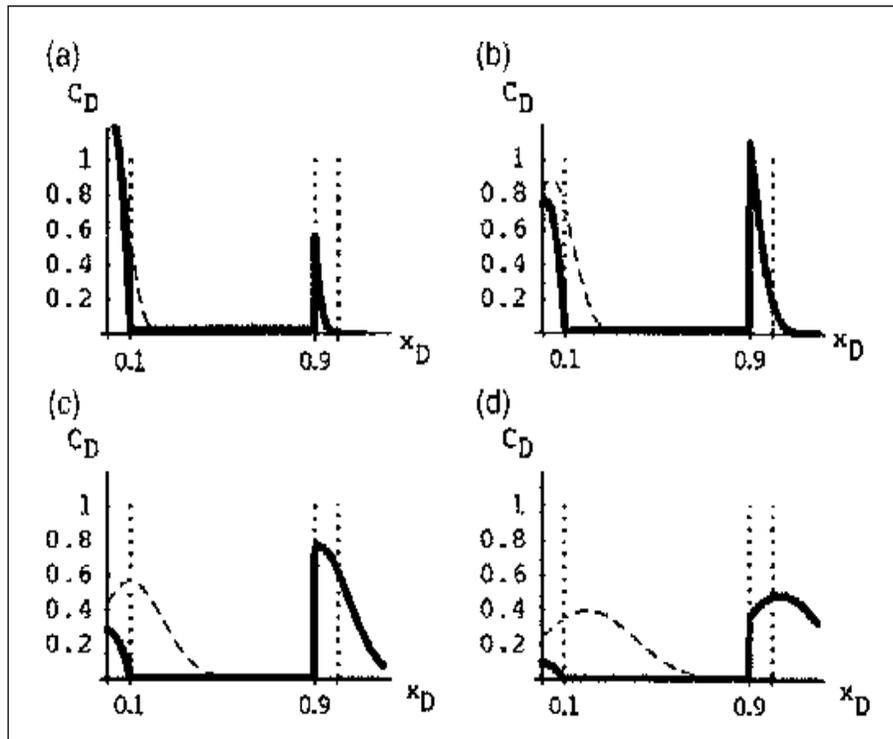


Figura 3.37. Caso II: alta velocidad y baja dispersividad dentro de la falla (Coronado y Ramírez, 2008).

### Caso 3: falla corta con alta dispersión

En este caso se analizó el efecto de la longitud de la trayectoria de falla en el transporte del trazador, en comparación con la situación cuando la falla no está presente en el yacimiento.

Se consideró, en este caso, una longitud corta de la falla, la cual representa sólo el 10% de la longitud total del recorrido del trazador. Debido a que los efectos de la falla son localizados en una zona pequeña, es esperada una importante similitud con

el caso sin falla. Se tomaron los mismos valores de los parámetros del caso 1 ( $D2/D1=100$  y  $u2/u1= 100$ ) con  $d1=d3=0.45$  y  $d2=0.1$ . Los perfiles de la concentración para los tiempos  $tD= \{0.3, 0.6, 1.5, 3\}$  son mostrados en la figura 3.38.

Los valores de tiempo seleccionados son diferentes de aquellos en la figura 3.35, para ilustrar adecuadamente la dinámica de los pulsos. Las características básicas del comportamiento del pulso a lo largo de las 3 regiones son similares a las descritas en figura 3.35, pero más cortas en tiempo.

La curva de irrupción del trazador descrita en este caso es mostrada en la figura 3.39 como una línea negra sólida. Debido al pequeño tamaño de la región 2, esta línea es muy similar a la curva gris segmentada, la cual corresponde a una sola región teniendo las características de región 1 (por ejemplo, sin falla presente), como es esperado.

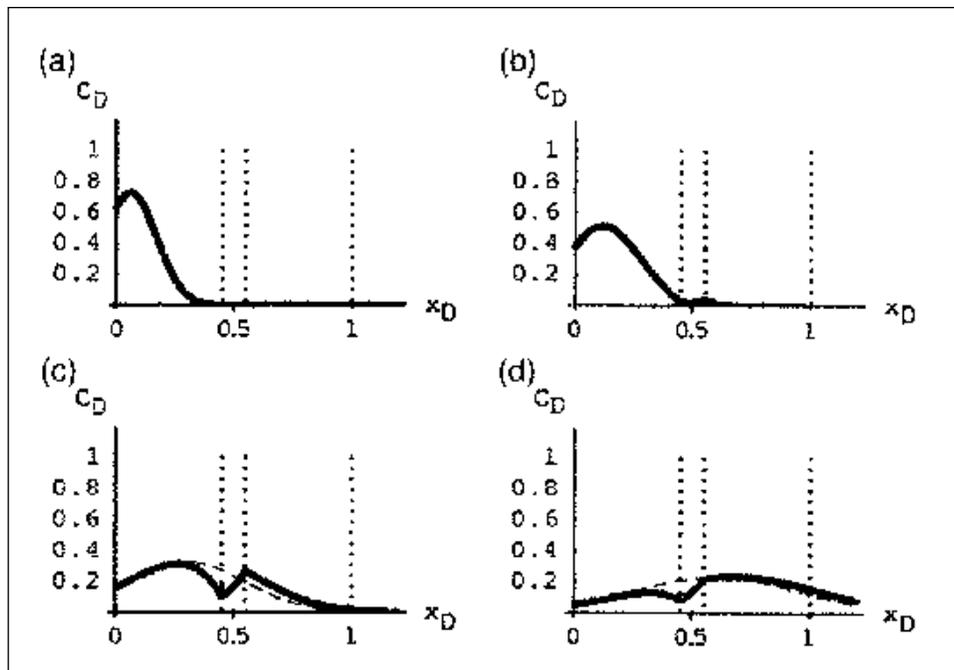


Figura 3.38. Caso III: falla corta con alta velocidad y alta dispersividad (Coronado y Ramírez, 2008).

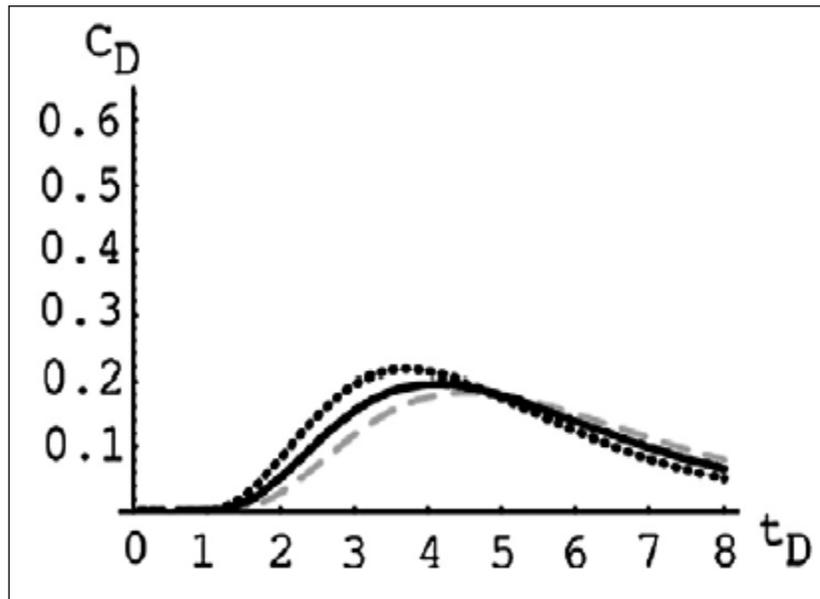


Figura 3.39. Curvas de ruptura del trazador. Caso III y IV (Coronado y Ramírez, 2008).

**Caso 4: falla corta con baja dispersión.**

El caso complementario de longitud corta de falla con baja dispersión es examinado considerando los mismos valores para los parámetros como en el caso 3, exceptuando  $a_2$ , el cual es ahora  $a_2 = 0.0001$  (esto es  $D_2/D_1 = 1/10$ ).

Como es mostrado en la figura 3.40, el perfil de la concentración del trazador muestra características dinámicas básicas como las encontradas en el caso 2, pero en una zona más estrecha. La curva de irrupción es mostrada en figura 3.39 como una línea punteada negra.

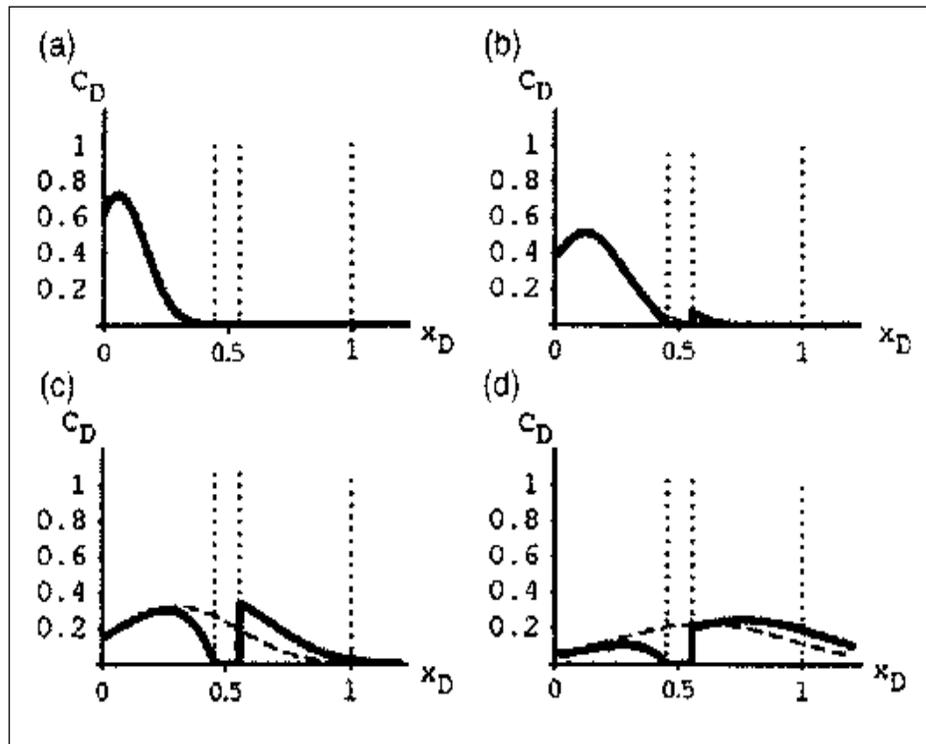


Figura 3.40. Caso IV: falla corta con alta velocidad y baja dispersividad. (Coronado y Ramírez, 2008).

- **Resumen y conclusiones**

Un modelo analítico fue desarrollado para describir el transporte de los pulsos del trazador entre pozos, en un yacimiento homogéneo que tiene una falla conductora. El modelo reconoce cuando los pozos productores e inyectores están regularmente situados fuera del plano de falla. Por lo tanto, el modelo involucra 3 regiones con diferentes propiedades de transporte, siendo la falla la región central con alta velocidad. El transporte de trazador es descrito en cada una de las regiones unidimensionales, por dispersión hidrodinámica.

El modelo puede ser empleado en la interpretación de pruebas de trazadores y en la determinación de propiedades de la formación.

Una característica regular de los datos que indica la presencia de una falla conductora es un corto tiempo de tránsito del trazador junto con un estrecho pico de concentración.

La cantidad de parámetros en el modelo es relativamente alta, sin embargo éstos pueden ser reducidos considerando propiedades similares para la región 1 y 3, tomando en consideración la sensibilidad y relevancia de los parámetros.

En este trabajo se analizó la sensibilidad de la curva de irrupción del trazador a los parámetros: (i) dispersividad en la falla y (ii) longitud de la falla. La curva es afectada de manera importante por la dispersividad.

La longitud de la falla muestra una influencia significativa en la curva de irrupción, como puede ser inferido al comparar la figura 3.36 para un 80% de longitud relativa de la falla y figura 3.39 para un 10% de longitud relativa. Finalmente, es bueno recalcar que la dinámica de los pulsos y los perfiles de la concentración del trazador a lo largo de la longitud de la trayectoria presentan diferentes características peculiares para cada caso, como puede ser observado en las figuras 3.35, 3.37, 3.38 y 3.40.

#### **3.19.4. Aplicación en Ecuador**

- **Estudio del uso de trazadores radiactivos para campos de petróleo repletados para recuperación secundaria y terciaria.**

Este estudio se llevó a cabo con la finalidad de determinar la existencia de interconexión de pozos petroleros mediante un modelo geológico deposicional en los yacimientos “T” y “U” de la Formación Napo en el Campo Sacha de Ecuador.

La técnica de radiotrazadores fue implementada en el campo por la Comisión Ecuatoriana de Energía Atómica (CEEAA) y PETROECUADOR; se previó que

la reevaluación del mismo, de manera conjunta con un modelo geológico, permitiría conocer el tránsito de los fluidos dentro del yacimiento, y de esta forma se podría optimizar la producción hidrocarburífera en el sistema de pozos productor- inyector.

- **Ubicación**

El Campo Sacha se encuentra ubicado a unos 180 kilómetros de la ciudad de Quito (Ecuador), en la provincia de Orellana dentro del Corredor Sacha- Shushufindi. Figura. 3.41.

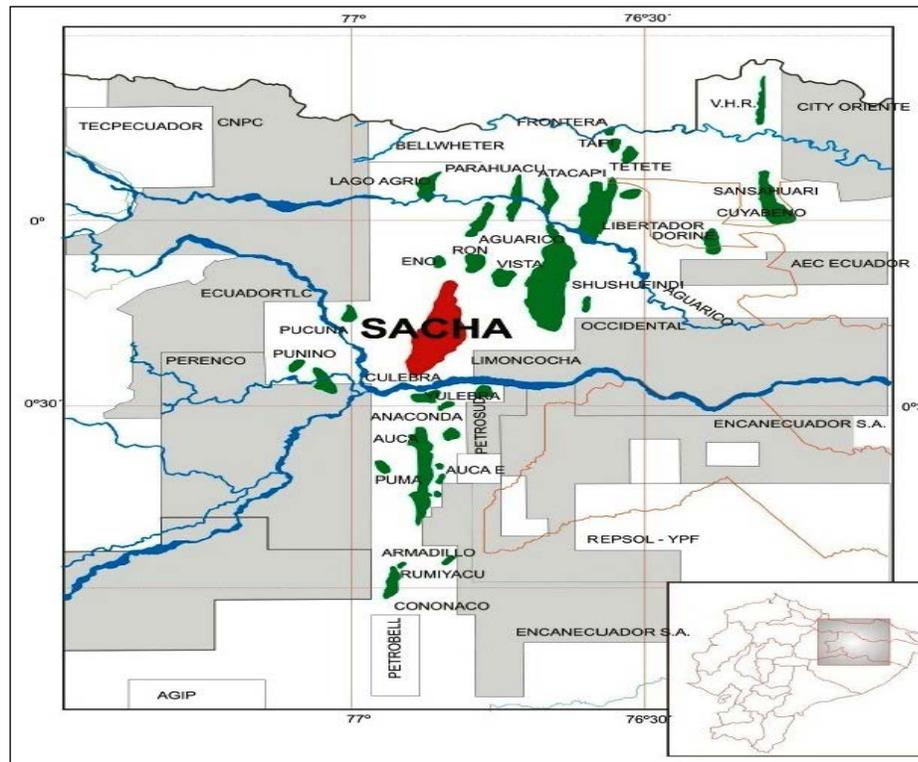


Figura 3.41. Ubicación del Campo Sacha (Rivadeneira y Baby, 1999).

- **Geología y características del yacimiento**

El campo tiene una superficie aproximada de 250 Km<sup>2</sup> y entró en producción en 1972.

La formación Napo ha sido subdividida en los siguientes miembros: M-1, M-2, A, U, B, T y C. Para fines de este trabajo se hará énfasis sólo en las subdivisiones U y T (“U-1” y “T-1” respectivamente) ya que son los principales yacimientos de la Formación. La formación Napo está constituida por calizas, lutitas ricas en materia orgánica y areniscas, alcanza un espesor aproximado de 900 pies.

El Corredor Sacha-Shushufindi está deformado por mega fallas orientadas en varias direcciones.

Para determinar el tránsito de un fluido dentro de un medio poroso, es necesario el conocimiento de las propiedades petrofísicas del yacimiento, como la porosidad, permeabilidad y presiones, para tratar de definir patrones de circulación dentro de los principales yacimientos.

- **Porosidad**

La arenisca “T-1”, presenta una porosidad promedio de aproximadamente 12,5%. Mientras que en la arenisca “U-1” se registra un valor de porosidad promedio de 13,6%, aproximadamente.

- **Permeabilidad**

En este caso se utilizaron valores de permeabilidades horizontales, ya que el principal movimiento de flujo se da en forma lateral.

La permeabilidad de la arenisca “T-1” es de 220 md en promedio y en la arenisca “U-1”, se registró un valor promedio de 299 md.

- **Presiones**

Los mapas de presiones de los intervalos de areniscas se obtuvieron a partir de los historiales de presión hasta el año 2004.

La declinación de presión del campo es de 30 psi/año. Este valor constituye el promedio de descenso de presión ocasionado por la explotación de hidrocarburo del campo.

La presión varía en un rango entre 1000-3500 psi, para cada arenisca. Las zonas de baja presión se localizan en la parte central del campo. Existen zonas de alta presión dentro del campo, pudiendo indicar bloques aislados afectados por fallamiento o condiciones particulares de yacimiento.

- **Direcciones de flujo**

El movimiento normal de los fluidos en el Campo Sacha, se produce desde la periferia o flancos del anticlinal hacia el centro del mismo. Se pensó que los fluidos se movilizarían hacia las zonas de baja presión. La inyección de fluidos en recuperación secundaria genera cambios en las direcciones de flujo dentro de los medios porosos.

A continuación se presentan los mapas de dirección de flujo de agua para los intervalos “T-1” y “U-1”, mostrados en las figuras 3.42 y 3.43, respectivamente, para las zonas que se ven afectadas por la inyección.

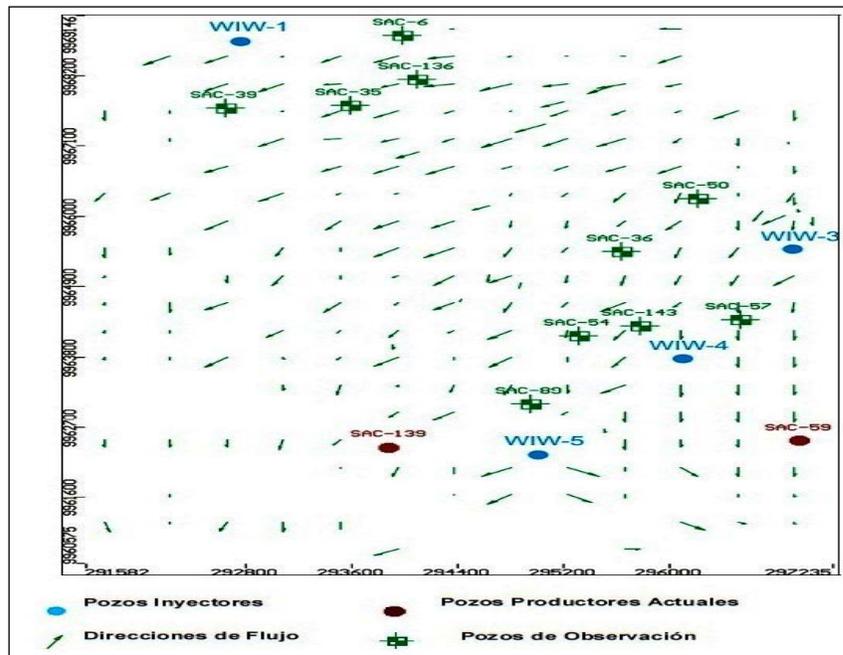


Figura 3.42. Mapa de direcciones de flujo para T-1 (Petroproducción-CEEA, 2004).

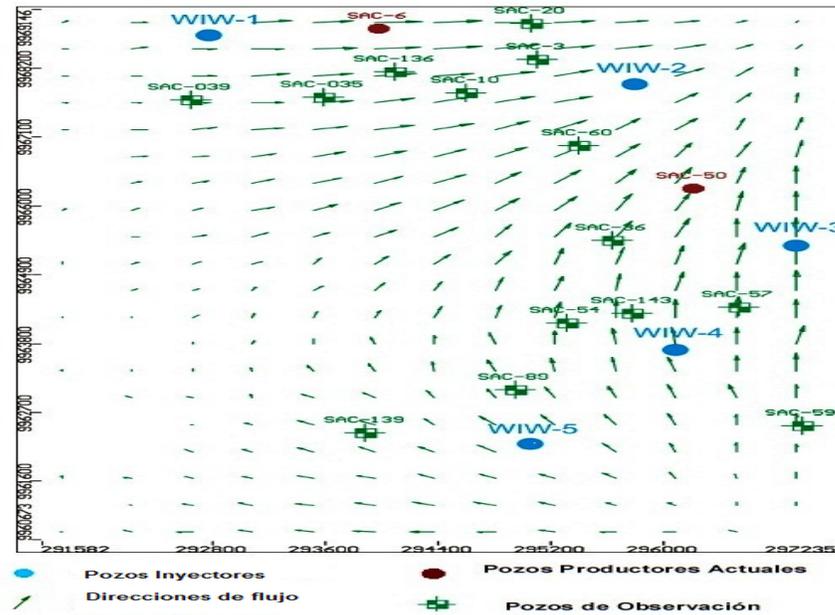


Figura 3.43. Mapa de direcciones de flujo para U-1 (Petroproducción-CEEA, 2004).

- **Problemática**

En Ecuador, se han ejecutado proyectos de inyección de agua para recuperación secundaria en el Campo Shushufindi y luego se implementaron en Sacha

En Shushufindi el proyecto duró 15 años y no dio el resultado técnico esperado, por lo cual se decidió dar por terminado al no haberse obtenido resultados positivos (incremento de presión y producción) en los pozos productores más cercanos a los pozos inyectores, desconociéndose la dirección que tomó el agua inyectada.

En el Campo Sacha, por su parte, se inició la inyección de agua en los yacimientos T y U en noviembre de 1986, con el objeto de aumentar la producción de hidrocarburo mediante un barrido lateral. A partir de abril de 1994 se comienza con la reinyección de agua de formación dentro de los sistemas de inyección.

Una vez terminado el proyecto en el Campo Shushufindi, sin buenos resultados, continuaba ejecutándose en el Campo Sacha el proyecto de inyección de agua, por lo que se determinó la conveniencia de aplicar un estudio de uso de trazadores radiactivos (tritio) para conocer el comportamiento dinámico del agua inyectada en el yacimiento Napo y mediante ésta, confirmar datos geológicos valiosos.

Un problema que se detectó con la puesta en práctica del ensayo fue que al reinyectar el tritio con agua de formación, éste sufriría un retraso en el tránsito, pues este isótopo puede experimentar un proceso de intercambio molecular con el hidrógeno presente en las aguas de formación generando un retraso en su tiempo de residencia en el medio a tratarse.

- **Disposición y elección de los pozos dentro del campo**

En el caso del Campo Sacha todos los pozos inyectores se encuentran localizados en los flancos del anticlinal en un arreglo periférico (figura 3.44); lo que favorece al barrido del hidrocarburo.

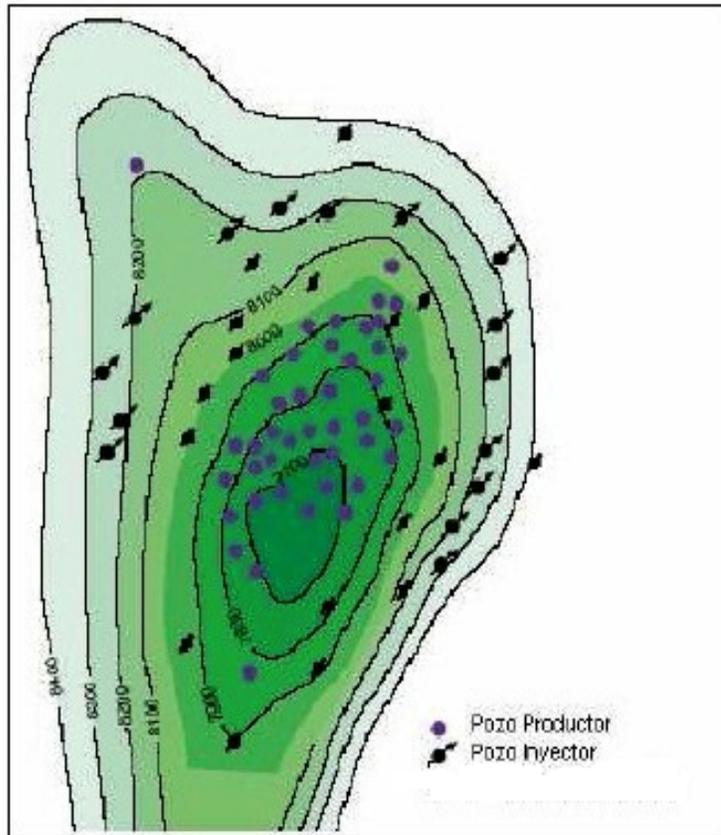


Figura 3.44. Modelo propuesto ideal para la ubicación de pozos productores e inyectores con base a la estructura (Rahman, 1991).

En cuanto a la prueba de radiotrazadores, el 26 noviembre de 2002 se realizó la selección de los pozos a investigarse. Se seleccionó el pozo inyector 5 (SAC-5) y los pozos productores SAC-59, SAC-139 para el estudio de trazadores de agua en la arenisca “T”. Para la arenisca “U”, se eligió el pozo inyector 3 y el pozo productor SAC-50, para dicho monitoreo.

Cabe señalar que la ubicación en el campo de los sistemas, que representan el arreglo de los pozos inyectores y sus respectivos pozos de influencia, considerando facies

sedimentarias en “T-1” y en “U-1” son mostrados en las figuras 3.45 y 3.46, respectivamente.

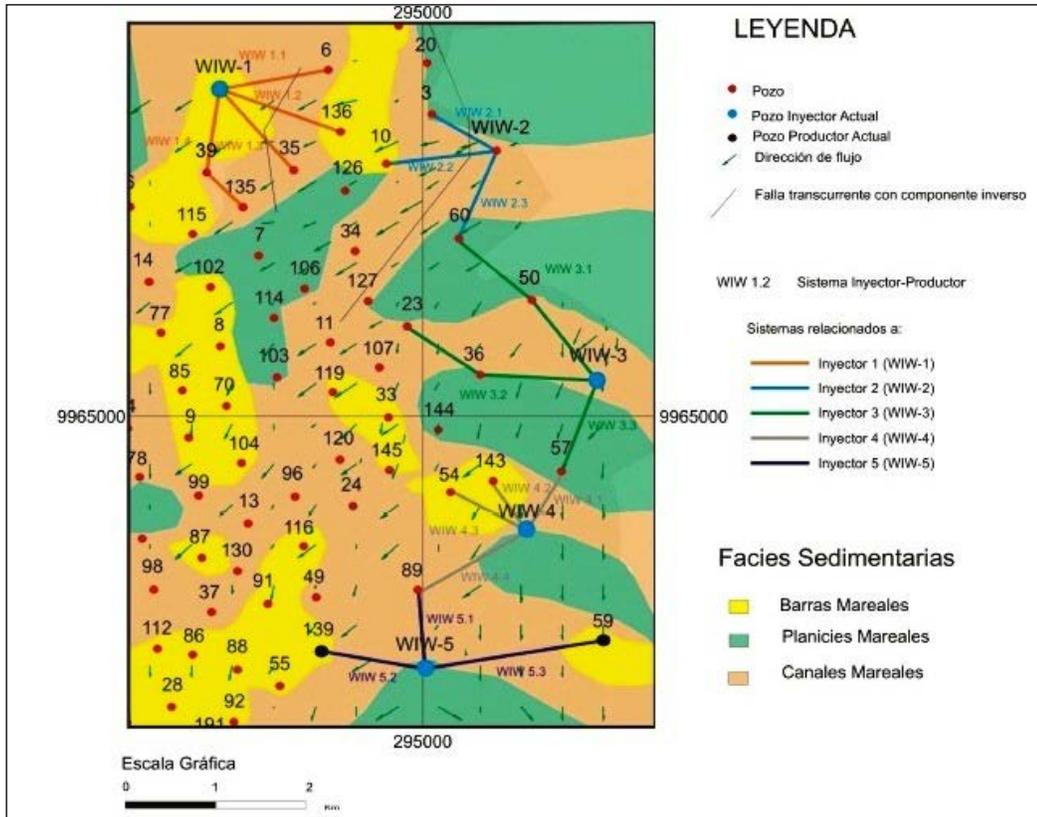


Figura 3.45. Sistemas Inyectores-Productores relacionando facies sedimentarias, fallas y direcciones de flujo para T-1 (Petroproducción-CEEA, s. f.).

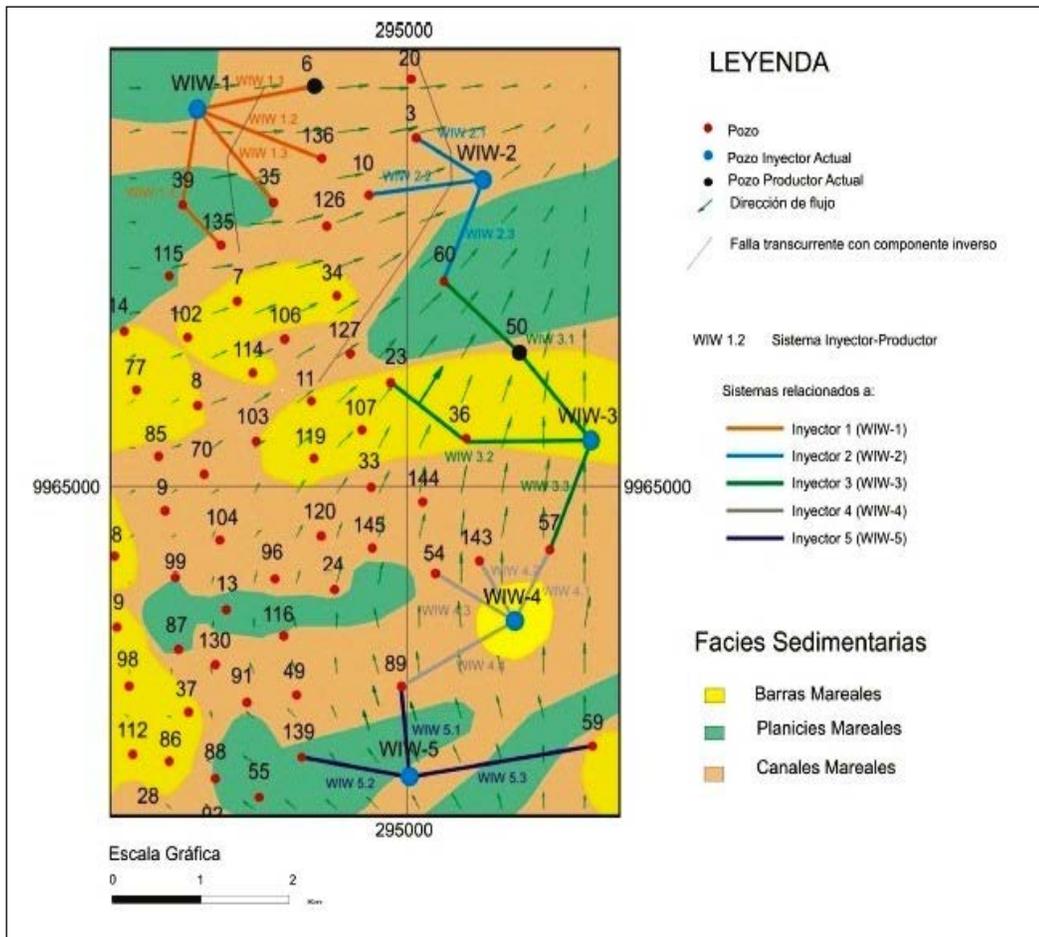


Figura 3.46. Sistemas Inyectores-Productores relacionando facies sedimentarias, fallas y direcciones de flujo para U-1 (Petroproducción-CEEA, s. f.).

- **Materiales y equipos**

Para la realización de este trabajo se requirió de información existente tal como: informes geológicos, sísmica 3D, propiedades petrofísicas del yacimiento, registros eléctricos de pozos, núcleo de perforación, informes y publicaciones realizados por técnicos de PETROPRODUCCION y CEEA, softwares, graficadores los cuales fueron proporcionados por PETROPRODUCCION filial de PETROECUADOR.

- **Aplicación de trazadores en el campo**

Los muestreos fueron realizados con una frecuencia diaria durante la primera semana. La segunda semana la frecuencia fue cada dos días, aumentando progresivamente por un período de 19 meses para “T” y 11 meses para “U”.

**Ensayo para arenisca T-1:**

a. Sistema WIW 5.2 (pozo inyector WIW-5 y Pozo productor SAC-139)

La distancia entre el pozo inyector SAC-5 (WIW-5) y el pozo productor SAC-139 es igual a 1158 mts.

No hay ninguna falla que interfiera en la continuidad del sistema. Mediante el volumen de agua se determinó que se recuperó 0.01 Ci de los 4.5 Curies, es decir sólo el 0.2% del total inyectado. Este porcentaje de radiotrazador no es una respuesta que confirme la continuidad del sistema, puesto que este valor puede deberse a una contaminación en el sistema de muestreo.

En la figura 3.47, se observa una curva de paso de tritio, entre el 5to y 9no mes. En diciembre del 2003, la concentración de tritio baja totalmente, debido a una posible desviación por canalización o a que no existe interconexión.

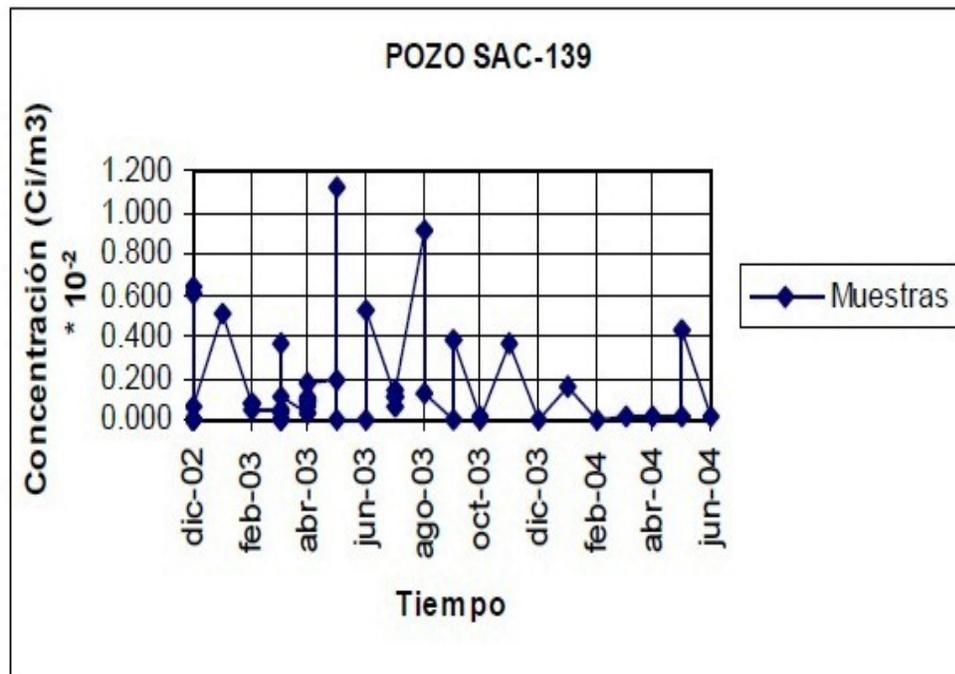


Figura 3.47. Respuesta de llegada del trazador en función del tiempo en T-1. Pozo SAC-139 (Petroproducción-CEEA, s. f.).

b. Sistema WIW 5.3 (pozo inyector WIW-5 y pozo productor SAC-59)

La distancia entre el pozo de inyección SAC-5 (WIW-5) y el pozo de producción SAC-59 es de 1965 mts.

Este sistema posee la particularidad de que el pozo productor SAC-59 se encuentra en la parte inferior de la estructura (mayor presión), lo cual no favorece al sistema de inyección.

En la figura 3.48 se aprecia que en el 5to mes se da un aparente incremento en la concentración. Este incremento puede deberse a contaminación de los muestreos,

pues la dirección de flujo no permitiría que el trazador arribe a este pozo desde el inyector o a una canalización.

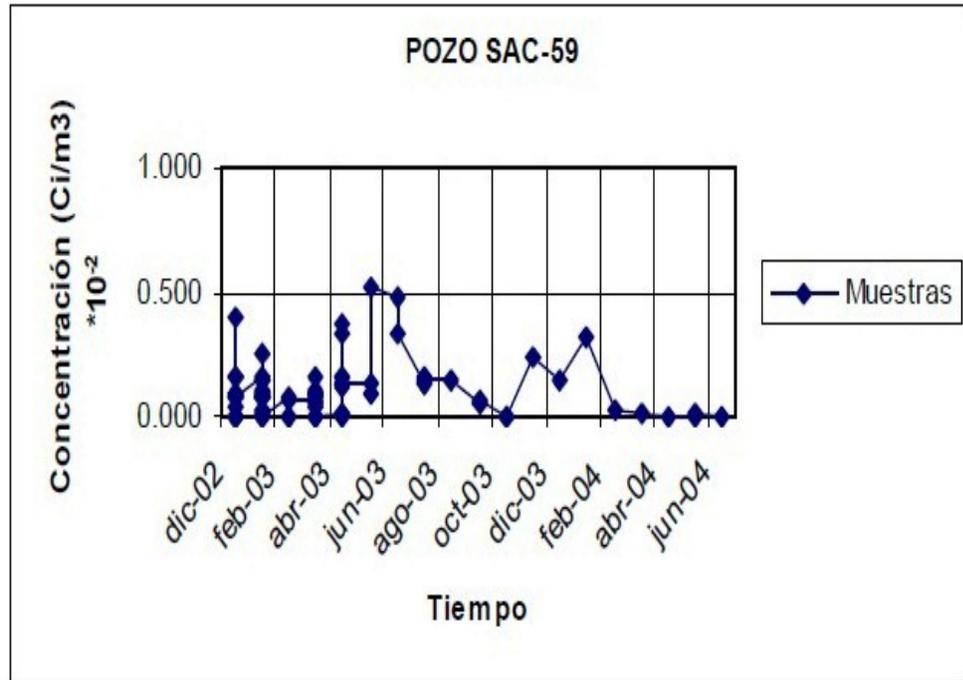


Figura 3.48. Respuesta de llegada del trazador en función del tiempo en T-1. Pozo SAC-59 (Petroproducción-CEEA, s. f.).

### Ensayo para arenisca U-1:

- Sistema WIW 3.1 (pozo inyector 3 y pozo productor SAC-50)

La distancia entre el pozo inyector 3 y el productor SAC-50 es de 1156 mts.

El sistema presenta continuidad, pues no existen fallas que interfieran entre estos pozos.

La actividad empleada fue de 15 curies, pero no se detectó presencia del trazador, como se observa en la figura en la figura 3.49, lo que pudo deberse a que no se cumplió el tiempo de tránsito en el medio. Las condiciones presentadas mostraban que existía una probable interconexión entre estos pozos, ya que a partir del año 1995 el pozo SAC-50 producía únicamente del yacimiento U.

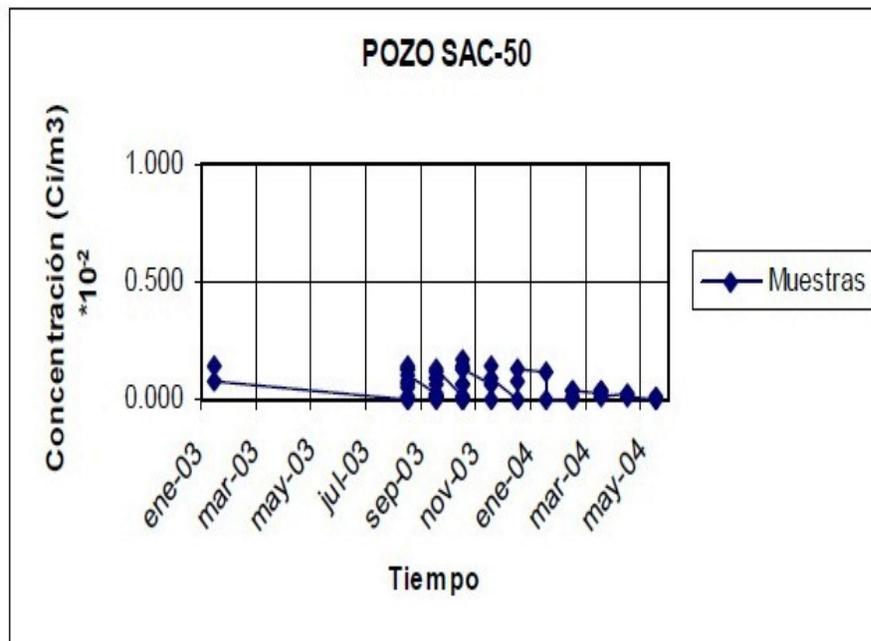


Figura 3.49. Respuesta de llegada del trazador en función del tiempo en U-1. Pozo SAC-50(Petroproducción-CEEA, s. f.).

- **Resultados y conclusiones**

Del análisis de los pozos inyectores y productores de influencia para determinar la interconexión, se llegó a obtener los siguientes resultados:

El efecto de la inyección es mínimo, sólo algunos pozos productores relacionados a los inyectores estaban en producción, en “T” (SAC-59 y SAC-139) y en “U” (SAC-

50), los demás pozos se encontraban cerrados o con daño mecánico. Con base al análisis realizado se consideró que la inyección influyó de forma positiva en el pozo SAC-50 en “U-1”.

El arreglo periférico en sistemas de inyección en el Campo Sacha no es el más conveniente, el estado actual (en ese momento) del campo requería de un arreglo que causara influencia en los pozos que se encontraban en producción generando un barrido óptimo de hidrocarburo por parte del fluido inyectado. Se consideró que el arreglo en spot en sistemas de inyección era el más adecuado para los yacimientos “T” y “U”.

En el caso de la arenisca “T-1”, se consideró que no se obtendría respuesta del radiotrazador, porque no se mostró interconexión entre el pozo inyector y los de producción. Para el ensayo realizado en la arenisca “U-1”, se estimó que el trazador aún se encontraba en tránsito dentro del yacimiento, pues se consideró que existía una probable interconexión en este sistema.

La reinyección de agua de formación a partir de Noviembre de 1996, generó un retraso en el tránsito de trazador, pues el tritio reaccionó con aguas connatas, lo cual dificultó su detección.

#### **3.19.5. Aplicación en Argentina**

Como caso típico, se considerará el estudio del arreglo que se muestra en la figura 3.50, compuesto por un pozo inyector rodeado de cinco productores, ubicado en el sur de la República de Argentina.

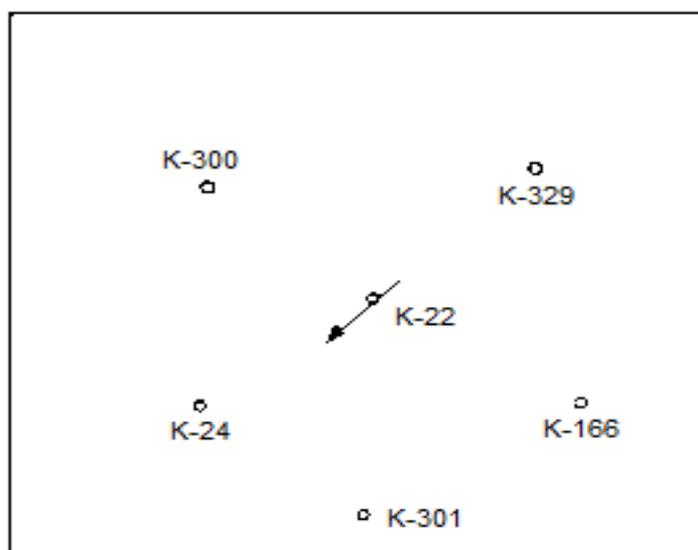


Figura 3.50. Distribución de pozos en el área de trabajo. República de Argentina(OIEA, 2000).

Los datos necesarios para evaluar el volumen involucrado (a ser inyectado) en el estudio son mostrados en la siguiente tabla (3.7).

Tabla 3.7. Datos de evaluación del volumen (OIEA, 2000).

Parámetro	Valor
Distancia máxima inyector-productor	284 m
Porosidad	0,32
Saturación de agua	0,5
Espesor medio de capa	14 m
Volumen involucrado	567.590 m <sup>3</sup>

Se utilizó tritio como trazador por lo que las muestras fueron medidas por centelleo líquido. La siguiente tabla (3.8) expone los parámetros necesarios para efectuar el cálculo del límite de detección.

Tabla 3.8. Parámetros para el cálculo del límite de detección(OIEA, 2000).

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Fondo	20 c.p.m.
Eficiencia	0,28 (ctas./ desintegración)
Tiempo de medición	10 min.
Volumen de la muestra	8 mL
Límite de detección	29,5 Bq/L

Tomando como concentración media en el yacimiento un valor de 295 Bq/ L (diez veces el límite de detección) se llega a una actividadde 167 GBq (4,5 Ci).

Las curvas de respuesta de concentración de actividad y de actividad recuperada (acumulada) en función del tiempo para unode los pozos del arreglo (k-329) se observan en el gráfico presentado en la figura 3.51. Un estudio rápido de estos gráficos permite obtener la información mostrada en la tabla 3.9.

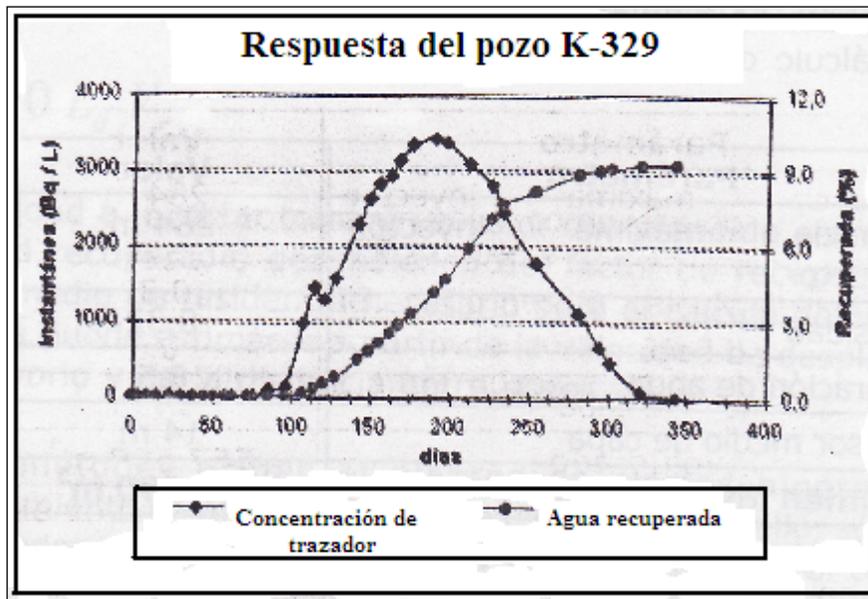


Figura 3.51. Respuestas instantánea y acumulada para el pozo K-329 (OIEA, 2000).

Tabla 3.9. Información obtenida a partir de la actividad del radiotrazador usado (OIEA, 2000).

Parámetro	Valor
Tiempo de arribo	86 días
Tiempo medio	193 días
Tiempo final	321 días
Recuperación	9,2 %

Mediante la aplicación de un programa de computación especialmente diseñado para el procesamiento básico de las curvas de respuestas de pozos productores se efectuó un ajuste por medio de un modelo analítico para flujo radial y un ejemplo promedio de residencia de 210 días.

A partir de la curva teórica, se recalcularon los parámetros básicos determinados anteriormente. La siguiente tabla presenta una comparación entre ambos conjuntos de valores.

Tabla 3.10. Parámetros básicos recalculados (OIEA, 2000).

Parámetro	Unidad	Experimental	Modelo
Tiempo de arribo	días	86	75
Tiempo medio	días	193	210
Tiempo final	días	321	410
Recuperación	%	9,2	9,1

A continuación (figura 3.52) se muestra, también para el pozo K-329, la respuesta volumétrica representada por la curva de concentración de actividad en función del volumen inyectado.

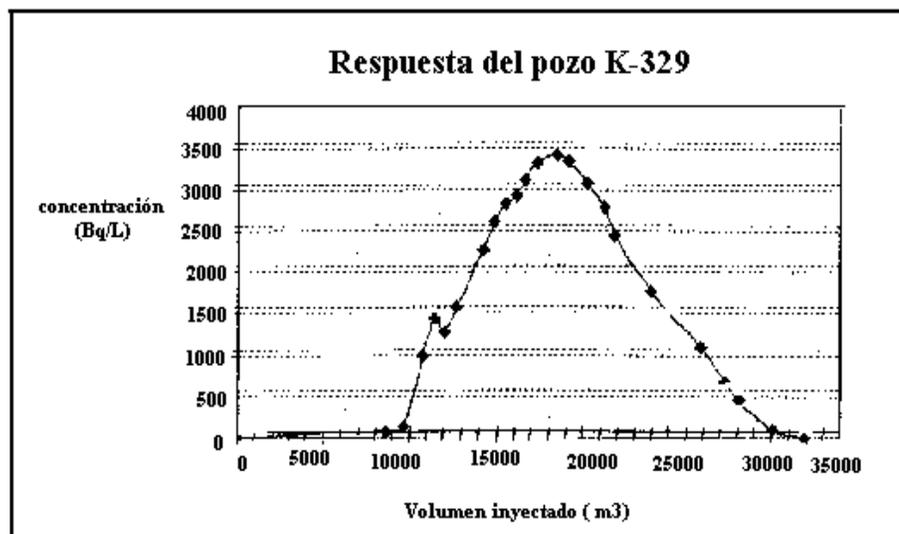


Figura 3.52. Respuesta volumétrica del pozo K-329 (OIEA, 2000).

Los parámetros extraídos de este gráfico son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 3.11. Parámetros extraídos del gráfico 3.52 (OIEA, 2000).

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Volumen medio	19.073 m <sup>3</sup>
Volumen barrido	1.755 m <sup>3</sup>

El último valor corresponde al volumen poral barrido entre el inyector y el productor considerado y es igual al baricentro de la curva (19.073 m<sup>3</sup>) multiplicado por el factor de recuperación (9,2%).

Otro caso analizado fue la respuesta del pozo K-301, perteneciente al mismo arreglo, cuyo muestreo fue interrumpido antes de que la curva alcanzara los valores de fondo. En este caso la cola de la curva de respuesta fue reconstituida por medio de una extrapolación exponencial utilizando los puntos rodeados por la elipse en la figura 3.53, como datos de entrada.

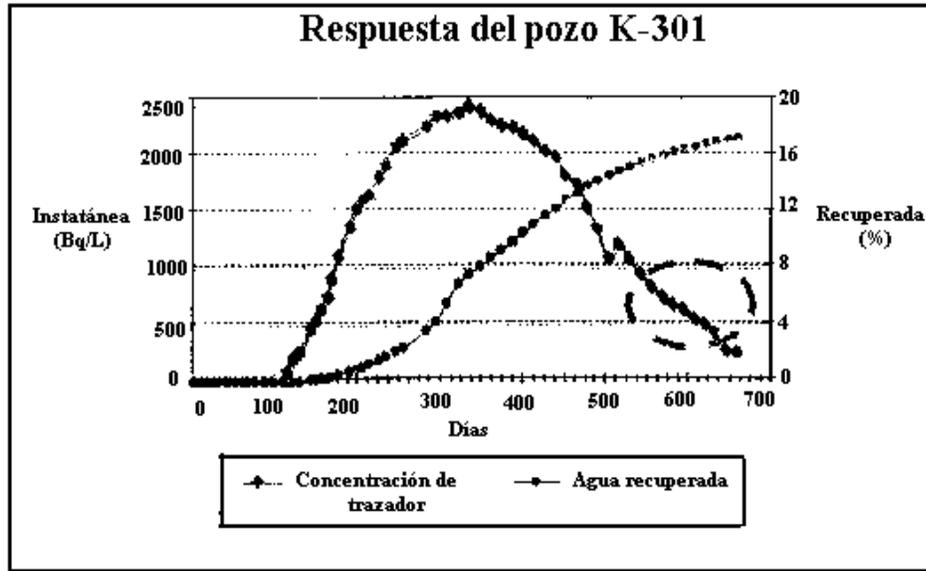


Figura 3.53. Respuestas instantánea y acumulada para el pozo K-301 (OIEA, 2000).

El resultado se observa en el gráfico siguiente.

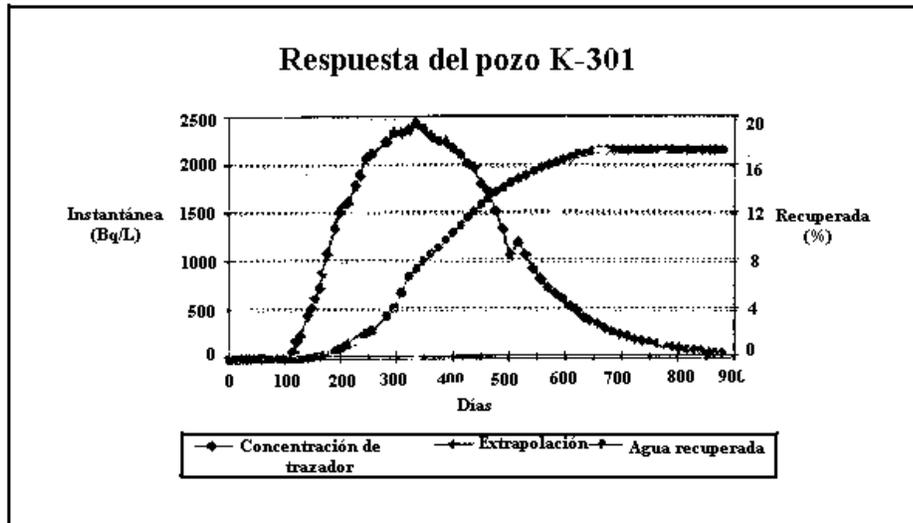


Figura 3.54. Extrapolación exponencial de la respuesta temporal del pozo K-301 (OIEA, 2000).

La función utilizada fue:

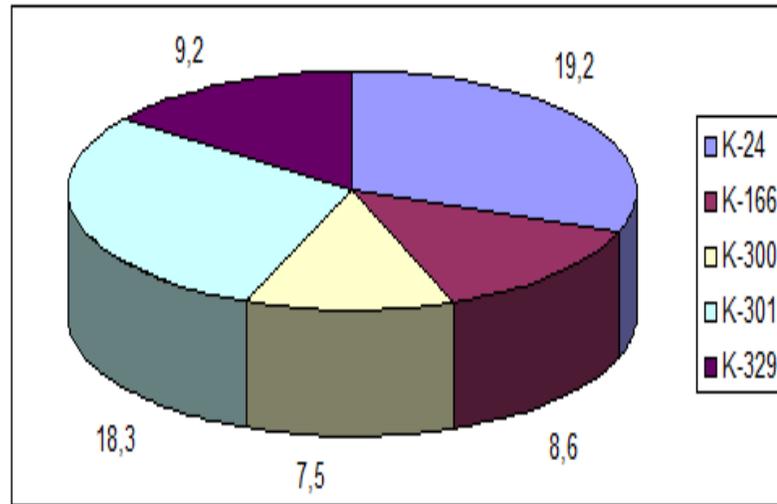


Figura 3.55. Distribución de la cantidad de trazador recuperado en los distintos pozos del arreglo (OIEA, 2000).

El reparto del agua inyectada entre los pozos productores es similar a la distribución de trazador recuperado en cada uno de ellos.

## CONCLUSIONES

Las conclusiones de este trabajo son las siguientes:

- El diseño de las pruebas de trazadores radiactivos, para monitorear la inyección de agua, es la base del éxito de las mismas, siendo la selección e inyección del isótopo radiactivo los procesos más determinantes en dicho diseño.
- El tritio es el radioisótopo más empleado en la determinación de interconexión de pozos a través de la inyección de agua.
- El centellador líquido es el instrumento más usado en la medición y análisis de las muestras de agua tritiada.
- Los resultados de los casos de estudios reportados en este trabajo corroboran la efectividad de la técnica de radiotrazadores para especificar la ruta preferencial de los fluidos en los yacimientos y las heterogeneidades de éstos últimos.
- Es importante considerar las medidas de protección radiológicas en cada fase de los proyectos que involucren la manipulación de materiales radioactivos.
- Este Trabajo Especial de Grado recopila y amplía la información básica sobre el uso de trazadores radiactivos en la industria petrolera.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda ampliarla información existente sobre la técnica de trazadores radiactivos en la industria petrolera a fin de enriquecer y confirmar el conocimiento sobre su influencia en la recuperación de crudo a través de recuperación secundaria.
- Se recomienda el uso de este Trabajo Espacial de Gradosobre trazadores radiactivos en cátedras relacionadas con éstos. Tal es el caso de Yacimientos III, dictada en la Escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela; la cual, contiene en su programa, entre otros temas, la inyección de agua como proceso de recuperación secundaria de hidrocarburos.
- Se recomienda documentar y mantener actualizado el tema concerniente a la influencia de la radiactividad y medidas que mantengan controlados sus efectos sobre la humanidad y el medioambiente, a fin de evitar algún tipo de daño irreversible que pudiera ser ocasionado por el empleo de esta técnica, dado que es éste uno de los puntos responsables de la pobre difusión del tema de trazadores radiactivos en la industria del petróleo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ramírez, Tulio (2004). **Cómo hacer un proyecto de investigación**. Segunda edición. Editorial Panapo. Caracas, Venezuela.
- Silva, Jesús (2007). **Metodología de la investigación**. Tercera edición. Ediciones CO-BO. Caracas, Venezuela.
- Organismo Internacional de Energía Atómica (2005). **Curso teórico práctico de trazadores radiactivos aplicados en la industria**. Laboratorio de Aplicaciones de Técnicas Nucleares en Ingeniería. Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela. Dirección General de Energía Atómica del Ministerio de Energía y Petróleo. Caracas, Venezuela.
- Zemel, Bernard (1995). **Tracers in the oil field**. Elsevier Science. Austin, USA.
- Wagner, O (1977). **The Use of Tracers in Diagnosing Interwell Reservoir Heterogeneities-Field Results**. Society of Petroleum Engineers. Aime. Amoco Production Co. Artículo SPE 6046.
- Skilbrei, O. Hallenbeck, L. y Sylte, J. (1990). **Comparison and Analysis of Radioactive Tracer Injection Response With Chemical Water Analysis Into the Ekofisk Formation Pilot Waterflood**. Society of Petroleum Engineers. Phillips Petroleum Co. Norway. Artículo SPE 20776.
- Sabino, Carlos A. (1994). **Cómo hacer una tesis y elaborar todo tipo de escritos**. Tercera edición. Editorial Panapo. Caracas, Venezuela.

- Tamayo, Mario (2006). **El proceso de la Investigación Científica**. Cuarta edición. Editorial Limusa. México.
- Camacho J., Pérez A. (2011). **Estado del arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Organismo Internacional de Energía Atómica (2000). **Aplicaciones Industriales de Radiotrazadores y fuentes selladas de radiación**. Acuerdo Regional de Cooperación para la Promoción de la Ciencia y la Tecnología Nuclear en América Latina y el Caribe. Caracas, Venezuela.
- Wheeler V., Parsons T., Conchie S., Durham B. (1985). **The Application the Radiative Tracers to Oil Reservoir Waterflood Studies**. Society of Petroleum Engineers. AIME. Offshore Europe Conference. Artículo SPE 13985.
- Calhoun, Tom G. y Hurford, Gary T. (1970). **Case History of Radiative Tracers and Techniques in Fairway Field**. Society of Petroleum Engineers. AIME. Calhoun Engineering. Hunt Oil Co. Artículo SPE 2853.
- Du, Y. y Guan, L. (2005). **Interwell Tracer Tests:Lessons Learned From Past Field Studies**. Society of Petroleum Engineers. New Mexico Tech. Texas A & M U. Artículo SPE 93140.
- Wiley John & Sons (1968). **Fundamentals of Physical Chemistry**. Primera edición en español de la segunda edición en inglés. Compañía Editorial Continental S. A. México.

- Calhoun, Tom (1987 febrero 24 al 27). **The use of radioactive isotopes as tracers in oil and gas reservoirs**. Ponencia presentada en el II Simposio Internacional sobre Recuperación Mejorada de Crudo. Trabajos Técnicos. Tomo I. Instituto de Investigaciones Petroleras. Petróleos de Venezuela y sus Filiales. Universidad del Zulia, Venezuela.
- Figueroa C., Paz F. (1998). **Desarrollo y Adaptación de una Metodología para el Uso de Trazador Radiactivo en la Evaluación del Comportamiento Hidráulico de las Lagunas de Estabilización Ubicadas en la Planta Experimental de Tratamiento de Aguas- U.C.V.** Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Hernández, María E., (2005). **Identificación de trazadores naturales en el seguimiento de procesos de inyección alternada de vapor en la recuperación de petróleo**. Trabajo de Ascenso. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Rodríguez C., (2001). **Diseño, Inyección y Monitoreo e Interpretación de la Inyección de trazadores químicos**. Informe técnico, PDVSA- Intevep (INT-08500).
- Paris de Ferrer, Magdalena (2007). **Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos**. Segunda edición. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela.
- Wikipedia (2012). **Cobalto**. Fundación Wikipedia, Inc. Obtenido el 28 de abril de 2012 de <http://es.wikipedia.org/wiki/Cobalto>
- Salager Jean. L. (2005). **Recuperación mejorada del petróleo**. Obtenido el 25 de octubre de 2011 de <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S357C.pdf>.

- Salcedo L. Víctor X. (2008). **Estudio del uso de un radiotrazador en el análisis del comportamiento dinámico del agua de inyección en un campo del Oriente Ecuatoriano.** Obtenido el 27 de octubre de 2011 de <http://biblioteca.epn.edu.ec/catalogo/mfn.php?base=biblio&pft=biblio3&epilog=na.pft&mfn=28304>
- (S.F). **Recuperación asistida.** Obtenido el 1 de noviembre de 2011 de <http://www.noldor.com.ar/noldorweb/detalles/recsec.htm>
- Ministerio de Energía y Minas.Instituto peruano de Energía Nuclear. **Radiotrazadores.** Obtenido el 10 de noviembre de 2011 de [http://www.ipen.gob.pe/site/tecnologia\\_nuclear/radiotrazadores\\_01.htm](http://www.ipen.gob.pe/site/tecnologia_nuclear/radiotrazadores_01.htm)
- Wikipedia (2012). **Yodo.** Fundación Wikimedia, Inc. Obtenido el 28 de abril de 2010 de <http://es.wikipedia.org/wiki/Yodo>
- Ramírez S. Jetzabeth. (2008).**Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos.** Obtenido el 17 de octubre de 2011 de <http://academiadeingenieriademexico.mx/archivos/coloquios/5/Pruebas%20de%20Trazadores%20en%20la%20Recuperacion%20de%20Hidrocarburo.pdf>
- Maggio G. E, (1988). **Diseño de Instrumentos Nucleares para el uso Industrial, Comisión Nacional de Energía Atómica.** República Argentina-Buenos Aires. Obtenido el 15 de noviembre de 2011 de <http://www.cnea.gov.ar/cac/ci/CICACInformes/ciacInformeCNEA496.pdf>
- Craig, Forrest Jr. (1982). **Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua.** Tercera Edición. Serie Henry L. Dowerty. New York.

- Reinders, P. y Tremante, A. (s.f.). **Medición Continua de la Calidad del Vapor de Agua en Línea de Inyección con un Medidor Radioactivo.** MARAVEN-Venezuela.
- Wikipedia (2012). **Carbono-14.** Fundación Wikimedia, Inc. Obtenido el 28 de abril de 2010 de <http://es.wikipedia.org/wiki/Carbono-14>
- Diraux, H., (1965). **Los Isótopos Radiactivos y sus Aplicaciones Industriales.** Biblioteca Técnica Philips. Madrid.
- Wagner, O. R., (1977). **The Use of Tracers in Diagnosing Interwell Reservoir Heterogeneities – Field Results.**Society of Petroleum Engineers. AIME. Amoco Production Co. Artículo SPE 6046.
- Ahmad M., Tasneem M.A., Rafiq M., Khan I.H., Farooq M., Sajjad M.I., (2003). **Interwell Tracing by Environmental Isotopes at Fimkassar Oilfield, Pakistán.** Ediciones Técnicas IVIC. Los Teques.
- Coronado, Manuel y Ramírez S., Jetzabeth (2008). **Analytical Model for Tracer Transport in Reservoirs having a Conductive Geological Fault.** Ediciones Técnicas IVIC. Los Teques.
- Wikipedia (2012). **Fósforo.** Fundación Wikimedia, Inc. Obtenido el 28 de abril de 2012 de <http://es.wikipedia.org/wiki/F%C3%B3sforo>
- Coronado M., Ramírez J., Valdiviezo O., (2011). **Double-Porosity Model for Tracer Transport in Reservoirs having open Conductive Geological Faults: Determination of de Fault Orientation.** Ediciones Técnicas IVIC. Los Teques.

- (S. F.). **Estudios de Transferencia entre Pozos Petrolíferos Empleando Trazadores (Seguridad Radiológica)**. NOLDOR S. R. L. Obtenido el 6 de mayo de 2012 de <http://www.noldor.com.ar/noldorweb/detalles/Protradiol.pdf>
- (S. F.). **Las Aplicaciones de la Radiactividad**. Obtenido el 25 de agosto de 2011 de [http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/42/htm/sec\\_13.html](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/42/htm/sec_13.html)
- Universidad Distrital José de Caldas. (2007). XVIII Semana de la Química. **La Investigación como Base de la Sociedad del Conocimiento**. Bogotá D. C. Obtenido el 2 de abril de 2012 de <http://virtual.udistrital.edu.co/licquimica/files/MEMORIAS%20XVIII%20SEMANA%20DE%20LA%20QUIMICA.pdf>
- Wikipedia (2012). **Tritio**. Fundación Wikimedia, Inc. Obtenido el 28 de abril de 2010 de <http://es.wikipedia.org/wiki/Tritio>
- Wikipedia (2012). **Radioisótopo**. Fundación Wikimedia, Inc. Obtenido el 7 de junio de 2012 de <http://es.wikipedia.org/wiki/Radiois%C3%B3topo>
- Enciclopedia libre Universal en Español (2011). **Azufre**. Obtenido el 28 de abril de 2012 de <http://enciclopedia.us.es/index.php/Azufre>
- Hernández J., (2011). **Lo que importa es el riesgo**. Obtenido el 2 de mayo de 2012. <http://mipropiadecadencia.blogspot.com/2011/08/azufre-radioactivo-ofrece-mas-pistas.html>

- Vilela M. A., Zerpa L. B., Mengual R., (1999). **Water and Gas Tracers at El Furrial Field**. Society of Petroleum Engineers. PDVSA-Intevep. PDVSA-E&P. Artículo SPE 53737. Obtenido el 9 de enero de 2012 <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00053737>
- Universidad de Antioquia. (2003). **Estado del Arte**. Obtenido el 27 de abril de 2012 de [http://docencia.udea.edu.co/bibliotecologia/seminario-estudios-usuario/unidad4/estado\\_arte.html](http://docencia.udea.edu.co/bibliotecologia/seminario-estudios-usuario/unidad4/estado_arte.html)
- The Improved Oil Recovery Company, (S.F). **Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery in a Heterogeneous Argentina Waterflood**. Obtenido el 4 de junio de 2012 de <http://www.oilproduction.net/files/Colloidal%20Dispersion%20Gels%20Improve%20Oil%20Recovery%20in%20a%20Heterogeneous%20Argentina%20Waterflood.pdf>
- (S.F). **Conceptos Básicos de Protección Radiológica**. Obtenido el 7 de junio de 2012 de <http://www.sortronic.com/preguntas/faq5.htm>
- Fernández P., Otilia I., (2006). **¿Qué es “Estado del Arte”?** Programa de Doctorado en Gerencia Obtenido el 27 de abril de 2012 de <http://www.geocities.ws/inesotilia28873/fase1/Queesestadodelarte.html>
- Cisneros L., Pablo G., (2006). **Modelo geológico para probar la interconexión de pozos en el Campo Sacha: Uso de estratigrafía secuencial y reevaluación de radiotrazadores en los reservorios T y U**. Obtenido el 2 de junio de 2012 de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2442>

- Rothchild S., (1961). **Advances in Tracer Methodology**. Primera edición. New England Nuclear Corporation. Plenum Press. New York.
- Rothchild S., (1965). **Advances in Tracer Methodology**. Segunda edición. New England Nuclear Corporation. Plenum Press. New York.
- Kohl J., Zentner R. D., Lukens H. R., (1961). **Radioisotope Applications Engineering. D**. Van Nostrand Company, Inc. Canadá.
- Erwal L. G., Forsberg H. G., Ljunggren K., (1964). **Industrial Isotope Techniques**. John Wiley & Sons, Inc. New York.
- Avilán Eddie., (2010). **Optimización de la Técnica de Análisis de Centelleo Líquido para medir Muestras de Agua Tritiada procedentes de Pozos Petroleros que están sometidos al Proceso de Recuperación Mejorada (Estudios de Radiotrazadores)**. Trabajo de ascenso. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Constant Héctor E., (2004). **Trazadores Radiactivos: Aplicaciones en las Industrias Azucarera y Petrolera**. Trabajo de ascenso. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Dávila J., Torres V., (2001). **Estado del arte del Manejo en Superficie del Agua Asociada a los Procesos de Extracción de Petróleo Crudo**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- (S. F.). **Recuperación Asistida**. NOLDOR S. R. L. Obtenido el 4 de junio de 2012 de <http://www.noldor.com.ar/noldorweb/detalles/recsec.htm#Muestreo>

- Red Escolar Nacional, (2008). **Describir un modelo del átomo.** Obtenido el 15 de junio de 2012 de <http://www.rena.edu.ve/TerceraEtapa/Quimica/DescModAtomo.html>
- Massaad Jean, P., (2009). **Índice de Productividad.** La Comunidad Petrolera. Obtenido el 15 de junio de 2012 de <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/indice-de-productividad.html>
- International Atomic Energy Agency, (2012). **Application of Radiotracer Techniques for Interwell Studies.** Obtenido el 4 de junio de 2012 de [http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1539\\_web.pdf](http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1539_web.pdf)
- Carbajal, O., Abreu G., (2010). **Cromatografía.** Obtenido el 20 de marzo de 2012 de <http://es.scribd.com/doc/39024128/Cromatografia-Reporte>
- Raiders, A., Maher, T., Knapp, R., McInerney, J., (1986). **Selective Plugging and Oil Displacement in Crossflow Core Systems by Microorganisms.** Society of Petroleum Engineers. New Orleans, Louisiana. Artículo SPE 15600.
- Bulbulian, S., (1996). **La radiactividad.** Obtenido el 8 de enero de 2012 de [http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/42/htm/sec\\_2.html](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/42/htm/sec_2.html)
- Rosales P., Molina M. (2007). **Evaluación del Comportamiento Histórico de Producción de los Proyectos de Recuperación Secundaria en el Occidente de Venezuela.** Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

## GLOSARIO

- **Actividad:** es el número de desintegraciones o transformaciones que la cantidad de material efectúa en un período dado de tiempo. Las dos unidades más comunes de actividad son el curie y el becquerel (la unidad del SI, sistema internacional de unidades).
- **Analito:** es el componente, elemento, compuesto o ion, de interés analítico de una muestra que puede ser radiactivo o no. Son especies químicas cuya presencia o concentración se desea conocer y puede ser identificado y cuantificado, es decir, determinar su cantidad y concentración en un proceso de medición química.
- **Anión:** ion con carga eléctrica negativa.
- **Arreglos en spots:** es un arreglo en patrones geométricos que garanticen flujo hacia los pozos productores desde todos los flancos.
- **Átomos:** corpúsculos eléctricamente neutros que constituyen los elementos químicos. Cada átomo consta de un núcleo, formado esencialmente por neutrones y protones, y de electrones, que se mueven velozmente alrededor del núcleo.
- **Catión:** ion con carga eléctrica positiva.
- **Centelleo:** emisión de rayos luminosos de intensidad y color variables.

- **Colimador:** es un instrumento destinado a enviar un haz de rayos luminosos paralelos en una dirección determinada; se compone esencialmente de una lente convergente en el foco donde se coloca una fuente luminosa casi puntual.
- **Dispersión:** separación, esparcimiento o extensión de un conjunto o de una cosa que está unida. En otra definición, se refiere al fenómeno por el cual un conjunto de partículas que se mueve en una dirección determinada rebota sucesivamente con las partículas del medio por el que se mueve hasta perder una dirección privilegiada de movimiento.
- **Elución:** consiste en hacer pasar un líquido o un gas a lo largo de la columna de cromatografía.
- **Espectrometría de masas:** es una técnica instrumental universal y específica, altamente sensible experimental que permite la medición de iones derivados de moléculas y a través de la cual se logra la identificación inequívoca de una sustancia.
- **Fracturas a escala del yacimiento:** son fracturas que generalmente tienen una orientación casi vertical, lo que ocasiona que puedan presentar cortos circuitos altamente direccionales por los que el agua de inyección podría rodear al petróleo en una gran parte de la matriz de la roca.
- **Fuerza de gravedad:** es un fenómeno por el cual todos los objetos con una masa determinada se atraen entre ellos.
- **Gray (Gy):** es una unidad para medir la cantidad de dosis adsorbida. Se define como 1 joule por kilogramo de material irradiado. La unidad gray puede usarse para cualquier tipo de radiación.  $1 \text{ gray (Gy)} = 100 \text{ rads}$ .

- **Heterogeneidad:** se refiere a las variaciones areales y verticales en las propiedades del yacimiento.
- **Imbibición:** desplazamiento de un fluido viscoso por otro fluido inmisible con éste.
- **Inyectividad:** capacidad que tiene un pozo de inyectar fluidos a la formación.
- **Ion:** son átomos o moléculas cargadas eléctricamente debido al exceso o falta de electrones respecto a un átomo o molécula neutra.
- **Ionización:** es el fenómeno químico o físico mediante el cual se producen iones.
- **Isótopo:** los distintos núcleos que tienen el mismo número atómico y, por lo tanto, pertenecen al mismo elemento químico, pero que tienen diferentes números de masa.
- **Kitazato:** consiste en un frasco cónico de vidrio de base ancha y cuello estrecho y se diferencia del matraz común en que éste presenta un vástago lateral.
- **Neutrón:** nucleón cuya carga eléctrica es nula. Su masa en reposo es 1.00136 veces la del protón. Interviene en la constitución de los núcleos atómicos y es inestable fuera de ellos. Su símbolo es N.
- **Nivel de radiación de fondo:** radiación que se obtiene a partir de la medición de una muestra extraída antes de la inyección.
- **Permeabilidad:** es la medida de la facilidad de un fluido, tal como agua, gas o petróleo, para fluir a través de una formación.

- **Petróleo residual:** es el petróleo que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento.
- **Porosidad:** es el porcentaje del volumen de una roca que está compuesta de espacio poroso interconectado y permite el paso de los fluidos a través de ella.
- **Presión capilar:** se define como la diferencia de presión que existe entre la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles.
- **Protección radiológica:** se define como el conjunto de normativa, métodos y acciones que se toman para evitar riesgos y daños radiactivos, así como las acciones, medidas y análisis que se llevan a cabo para comprobar que se han aplicado correctamente los criterios de protección adecuados. Se ocupa también de establecer los límites de emisiones radiactivas al ambiente y la medida de la radiactividad en éste.
- **Protones:** son partículas elementales que representan una unidad de carga eléctrica positiva y una unidad de masa 1850 veces superior a la del electrón.
- **Prueba piloto en inyección de agua:** son pruebas que sirven como medio para estudiar el comportamiento de la recuperación en un muestreo in situ del yacimiento propiamente dicho.
- **Radiactividad:** también llamada radiación nuclear, es una transformación o desintegración espontánea que presentan algunos núcleos inestables, que altera su estructura y composición interna, tendiendo a buscar la estabilidad, mediante la emisión de partículas y/o radiación electromagnética. La radiactividad puede ser de varios tipos, intensidades y energías.
- **Radioisótopos:** isótopo que es radiactivo.

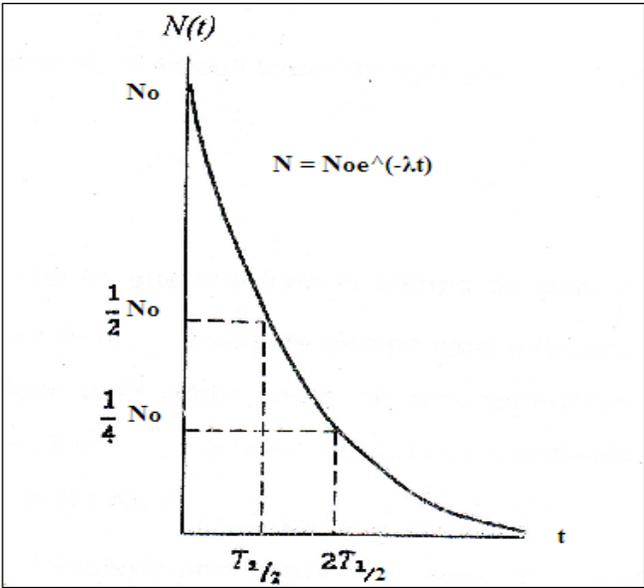
- **Radionucleído:** cualquier elemento químico inestable. Pueden ser naturales o artificiales. Un radionucleído se puede transformar de varias maneras, emitiendo diferentes tipos de partículas: alfa, beta y gamma.
- **Saturación congénita:** es la saturación de agua que existe en el yacimiento en el momento de su descubrimiento.
- **Sievert (Sv):** es una unidad derivada para medir la cantidad dosis equivalente. Esta unidad relaciona la dosis adsorbida en el tejido humano con el daño biológico efectivo causado por la radiación. El equivalente de dosis es calculado multiplicando la dosis adsorbida por un factor de calidad asociado al tipo de radiación incidente y se expresa en millisieverts (mSv).
- **Variaciones areales de la permeabilidad:** son las variaciones que presentan los yacimientos en la permeabilidad y en otras propiedades de la roca en la dirección lateral.
- **Variaciones verticales de la permeabilidad:** se refiere a las variaciones presentes en las propiedades de las rocas yacimientos en su dirección vertical.
- **Viscosidad:** propiedad caracterizada por la resistencia a fluir que se genera a partir del rozamiento entre las moléculas.
- **Yacimientos fracturados:** sistemas discontinuos que forman bloques distribuidos aleatoriamente, y que son altamente heterogéneos por lo que son muy difíciles de caracterizar, modelar y simular. Poseen doble porosidad, pues por un lado, tienen una porosidad primaria, que es la asociada a los bloques de la roca y, por el otro lado, tienen una porosidad secundaria, que es la asociada a las fracturas y/o vórgulos.

## APÉNDICE

### **Apéndice I. Rapidez de desintegración radiactiva y fórmula de semi-vida**

El proceso de decaimiento es de naturaleza aleatoria y es posible describirlo mediante cálculos estadísticos. La rapidez a la cual ocurre un proceso particular de decaimiento en una muestra es proporcional al número de núcleos radiactivos presentes; es decir, el número de núcleos que no han decaído todavía. Si se denomina a  $N$  como el número de núcleos radiactivos presentes (sin decaer) en la muestra en un momento dado, la rapidez de cambio de  $N$  es:

Si se integra y luego se aplica exponencial, da como resultado lo siguiente:



A partir de las expresiones anteriores se puede obtener el término del tiempo de semi-vida ( $T_{1/2}$ ), si en la anterior ecuación se sustituyen las situaciones  $N = N_0/2$ ; y  $t = T_{1/2}$

Entonces:

El curie es una cantidad muy grande de actividad y el becquerel es una cantidad muy pequeña. Por conveniencia, se usa mili (1 milésimo) y micro (1 millonésimo) de curie o mega (millón) y giga (mil millones) becquerel.

Otra unidad que expresa niveles de radiación es el Sievert (dosis equivalente). El sievert (Sv) mide la dosis de radiación absorbida por la materia viva.  $1 \text{ Sv} = 1 \text{ Gy}$  (donde Gy o gray es la unidad de la dosis absorbida).

### **Apéndice III. Unidades de actividad específica**

La actividad específica es dada en unidades de Ci/gr, Ci/mL, TBq/gr, GBq/mL, etc.

$$1 \text{ TBq} = 10^{12} \text{ Bq} \text{ y } 1 \text{ GBq} = 10^9 \text{ Bq}$$

Entonces, se tiene:

$$1 \text{ GBq/ mL} = 0,027 \text{ Ci/ mL} \text{ y } 1 \text{ TBq/gr} = 27,027 \text{ Ci/gr}$$

### **Apéndice IV. Expresiones de ALI y DAC**

- **Límite Anual de Incorporación por Ingestión (ALI):**

D, se expresa en Gray/día, y se refiere a la tasa de dosisadsorbida en un material de masa M (en Kg) en presencia de un radioisótopo de actividad A(t) en unidades de Bq y energía promedio E (MeV), adsorbida por decaimiento.

Valor obtenido para una tasa de inhalación de aire de 0,02 m<sup>3</sup>/min (20 litros/min) y suponiendo que el trabajador labora 2000 horas en un año.

#### **Apéndice V. Unidades de uso frecuente cuando se trabaja con tritio**

- **1 gramo de tritio = 359 \* 10<sup>12</sup> Bq = 359 TBq**

$$P_{\text{atómico Tritio}} = 3 \text{ gr/mol}$$

$$\lambda = \text{Ln } 2 / T_{1/2}$$

Esa cantidad multiplicada por 2 es la cantidad de átomos de hidrógeno que hay en 1 litro de agua.

$$= 2 * 6,022 \cdot 10^{23} / 18 = 6,02 \cdot 10^{23} / 9 \text{ átomos de hidrógeno en 1 litro de agua.}$$

$10^{18}$  átomos de hidrógeno / ( $6,02 \cdot 10^{23} / 9$  átomos de hidrógeno) =  $3/2 \cdot 10^{-8}$  litros de agua.

$$\lambda / 1,5 \cdot 10^{-8} \text{ litros de agua} = 1,7869 \cdot 10^{-9} / 1,5 \cdot 10^{-8} \text{ dps/L}$$

$$= 1.19 \cdot 10^{-1} \text{ Bq/L}$$

$$= \mathbf{0.119 \text{ Bq/L} = 1 \text{ UT}}$$

Por otro lado:

$$1\text{Ci} = 3,7 \times 10^{10} \text{ desintegraciones/s}$$

Este valor fue seleccionado originalmente por tratarse de la actividad aproximada de 1g de radio.

$$1\text{Bq} = 1 \text{ desintegración/s}$$

$$\text{Entonces, } \mathbf{1\text{Ci} = 3,7 \times 10^{10} \text{ Bq.}}$$