

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**



**APLICACIÓN DE TRAZADORES EN  
YACIMIENTOS PETROLEROS**

**T E S I S P R O F E S I O N A L**

P A R A O B T E N E R E L T Í T U L O D E

**I N G E N I E R O P E T R O L E R O**

Q U E P R E S E N T A :

**D A N I E L M A R U R E V Á L D E Z**

DIRECTOR DE TESIS: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

DIRECTOR ADJUNTO: DR. HÉBER CINCO LEY

MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, AGOSTO 2011



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



**D V M**

**Q V O D**

**N O S**

**I V N G I T**

**N O S**

**I V N G A T ,**

**N I H I L**

***IMPOSSIBILIS***

***ERIT***

# CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>9</b>
<b>Capítulo 1. ANTECEDENTES CONCEPTUALES .....</b>	<b>15</b>
1.    Historia de la radioactividad .....	16
2.    El átomo y su estructura .....	17
a.    Isótopos. ....	18
b.    Isótonos. ....	18
c.    Isóbaros. ....	19
d.    Isodiáferos o isómeros. ....	19
3.    Radiación.....	21
a.    Las partículas $\alpha$ .....	21
b.    Las partículas $\beta$ .....	21
c.    Los rayos $\gamma$ .....	22
d.    Los neutrones.....	22
4.    Velocidad de desintegración y abatimiento de la radioactividad	23
5.    Vida media.....	26
6.    Trazadores.....	28
a.    Trazadores radioactivos naturales.....	29
b.    Trazadores radioactivos artificiales .....	29

c.	Trazadores activables .....	31
d.	Isótopos estables .....	32
<b>Capítulo 2. TECNOLOGÍA DE ISÓTOPOS Y RADIACIÓN .....</b>		<b>37</b>
1.	Actividad específica.....	37
2.	Detección de la radioactividad .....	39
a.	Cámara de Ionización .....	40
b.	Detector proporcional .....	43
c.	Detector Geiger-Müller.....	44
d.	Detector Semiconductor.....	46
e.	Detector de Centelleo.....	50
3.	Fundamentos del Análisis Matemático.....	53
a.	Modelo de Brigham.....	54
b.	Modelo de Jensen y Horne.....	55
c.	Modelo de Ramírez y Cols .....	56
<b>Capítulo 3. UTILIZACIÓN DE MATERIALES RADIOACTIVOS Y                   QUÍMICOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA .....</b>		<b>57</b>
1.	Técnicas utilizadas en los perfiles de pozos .....	57
a.	Pasivas.....	57
b.	Activas no invasivas. ....	57

c.	Activas invasivas.....	57
2.	Riesgo .....	60
3.	Efectos .....	60
4.	Prevención.....	62
5.	Polímeros como trazadores químicos.....	65
6.	Alcoholes como trazadores químicos.....	69
a.	Método de aplicación.....	70
b.	Experiencia en campo.....	74
c.	Interpretación de resultados .....	81

#### **Capítulo 4. APLICACIÓN DE TRAZADORES EN LA INDUSTRIA...85**

1.	Aplicación de tecnología de trazadores radioactivos en la interferencia de pozos.....	87
a.	Recuperación de aceite .....	87
b.	Estudio de trazadores en interferencia entre pozos .....	88
c.	Comportamiento del trazador en el campo.....	89
d.	Caso de estudio 1 .....	91
e.	Caso de estudio 2.....	98
f.	Caso de estudio 3.....	99
2.	Aplicación de los polímeros en solución en la industria .	101

3.	Determinación de la saturación residual de aceite (SRA)	102
a.	Diseño de una prueba de campo por el método de un solo pozo	103
b.	Prueba No. 1 .....	103
c.	Prueba No. 2 .....	111
d.	Comparación de la medición de la saturación residual con otros métodos. ....	115

## **Capítulo 5. ESTUDIO DE TRAZADORES ENTRE POZOS**

<b>PETROLEROS .....</b>	<b>117</b>
POZO FI – 13.....	119
POZO FI – 16.....	124
POZO FI – 17.....	127
POZO FI – 20.....	130
POZO FI – 24.....	133
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>139</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>143</b>



## RESUMEN

La Industria Petrolera requiere de avances tecnológicos propios del impacto económico de éste ramo en el mundo; para ello es necesario innovar constantemente y hacer más eficientes los procesos de análisis del comportamiento de yacimientos, perforación, producción y evaluación entre otros, ya que se reducen costos, se proporciona seguridad, tanto ambiental como industrial y humana, se extrae la mayor cantidad de hidrocarburo posible y además se aumenta la rentabilidad de esta gran Industria.

Dado que el manejo de elementos radioactivos no es particular de esta carrera, en el presente trabajo se hace una semblanza, lo mas breve y concreta posible, de la terminología, definiciones y aplicaciones que engloban este rubro. La radiación, por su parte, es causada por la emisión de partículas del núcleo, que a medida que pasa el tiempo esta emisión va disminuyendo gradualmente; se toma en cuenta la velocidad de desintegración y al abatimiento de la radioactividad para poder determinar un concepto muy importante que es la vida media, el cual es fundamental para el manejo y tratamiento de los elementos radioactivos.

Trazador es una sustancia química que se agrega a los fluidos inyectados, o que está naturalmente presente en éstos, con el propósito de identificar sus direcciones de flujo entre los pozos inyectoros y los productores, que son utilizados en los procesos de inyección de algún fluido en yacimientos petroleros tiene, como una de sus funciones principales, el estudio de las propiedades del subsuelo

como son permeabilidad y porosidad, y se pueden clasificar en naturales, químicos o radioactivos. Los trazadores naturales son los que se encuentran en el yacimiento, los químicos son elementos que se pueden inyectar y se observa su reacción para el análisis del yacimiento y en algunos casos poder determinar la saturación residual de aceite; por su parte, los trazadores radioactivos a su vez se clasifican en 4 categorías, Radioactivos naturales, Radioactivos artificiales, Activables e Isótopos estables.

Los primeros los encontramos esencialmente en el agua; los artificiales se obtienen generalmente por un acelerador de partículas o reactores nucleares, los activables son compuestos químicos no radioactivos que contienen en su estructura un elemento radioactivo detectable en un análisis por activación y los isótopos estables son aquellos que se consideran de tal modo que su núcleo no transmuta en miles de años.

Para poder contextualizarnos en este entorno de radioactividad, se define un concepto más como lo es la Actividad Específica, que toma como base una constante de abatimiento radioactivo, misma que utilizamos para determinar la Vida Media, que es el intervalo de tiempo necesario para que la actividad del número de núcleos radioactivos disminuya a la mitad de la inicial. Con estos elementos podemos simplificar, conocer y entender algunos métodos de detección por medio de instrumentos que dependen del alcance al que se quiera llegar.

Para poder reconocer, analizar e interpretar la radiación, existen instrumentos como los detectores capaces de reproducir el fenómeno para su estudio, los cuales son: por ionización y por excitación, de ellos algunos son inmediatos y otros son retardados. En ese abanico de posibilidades se reconocen varios de ellos por su uso más común, como son, gaseosos, semiconductores, de centello, film-fotográfico, termoluminiscente y radioluminiscente. Los aparatos más usados en la detección son: Cámara de ionización, detector proporcional, detector Geiger-Müller, detector semiconductor y detector de centelleo. Para el análisis de la detección en los distintos modelos, se usan modelos matemáticos que explican dicho comportamiento y en base a ello se pueden hacer aproximaciones; los modelos planteados en el trabajo son: Modelo de Brigham, Modelo de Jensen y Horne y un Modelo propuesto por la Dra. Jetzabeth Ramírez que toma como principios los planteamientos de Cols.

La utilización de materiales radioactivos es delicada, y bajo ese principio existen Normas en el Reglamento General de Seguridad Radiológica, de la Secretaria de Salud, basado en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear, publicado en el Diario Oficial de la Federación en noviembre de 1988, las cuales proveerán de facultades para el manejo, tratamiento y transporte de estas sustancias.

La aplicación de trazadores no sólo se da en el área de Yacimientos; también se pueden usar en la perforación de pozos, para determinar pérdidas de circulación, en marcadores de tuberías para poder inferir su vida útil, para mediciones en cementación primaria, en operaciones

de empacamiento y grava, en estimulación de pozos, en proyectos de recuperación mejorada, en la localización de obstrucciones en ductos, en la medición de fluidos, en pruebas de interferencia de trazadores entre pozos, entre muchas otras actividades de vital importancia.

Un estudio comprende desde el análisis del yacimiento, determinación de posibles métodos y sustancias a inyectar, planeación estratégica del proyecto, coordinación entre los operadores en pozo, coordinadores, responsables, supervisores, logística entre muchas otras más; en la parte de muestreo se debe seguir un protocolo que facilite la identificación de las tomas, el análisis pertinente y el reporte de resultados para así poder hacer un buen diagnóstico y una correcta evaluación del proyecto. Las gráficas son una herramienta, fundamental para el entendimiento y la proyección de los resultados.

La aplicación de trazadores en la Industria ha venido a más en los últimos años; por tanto, promueve nuevos retos tecnológicos para sus mejoras, y desempeño, haciendo completamente práctico su manejo, disminuyendo sus efectos peligrosos para el medio ambiente y los seres humanos.

En el entendido que debe ser parte del programa de la Carrera de Ingeniería Petrolera, ya sea como materia optativa o en su defecto incluir la revisión básica de estos temas en alguna asignatura del área de Yacimientos, de modo tal que promueva el conocimiento, la aplicación, el desarrollo del tema para formar integralmente a los egresados de esta Honrosa Institución.

## INTRODUCCIÓN

La Industria Petrolera requiere de una suficiente cantidad y calidad de información técnica para desarrollar sus distintos estudios que soportan la generación de proyectos de inversión. Uno de estos ámbitos es el de trazadores o indicadores de flujo, que son compuestos agregados a los fluidos inyectados a los yacimientos para seguir su movimiento a través de las formaciones productoras, que de acuerdo con su interacción con los fluidos del subsuelo, se separan en 2 tipos: Pasivos y activos, los primeros se mueven a la velocidad del fluido con el que se inyectan sin interacciones con rocas o fluidos del yacimiento, y los activos interactúan con rocas o fluidos del yacimiento, experimentando partición en la interfase aceite-agua.

Trazador es una sustancia que se agrega a los fluidos inyectados, o que está naturalmente presente en éstos, con el propósito de identificar sus direcciones de flujo entre los pozos inyectoros y los productores, que son utilizados en los procesos de inyección de algún fluido en yacimientos petroleros

Existen trazadores gaseosos que son solubles en las fases agua o aceite del yacimiento y son denominados trazadores con partición; estos al fluir y repartirse en la fase aceite del yacimiento sufren un retraso con el tiempo de tránsito, y se representa por medio del coeficiente de partición  $K_p$  o  $K_c$ . Dicho coeficiente de partición se define como una relación molar o una relación de concentraciones y se puede obtener por medio de correlaciones para determinar  $K_p$  a

partir del concepto de presión de convergencia o por medio de la fuga calculada mediante una ecuación de estado.

De acuerdo a sus características, se pueden dividir en 3 tipos:

### **1. Trazadores naturales**

Son sustancias naturalmente presentes en el agua inyectada como ciertos cationes o aniones, o bien ciertos isótopos estables.

### **2. Trazadores radioactivos**

Han sido probados con gran éxito en los proyectos de campo, dentro de los cuales se pueden mencionar los gases hidrocarburos tritiados como el metano tritiado ( $\text{CH}_4\text{T}^*$ ), etano tritiado ( $\text{C}_2\text{H}_5\text{T}^*$ ), tritio ( $^3\text{T}$ ), Carbono 14 ( $^{14}\text{C}$ ), Kriptón 85, Xenón 13 y otros como  $\text{S}^{14}\text{CN}$ ,  $^{22}\text{Na}$  y  $\text{IP}^*\text{A}$ . El tritio tiene un coeficiente de partición mas bajo que el del Kriptón 85, 0.24 y 0.39 respectivamente. Estos trazadores deben tener las siguientes características:

- a. Estables a condiciones de yacimiento
- b. Comportamiento similar al del fluido marcado
- c. Mínima o ninguna presencia en fluidos de yacimiento
- d. Poca o ninguna reacción con rocas y/o fluidos del yacimiento
- e. Detectables a bajas concentraciones
- f. Ambientalmente seguros
- g. Disponibilidad comercial a un costo razonable

### 3. Trazadores químicos

Son compuestos que se agregan a los fluidos inyectados para seguir su trayectoria en la formación productora y deben tener características equivalentes a los anteriores y pertenecen a las siguientes clases

a. Aniones

- i. Halógenos
- ii. Tiocianatos
- iii. Nitratos

b. Cationes

- i. Los que tienen tendencia a ser retenidos en la roca son poco utilizados

c. Moléculas neutras

- i. Compuestos Perfluorocarbonados (PFC)  $CF_4$  y  $C_2F_6$  con pesos moleculares 88 y 138 respectivamente, PHCH, PMCP, PDMCB,  $_{1,3}PMCH$ , con pesos moleculares de 300 a 450, Exafluoruro de azufre ( $SF_6$ )
- ii. Ácidos Benzonicos Polifluorinados (FBA). Sus principales características son:
  - Térmicamente estables (250 – 350 [F])( $_2FBA$ ,  $_4FBA$ )
  - Comportamiento similar a  $^3H$  (Agua Tritiada)
  - Probados exitosamente en campo
- iii. Alcoholes, Esteres, Tintes
- iv. Freones ( $CCl_3F$ ,  $CCl_2F_2$ ,  $CCl_3F$ )

v. Nitrato de Sodio, Cloruro de Sodio, Amonio y Bromuro de Sodio

Las pruebas con trazadores han sido una herramienta importante para el estudio del movimiento de los fluidos dentro de los yacimientos petroleros y de las cuales existen 2 tipos.

#### **4. Pruebas de un solo pozo**

Normalmente se inyectan en un pozo que ha sido invadido por agua 2 trazadores. Uno que se disuelve en ésta y otro que no lo hace; en relación a los tiempos de respuesta en el pozo activo se puede estimar la saturación residual de aceite y de aquí la eficiencia de un proceso de inyección de agua, o se pueden evaluar fracturas, detectar zonas de alta transmisibilidad entre otros objetivos.

#### **5. Pruebas entre pozos**

Una cierta cantidad de trazador ya sea líquido o gaseoso, es inyectado dentro del yacimiento a través de un pozo inyector, mientras que el muestreo del fluido se realiza comúnmente en los pozos productores para detectar su presencia. De acuerdo al tiempo de llegada del Trazador y de su curva característica, es posible determinar presencia de anisotropías como canales o barreras del flujo, comunicación preferencial, conexión entre múltiples bloques de un yacimiento, saturación residual de aceite, entre otras aplicaciones.

Teniendo un monitoreo adecuado y con suficiente duración del proceso de inyección se pueden obtener otros factores como el grado de comunicación entre pozos productores e inyectores involucrados,



identificación de la fuente del trazador inyectado, tiempo de irrupción de los trazadores en los diferentes pozos productores proporcionando un indicio de las velocidades relativas dentro del yacimiento proporcionales a la permeabilidad, avance del fluido inyectado y en caso de arreglos regulares, se puede calcular la eficiencia de barrido; en arreglos irregulares se puede determinar el volumen del espacio entre el pozo inyector y el productor comunicados.

Las direcciones preferenciales de flujo, la presencia de cierto tipo de barreras o fracturas y la continuidad entre varias regiones del yacimiento pueden ser determinadas con pruebas de interferencia de presión de pozos; sin embargo, dado que este tipo de pruebas proporciona valores medios de la transmisibilidad total de acuerdo al área de influencia de la prueba, no pueden proporcionar información sobre detalles muy importantes que se hacen evidentes durante el desarrollo de proyectos de inyección de fluidos como son la presencia de zonas de alta permeabilidad, barreras, zonas de fracturas, fallas conductivas de fluidos y de direcciones preferenciales de flujo. El rango y la variabilidad de la permeabilidad en el volumen del yacimiento asociado a la prueba pueden ser inferidas a partir de resultados de pruebas con trazadores, así como la distribución areal y vertical de los fluidos inyectados, pudiendo determinar la eficiencia de barrido en ambas direcciones cuando se trata de patrones regulares de pozos.

El tiempo normal para realizar una prueba con trazadores puede ser de meses, aunque en algunas ocasiones se reduce a días cuando se presentan canalizaciones del fluido inyectado debido a la presencia de

zonas de muy alta permeabilidad que conectan pozos inyectoros con productores. Es importante establecer el planteamiento del objetivo que se desea cumplir, el diseño de la prueba de trazadores y el esquema de muestreo deben conducirse con mucho cuidado para que los resultados obtenidos puedan ser interpretables y útiles para el análisis de las características de los yacimientos.

Las pruebas con trazadores consisten de manera integral en 6 etapas:

1. Planteamiento del objetivo u objetivos del estudio con trazadores
2. Selección del trazador
3. Diseño de la prueba
4. Programa de muestreo
5. Análisis de las muestras
6. Interpretación de los resultados de la prueba de trazadores.

Con el eficiente diseño del proyecto se puede alcanzar una mayor rentabilidad ya que se obtienen datos que con el análisis respectivo es posible hacer mejor una simulación y por lo tanto obtener mayor recuperación.

## Capítulo 1. ANTECEDENTES CONCEPTUALES

El uso de trazadores se ha incrementado en los últimos años debido a los avances que la Industria ha tenido en este rubro, comúnmente se usan para reducir la incertidumbre de la comunicación entre pozos, los flujos preferenciales y para determinar la saturación residual de aceite entre otros aspectos. Las pruebas comenzaron a inicios del siglo pasado, cuando se trataba de investigar el movimiento del agua en el subsuelo, sin embargo fue hasta la mitad del siglo que comenzó a tener un repunte ya que se inyectaba agua con sustancias que marcaban la trayectoria. Dado que el comportamiento de los fluidos en el yacimiento varía en relación a la dirección de movimiento, es decir, es anisótropo, se torna complicado predecir tal, en consecuencia, el uso de Trazadores nos ayuda a identificar las rutas de flujo preferentemente en pruebas entre múltiples pozos.

En la parte académica es prácticamente nula la información en las aulas a nivel Licenciatura, por tanto es menester conocer los pormenores de uso de los Trazadores y las pruebas que se hacen con ellos para que en primera instancia, se conozca del tema, se pueda aprender a manejar y por consiguiente se puedan aportar mejoras a este aspecto importante de la Ingeniería Petrolera.

## 1. Historia de la radioactividad

En un intento por demostrar la relación entre los rayos X y la fosforescencia de las sales de Uranio, Henri Becquerel en 1896 envolvió una placa fotográfica en papel negro, colocó una muestra de sal de Uranio y la expuso a la luz solar, al revelar la placa notó que los rayos emitidos por la sal habían penetrado a través del papel. Luego entonces pues con la actividad solar poco constante, dispuso algunos arreglos similares en un cajón, posteriormente reveló la placa y notó que la intensidad de la imagen sobre ella era intensa y no tenue como esperaba, emocionado repitió el experimento en oscuridad total y concluyó que la sal de Uranio emitía rayos que afectaban la emulsión fotográfica sin la necesidad de ser expuesta a la luz solar. Estas radiaciones eran electrones emitidos por la desintegración  $\beta^-$  (Emisión de partículas  $\beta$  menos) de los productos de núcleo  $^{238}\text{U}$  (Uranio 238), que observamos su estructura en la figura 1.1.

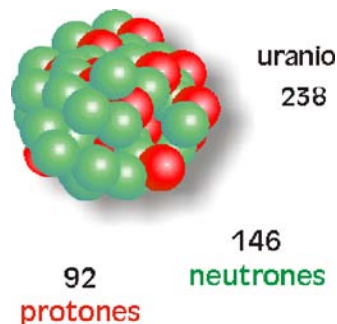


Fig 1.1. Uranio 238

Años mas tarde el matrimonio Curie hizo algunas investigaciones relacionadas con la radioactividad o una emisión espontánea de partículas por núcleo de un átomo, es decir, radioactividad, como lo descubrieron en el Polonio y el Radio (parecidos a los rayos X), anteriormente este fenómeno se había atribuido a las reacciones que se efectúan en los núcleos de los átomos.

## 2. El átomo y su estructura

El protón, el electrón y el neutrón son partículas básicas que constituyen los átomos y éstos, a su vez, a la materia, siendo parte esencial del núcleo los protones y neutrones ya que los electrones se encuentran en la órbita, el núcleo ocupa el 99.9% del total del átomo y los electrones el resto aún teniendo el mayor volumen de los 3. En la figura 1.2 encontramos la estructura elemental del átomo.

Los protones tienen una carga positiva de  $1.602 \times 10^{-19}$  [C] (Coulomb) y una masa de 1.007277 UMA (Unidad de Masa Atómica) que esta contenida en el núcleo atómico, se identifica por Z y es característico en cada elemento.

El neutrón es una partícula elemental eléctricamente neutra y masa igual a 1.008665 UMA, se identifica con N y sumado el número atómico se determina el número de la masa A.

El electrón tiene carga negativa igual a  $1.602 \times 10^{-19}$  [C] y su masa es 1/1840 veces la masa del protón, es decir,  $54.9 \times 10^{-5}$  UMA.

Los átomos se mantienen eléctricamente neutros, por lo tanto el número de protones Z es igual al número de electrones

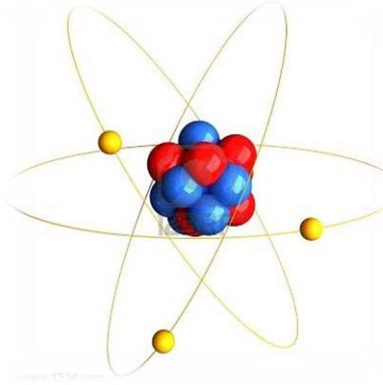
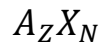


Fig. 1.2 Estructura del átomo

Dentro de la gran gama de elementos nucleares existen los denominados nucleidos que son elementos iguales con núcleo distinto estableciéndose una convención para identificar a cada uno de ellos:



Siendo X el elemento químico a tratar

Los nucleidos se pueden clasificar en isótopos, isótonos, isóbaros e isodiáferos

a. Isótopos.

Representan el mismo número atómico ( $Z=\text{cte.}$ ) y distinto número másico ( $A_1 \neq A_2$ ). Ocupan líneas horizontales en la carta de nucleidos.

b. Isótonos.

Representan el mismo número neutrónico ( $N=\text{cte.}$ ) y diferente número atómico ( $Z_1 \neq Z_2$ ). Ocupan las líneas verticales en la carta de los nucleidos.

c. Isóbaros.

Representan el mismo número másico ( $A=\text{cte.}$ ) y distinto número atómico ( $Z_1 \neq Z_2$ ). Siguen las líneas rectas con pendientes  $\mu=-1$  en la carta de los nucleidos.

d. Isodiáferos o isómeros.

Nucleidos con la misma diferencia  $Z-N$  siguen las líneas rectas con pendientes  $\mu=1$  en la carta de los nucleidos.

A continuación la Tabla Periódica de los elementos:

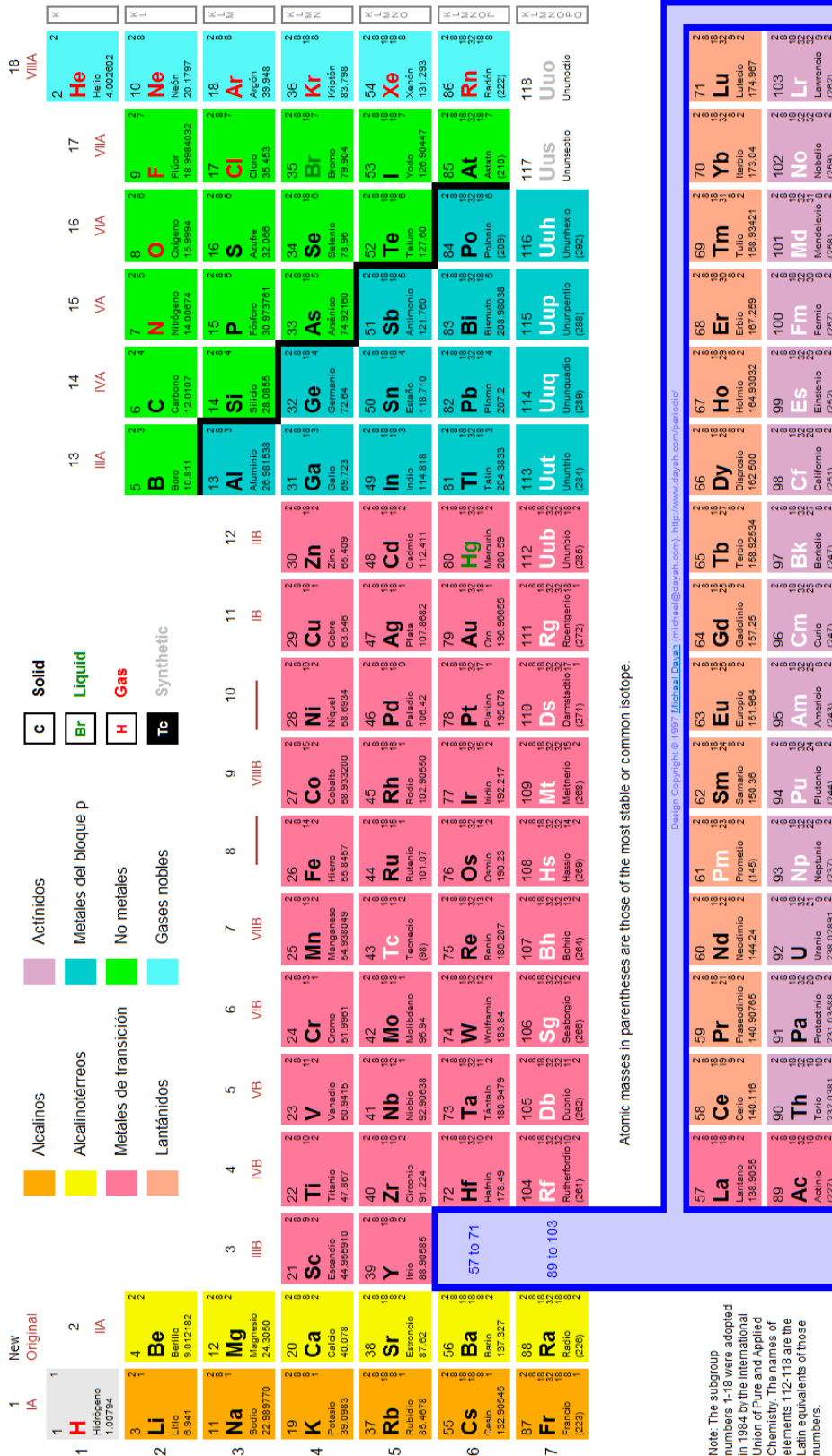


Fig. 1.3 Tabla Periódica de los Elementos



### 3. Radiación

Es causada por la variación de la cantidad de partículas en el núcleo, que es donde se origina, es decir que la materia se vuelve radioactiva cuando los núcleos emiten partículas subnucleares o radiación electromagnética y existe un intercambio de energía al mismo tiempo. Siendo 4 los tipos de estas partículas:

a. Las partículas  $\alpha$

Son extremadamente pequeñas y son emitidas por núcleos pesados ( $Z > 80$ ) para estabilizarse, por tanto el núcleo se libera de una gran cantidad de materia,  $Z$  disminuye en 2,  $A$  en 4, teniendo una masa de 4 UMA y  $2^+$ , siendo una partícula lenta, pesada y muy ionizante.

b. Las partículas  $\beta$

Son el producto del abatimiento radioactivo de algunos isótopos, tiene un electrón de alta velocidad, aproximadamente la de la luz y se han encontrado 2 tipos de estas partículas:

i. Las partículas  $\beta^-$

Son conocidas como negatrones, son el producto de la conversión de un neutrón en protón con la expulsión simultánea de un electrón desde el núcleo que aumenta su carga positiva con dicho fenómeno, provocando un aumento del número atómico.

ii. Las partículas  $\beta^+$

Son conocidas como positrones siendo emitidas cuando existe un excedente de protones, y en un proceso de estabilización de cargas de un átomo, un protón se convierte en neutrón por la emisión de  $\beta^+$ , entonces el número atómico disminuye y el número másico permanece constante.

c. Los rayos  $\gamma$

Son radiaciones electromagnéticas de gran energía, similares a los rayos X, ondas de radio o la luz y menor longitud de onda, por lo tanto de mayor energía, algunas veces son causadas por la desintegración de partículas  $\beta$  o una emisión de positrones, esta radiación no posee carga eléctrica y los campos eléctricos no presentan alteración en este tipo de rayos que viajan en línea recta. Los isótopos emisores de rayos gamma tienen una o más energía específica.

d. Los neutrones

Son partículas sin carga y su masa atómica es aproximadamente de 1 UMA, pueden conducirse fácilmente dentro de elementos livianos como el hidrógeno.

#### 4. Velocidad de desintegración y abatimiento de la radioactividad

Existe un abatimiento de la radioactividad cuando un núcleo atómico emite una partícula  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  o cualquier otra partícula, captura un electrón de las capas aledañas al núcleo, entonces cada núcleo radioactivo de un radioisótopo en particular tiene la misma probabilidad de desintegración en la unidad de tiempo, y esta probabilidad por unidad de tiempo es una constante, se le denomina  $\lambda$  y es una constante para cada especie radioactiva.

Haciendo una serie de relaciones analíticas se pueden definir parámetros que ayudan a comprender el fenómeno de abatimiento de la radioactividad, como por ejemplo, si tenemos una especie radioactiva que decae en el tiempo, podemos encontrar una tasa de disminución para un número inicial de núcleos radiactivos, si a un tiempo  $t_0$  existen  $N$  átomos radiactivos, y  $dN$  de estos átomos decaen en un tiempo  $dt$ , tenemos:

$$dN = -\lambda N dt$$

Y se puede reordenar en diferenciales como:

$$\frac{dN}{dt} = -\lambda N$$

De tal modo la ecuación de abatimiento radioactivo tiene signo negativo ya que se trata de una desintegración o desaparición con el tiempo. Esta ecuación muestra el número de núcleos radioactivos que decaen por unidad de tiempo, emitiendo radiaciones, o bien, que la

rapidez de abatimiento radioactivo es proporcional al número de núcleos presentes en un tiempo determinado. Resolviendo esta ecuación por medio de integrales llegamos a encontrar que desde  $N=N_0$  hasta  $N$  y de  $t=t_0$  hasta  $t$ , tenemos:

$$\text{Ln}N - \text{Ln}N_0 = -\lambda(t - t_0)$$

$$\text{Ln}N = -\lambda t + k$$

Parametrizando  $t=t_0$ ,  $N=N_0$  y  $\text{Ln} N_0=k$ , tenemos:

$$\text{Ln}N = -\lambda t + \text{Ln}N_0$$

Para poder interpretar, más acertadamente, esta ecuación podemos graficar  $t$  vs  $\text{Ln}N$ . Ya que tiene la forma de la ecuación de la recta:

$$y = \mu x + b$$

Encontraremos que tiene pendiente negativa ( $-\lambda$ ) equivalente al valor de la constante de abatimiento (1/s) y es un valor que caracteriza a cada especie radioactiva, ordenando la ecuación encontraremos la expresión matemática de la ley de abatimiento radioactivo:

$$N = N_0 e^{-\lambda t}$$

Manejando el concepto de actividad, encontramos que es más útil que el de núcleos desintegrados y se mide por medio de contadores, es definida como la disminución del número de núcleos por unidad de tiempo:

$$A = -\frac{dN}{dt} = \lambda N$$

Acotando y resolviendo tenemos:

$$A = A_0 e^{-\lambda t}$$

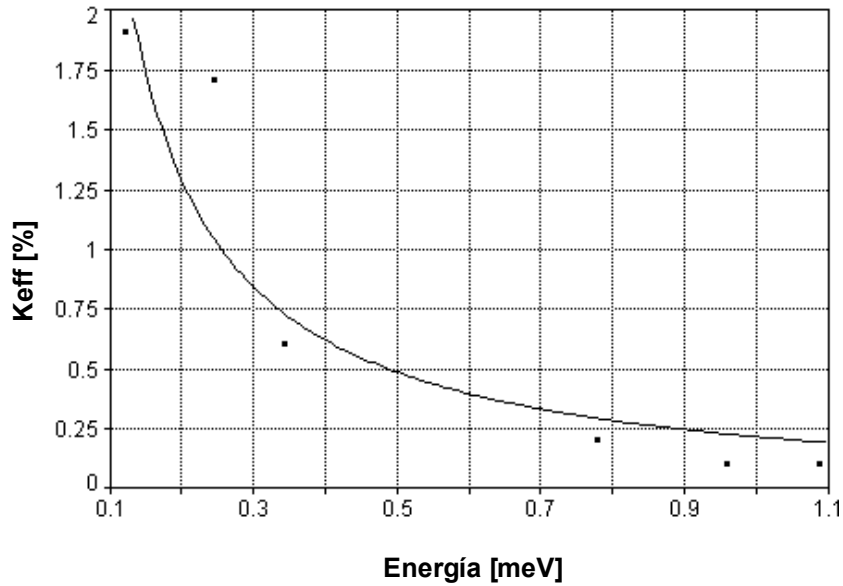


Fig. 1.4 Abatimiento Radioactivo

Tomando en cuenta que A es una función exponencial de t, tenemos:

$$\ln A = -\lambda t + \ln A_0$$

Que graficado en papel semilog tenemos la recta característica del nucleído con pendiente  $-\lambda$ .

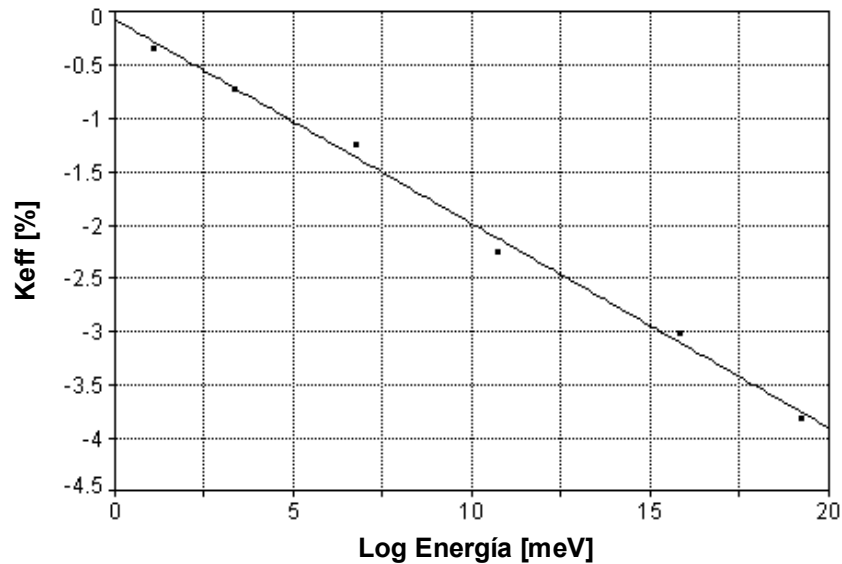


Fig. 1.5 Logaritmo Abatimiento Radioactivo

## 5. Vida media

El desarrollo del procedimiento anterior es una gran ayuda para comprender otro parámetro de cuantificación del comportamiento de una especie radioactiva: la vida media. Es el intervalo de tiempo necesario para que la actividad del número de núcleos radioactivos disminuya a la mitad de la inicial y se conoce como  $t^{1/2}$ . Dicha actividad es proporcional al número de átomos presentes en la muestra que no ha decaído,  $t^{1/2}$  es el intervalo de tiempo del número de átomos no decaídos que decrece a la mitad.

Si la solución logarítmica parametrizada la reemplazamos con  $t = t^{1/2}$  y  $N = N_0/2$ , obtenemos:

$$\ln \frac{N_0}{2} = -\lambda t^{1/2} + \ln N_0$$

$$\ln \frac{N_0}{2} - \ln N_0 = -\lambda t^{1/2}$$

En donde su solución es:

$$t^{1/2} = Ln \frac{2}{\lambda} = \frac{0.693}{\lambda}$$

La vida media es una magnitud independiente de la cantidad inicial de núcleos radioactivos presentes. La ecuación exponencial establece el número de núcleos radioactivos presentes en función del tiempo de cualquier especie radioactiva.

La ley del abatimiento radioactivo es una ley estadística y aplicable a un gran número de átomos radioactivos, y no hay hipótesis especiales de este fenómeno. Por lo tanto no podemos predecir el momento exacto en el cual un átomo emitirá radiación, sólo estimar una probabilidad de desintegración del mismo, y ésto es porque la ecuación describe el comportamiento de un gran número de átomos y nos indica que al cabo de una vida media habrán irradiado en forma espontanea el 50% de los átomos presentes en un inicio más no cuales de ellos.

Con ésto, la constante de abatimiento se expresa en unidades de tiempo y la relación con la vida media es:

$$\lambda = \frac{0.693}{t^{1/2}}$$

## 6. Trazadores

Trazador es una sustancia natural que se encuentra presente en los fluidos o un elemento químico o radioactivo que se agrega a los fluidos inyectados en pequeñas cantidades e incorporado a un proceso físico, químico o biológico con el propósito de estudiar sus direcciones de flujo entre los pozos inyectoros y los productores.

Los trazadores naturales son los que, en su mayoría, se encuentran presentes tanto en el agua inyectada como en el agua congénita, ya que su composición química o la relación de ciertos isótopos estables están contenidos en ella y su finalidad es definir un patrón de movimiento tanto previo como posterior al de inyección de agua. Para lograr ésto es necesario conocer perfectamente las concentraciones de los fluidos incluidos en el yacimiento previo a la inyección y posterior a ella, realizar un análisis para ver la variación en la composición de los elementos y así poder definir la posible trayectoria.

Los trazadores radioactivos se dividen en 4 grupos:

- ⌘ Trazadores radioactivos naturales
- ⌘ Trazadores radioactivos artificiales
- ⌘ Trazadores activables
- ⌘ Isótopos estables



### a. Trazadores radioactivos naturales

Como su nombre lo indica se encuentran en la naturaleza, esencialmente en el agua ya que algunos están disueltos u otros son parte de su estructura molecular y se clasifican en base a su origen en 4 tipos:

- i. Radioisótopos terrestres ( $^{40}\text{K}$  y  $^{87}\text{Rb}$ ) y miembros de las tres cadenas radioactivas ( $^{235}\text{U}$ ,  $^{238}\text{U}$ ,  $^{232}\text{Th}$ ), que existen en la corteza terrestre.
- ii. Explosiones nucleares que han incorporado gran cantidad de radio nucleidos.
- iii. Los desechos radioactivos generan contaminación local en el agua.
- iv. Los isótopos que se producen en la alta atmósfera por la acción de la radiación cósmica sobre los gases ahí existentes.

### b. Trazadores radioactivos artificiales

Se obtienen generalmente por un acelerador de partículas o por medio de reactores nucleares que son fuente importante de neutrones que son utilizados para producir una gran variedad de radioisótopos. Estos se obtienen al bombardear ciertos núcleos con partículas procedentes de fuentes radioactivas. Cuando la energía de las partículas es adecuada se puede penetrar el núcleo generando su inestabilidad y en consecuencia se provoca su desintegración radioactiva. Con el tiempo y desde su descubrimiento, se han obtenido una gran variedad que como todo en la vida generan una lista de ventajas y desventajas.

### Ventajas:

- ⌘ Es posible marcar fácilmente grandes volúmenes de agua.
- ⌘ Tiene una alta sensibilidad ya que se puede detectar con muy bajas concentraciones.
- ⌘ Tiene una escasa contaminación del medio (radiológica y química).
- ⌘ La posibilidad de medición “*in-situ*” sin ser necesario el contacto con el medio y sin interferencias de otros componentes del acuífero estando activos o inactivos.

### Desventajas:

- ⌘ Es costoso el equipo de detección.
- ⌘ Poca disponibilidad.
- ⌘ Es necesario disponer de un permiso especial para su manejo.
- ⌘ Manejo complicado y es necesario personal capacitado

Haciendo un resumen de los trazadores más empleados en la industria tenemos la siguiente, tabla:

NOMBRE	ISÓTOPO	VIDA MEDIA	EMISOR	ENERGÍA [KeV]
Agua Tritiada	$^3\text{H}$	12.3 años	$\beta$ baja energía	18
Hexacianuro de Cobalto	$^{60}\text{Co}$	5.3 años	$\gamma$ alta energía	1170 1330
Hexacianuro de Cobalto	$^{57}\text{Co}$	270 días	$\gamma$ alta energía	122
Hexacloruro de Iridiato	$^{192}\text{Ir}$	74 días	$\gamma$ alta energía	317 470
Hexacianuro de Cobalto	$^{58}\text{Co}$	72 días	$\gamma$ alta energía	810
Ioduro de Sodio	$^{125}\text{I}$	60 días	$\gamma$ baja energía	35

Tabla 1. Trazadores más utilizados

c. Trazadores activables

Existe un compuesto químico no radiactivo que contiene en su estructura un elemento radioactivo detectable en un análisis por activación, que deberá tener una forma química adecuada para que no sea absorbido por el medio. Fundamentalmente se emplean para el estudio del movimiento de los sedimentos residuales sólidos. A continuación se mencionan las ventajas y desventajas:

Ventajas:

- ⌘ No requiere blindajes especiales.
- ⌘ Se transporta fácilmente.
- ⌘ Económicos.
- ⌘ Se manipula fácilmente en la inyección.
- ⌘ No hay riesgo radiólogo para los usuarios.

Desventajas:

- ⌘ Muy costosa la irradiación.
- ⌘ No se pueden realizar mediciones “*in-situ*”.
- ⌘ Es necesario usar equipo o instrumentos muy costosos.

d. Isótopos estables

La estabilidad de los isótopos es relativa, un núcleo se considera estable si no se transmuta en miles de años o bien hacerlo en otros núcleos bajo ciertas condiciones. Existen 115 elementos conocidos, de ellos 92 se encuentran en la naturaleza y los otros son artificiales. Un buen ejemplo son las concentraciones de  $^{18}\text{O}$ , y  $^2\text{H}$  en una muestra de agua extraída del océano, por tanto este comportamiento convierte a los isótopos del agua en excelentes trazadores naturales valiosos.

Como sabemos la industria petrolera exige compromiso, dedicación y eficiencia, por tanto se ha hecho un análisis con varios tipos de radioisótopos y se han encontrado los usados con mayor frecuencia y sus características básicas.

∞ Tritio [ $^3\text{H}$ ]. Agua Tritiada.

Emisor de  $\beta^-$  puro de baja energía (18.6 [KeV]), 12.33 años de vida media y sigue el movimiento del agua, económico, práctico, bajo grado de toxicidad, no requiere blindajes



Fig. 1.6 Tritio

∞ Iodo 131 [ $^{131}\text{I}$ ]. Yoduro de Sodio o metilo o trioleína.

Emisor de  $\beta^-$ , 610 [KeV],  $\gamma$  de 364[KeV] y 637[KeV]. 8 días de vida media, práctico y fácil almacenaje y transporte.

∞ Iodo 125 [ $^{125}\text{I}$ ]. Yoduro de Sodio.

Emisor de  $\gamma$ , 35.4 [KeV], vida media de 59.7 días, se sugiere proyectos de mediana duración, comportamiento similar al iodo 131.

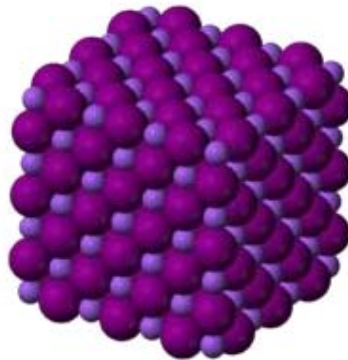


Fig. 1.7 Yoduro de Sodio

∞ Bromo 82 [ $^{82}\text{Br}$ ]. Bromobenceno o bromuro de metilo.

Se aplica en hidrocarburos y en medios acuosos se forma bromuro de amonio.

Emisor de  $\beta^-$ , 440 [KeV],  $\gamma$  de 554, 776 y 619 [KeV]. No existe en agua natural, poco retenido por el suelo, 35.3 horas de vida media, requiere grandes blindajes para transporte y manejo delicado.

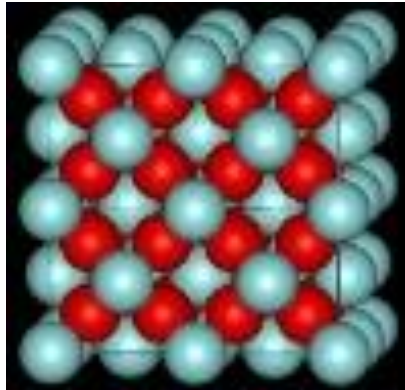


Fig. 1.8 Bromo

∞ Cobalto 60 [ $^{60}\text{Co}$ ]. Hexacianuro de cobalto.

Emisor de  $\beta^-$ , 318 [KeV], y  $\gamma$  de 1.332 y 1.173 [MeV]. Buen comportamiento en aguas subterráneas, salvo su retención en arcilla y sílice. Vida media de 5.27 años, requiere blindajes importantes y manejo delicado.

∞ Cobalto 58 [ $^{58}\text{Co}$ ]. Hexacianuro de cobalto.

Emisor de  $\gamma$  de 810 [KeV]. Buen comportamiento en aguas subterráneas, salvo su retención en arcilla y sílice. Vida media de 71 días, requiere blindajes importantes y manejo delicado.

∞ Cobalto 57 [ $^{57}\text{Co}$ ]. Hexacianuro de cobalto.

Emisor de  $\gamma$  de 122, 14 y 136 [KeV]. Buen comportamiento en aguas subterráneas, salvo su retención en arcilla y sílice. Vida media de 271 días, requiere blindajes importantes y manejo delicado.



Fig. 1.9 Cobalto

∞ Iridio 192 [ $^{192}\text{Ir}$ ]. Hexacloruro de iridio.

Emisor de  $\beta^-$ , 666 y 535 [KeV],  $\gamma$  de 316 y 468 [MeV]. vida media de 74.2 días. Requiere especial cuidado en su uso, al mezclarse con sulfatos, fosfatos y oxalatos se dificulta la determinación o detección del iridio, transporte fácil, no requiere grandes blindajes y manejo delicado.

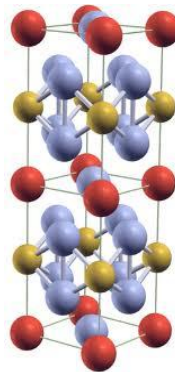


Fig. 1.10 Iridio 192

Sin embargo, los que han presentado mejores resultados en los parámetros ya mencionados son los Cobaltos, Tritio, Iodo 125 e Iridio 192, aún así, se debe tomar en cuenta que se requiere un estudio particular para la selección del trazador en base a las condiciones del proyecto a realizar.



## Capítulo 2. TECNOLOGÍA DE ISÓTOPOS Y RADIACIÓN

### 1. Actividad específica

En la industria existen una gran cantidad y variedad de técnicas nucleares, la tecnología de radiación e isótopos, medidores nucleónicos en pozos, pruebas no destructivas y análisis de técnicas nucleares para el uso de control de procesos, y exploración en la industria petrolera, entre otras.

Todos los elementos radioactivos tienen una actividad específica ( $A_E$ ) que acota los niveles de radiación de acuerdo al número de núcleos que decae por unidad de tiempo.

La actividad específica de una fuente radioactiva es la actividad por unidad de masa de un radioisótopo, por tanto, si la muestra no está mezclada con otras especies nucleares su actividad específica puede ser calculada como:

$$A_E = \frac{Act}{Masa} = \frac{\lambda N}{\frac{NM}{N_0}} = \frac{\lambda N_0}{M}$$

Partiendo de la constante de abatimiento y sustituyendo  $N_0=6.023 \times 10^{23}$ , tenemos:

$$A_E = \frac{0.693 N_0}{t_{1/2} M}$$

$$A_E = \frac{0.693 \times 6.023 \times 10^{23}}{t_{1/2} M} \times \frac{[Ci]}{3.7 \times 10^{10} [dps]}$$

$$A_E = \frac{1.1281 \times 10^{13}}{t_{1/2} M} \left[ \frac{Ci}{g} \right]$$

Dicha medición describe el número de núcleos radioactivos que decaen en la unidad de tiempo. En 1950 el Sistema Internacional (SI) adoptó a este concepto las unidades Curie [Ci] como patrón de esta actividad. El Curie está definido por cualquier cantidad de material radioactivo que sufre  $3.7 \times 10^{10}$  desintegraciones por cada segundo, o  $2.22 \times 10^{12}$  desintegraciones por minuto, que equivalen aproximadamente a la razón de abatimiento de 1 [gr] de  $Ra^{226}$ . Treinta y cinco años más tarde el SI reemplaza esta unidad por el Becquerel [Bq] que es la cantidad de cualquier material radioactivo que sufre una desintegración por cada segundo, luego entonces ambas unidades son vigentes en la actualidad. La relación es la siguiente:

$$\begin{aligned} 1 \text{ [mCi]} &= 1.0 \times 10^{-3} \text{ [Ci]} \\ 1 \text{ [}\mu\text{Ci]} &= 1.0 \times 10^{-6} \text{ [Ci]} \\ 1 \text{ [Bq]} &= 1 \text{ [dps]} \\ 1 \text{ [Bq]} &= 2.7 \times 10^{-11} \text{ [Ci]} \\ 1 \text{ [Ci]} &= 3.7 \times 10^{10} \text{ [Bq]} \end{aligned}$$

Para esto, la radiactividad en estas relaciones se expresa por gramos de compuesto por eso encontramos [Ci/g] o [ $\mu$ Ci/ml].

## 2. Detección de la radioactividad

Para hacer posible eficientemente la detección de la radioactividad, se debe de determinar el instrumento de medición en base al tipo de radiación, afortunadamente gracias al avance de la tecnología se han producido mejoras a estos equipos e instrumentos, es importante clasificar y utilizar el adecuado ya que de ello depende la optimización de las capacidades y prevención de las limitaciones. Deben de proporcionar la mayor cantidad de datos a cerca del número de núcleos que decaen por unidad de tiempo en una muestra radioactiva y la energía de las radiaciones absorbidas por el detector. Básicamente existen 3 métodos para medir la radioactividad:

- ⌘ La recolección de iones producidos cuando las radiaciones atraviesan un gas
- ⌘ Materiales semiconductores de corriente al ser atravesados por radiaciones
- ⌘ La transformación de pulsos eléctricos de la fosforescencia producida cuando las radiaciones son absorbidas por materiales especiales.

Estos tres métodos están clasificados en 2 tipos, inmediatos y retardados, los cuales a su vez según el momento en que presentan la información adquirida podemos separarlos en ionización y excitación, como se muestra en el siguiente cuadro:

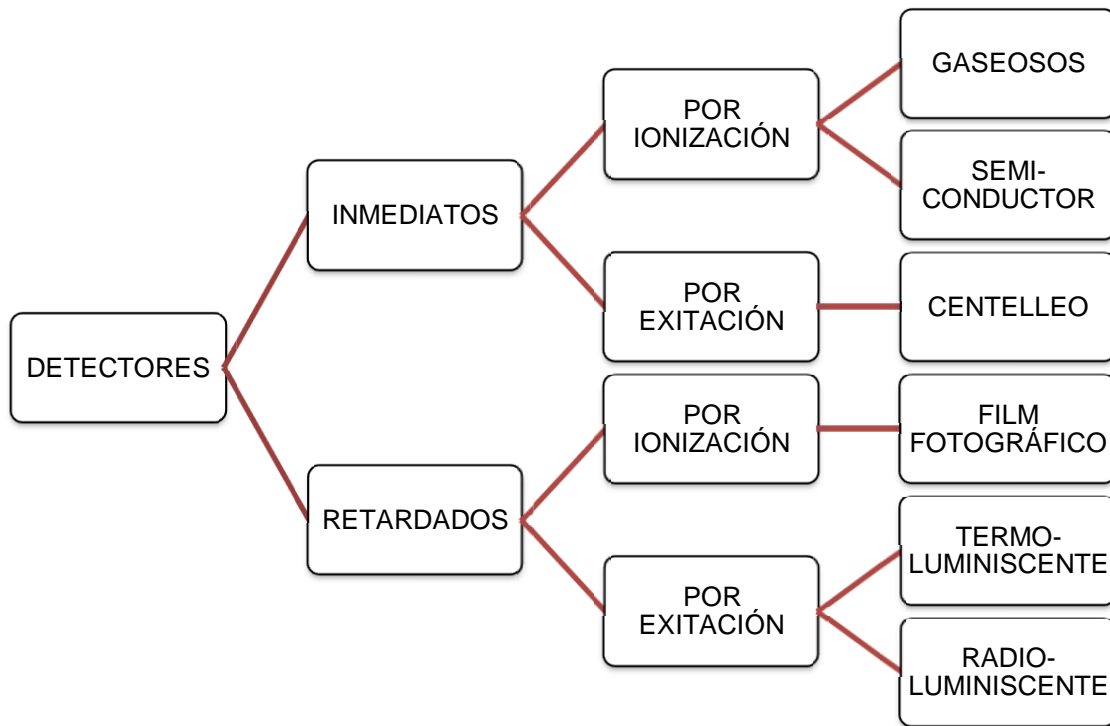


Fig. 2.1 Tipos de Detectores

Por lo cual en este trabajo abordaremos los detectores inmediatos y daremos una breve explicación de ellos

#### a. Cámara de Ionización

Si la diferencia de potencial aplicada a los electrodos de un detector gaseoso es nula, también será nula la intensidad de campo eléctrico en el interior del recinto con lo que los iones producidos por la interacción de las partículas ionizantes se concentrarán sometidos solo a la atracción mutua debida al distinto signo de sus cargas, recombinándose para volver a construir átomos o moléculas neutras.

Cuando la diferencia de potencial deja de ser nula, el campo eléctrico también existente atrae a los iones hacia los electrodos

correspondientes con una fuerza proporcional a la intensidad de campo eléctrico y a la carga eléctrica de un ión. Sin embargo, pese a la existencia de la fuerza de atracción producida por el campo eléctrico, algunos iones se recombinan durante su migración hacia los electrodos, en relación inversa con la diferencia de potencial aplicada (al aumentar ésta, aumenta la intensidad de campo eléctrico y, consiguientemente, aumenta la fuerza que actúa sobre los iones, con lo que se les imprime mayor velocidad y disminuye el tiempo de tránsito hacia los electrodos correspondientes, disminuyendo la probabilidad de recombinación). Cuando un detector gaseoso se polariza de manera tal que todos los iones primarios generados en su interior (excepto los recombinados) son recolectados por sus electrodos, se dice que opera en la forma de cámara de ionización. Esta condición de operación del detector gaseoso se extiende dentro de un cierto rango de valores de tensión de polarización del detector

Las corrientes generadas en las cámaras de ionización suelen ser de muy bajo valor, del orden de  $10^{-12}$  [A], lo que impone precauciones especiales para su medición. Debido a la muy pequeña cantidad de cargas eléctricas puestas en juego por cada interacción de partículas ionizantes del campo de radiación con la cámara de ionización, la amplitud de los correspondientes pulsos eléctricos resulta muy pequeña: por esta razón, no resulta práctico utilizar este tipo de detectores para el conteo de eventos.

Su operación se da donde el voltaje resulta insuficiente para causar amplificación gaseosa, se emplea para la detección de partículas que producen una gran ionización específica tales como partículas  $\alpha$ .

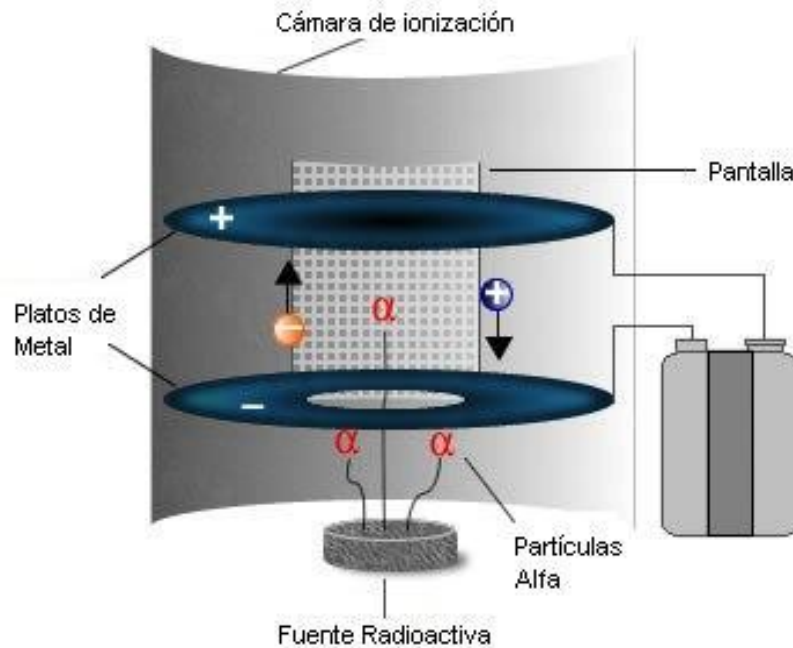


Fig. 2.2 Cámara de Ionización

Cuando una partícula de alta energía pasa a través de un gas, su campo eléctrico saca a los electrones del orbital de aquellos átomos del gas suficientemente próximos a la ruta de la partícula, causando ionización. La habilidad para producir ionización disminuye en el orden de  $\alpha > \beta > \gamma$  con una relación de 10,000:100:1. En la práctica, por ionización solo se pueden detectar partículas  $\alpha$  y  $\beta$ .

b. Detector proporcional

Cuando la tensión aplicada a los electrodos de un detector gaseoso es suficiente como para que lleguen a tales electrodos los iones producidos por la partícula ionizante, la amplitud del pulso de corriente producido se mantiene constante, aunque varíe dicha tensión. Si la tensión aumenta lo suficiente, a partir de un cierto valor aumenta la amplitud del pulso. El sistema de discos paralelos mencionados en la cámara de ionización se sustituye por un cilindro cuya pared actúa como cátodo y un alambre central delgado o una pequeña esfera en el centro del mismo funciona como ánodo. Su funcionamiento es a presión atmosférica usando una cámara a través de la cual fluye el gas ionizable compuesto por una mezcla al 90-10 de Argón y metano respectivamente y sirve para detectar partículas  $\alpha$  y  $\beta^-$  y Rayos X.

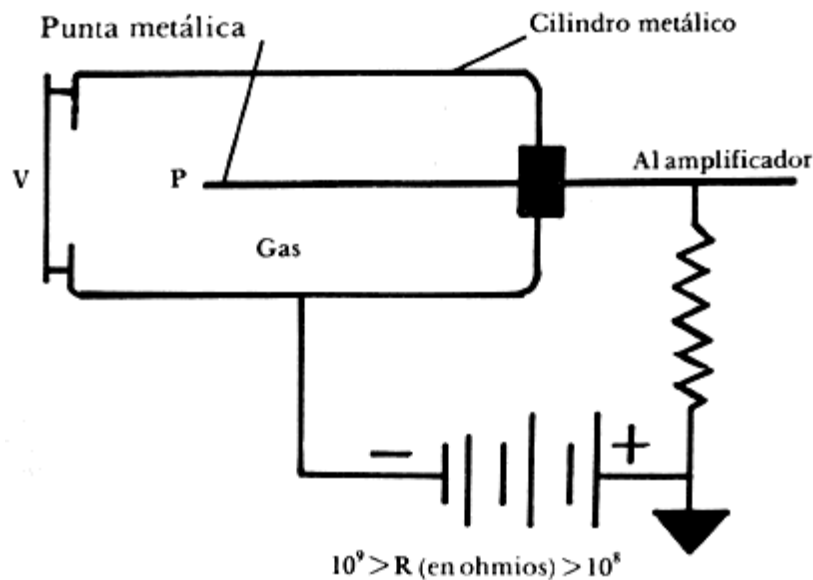


Fig. 2.3 Detector proporcional

### c. Detector Geiger-Müller

Si se continúa aumentando la diferencia de potencial entre electrodos de un detector gaseoso más allá de los valores que corresponden al rango de funcionamiento como contador proporcional, el factor de multiplicación de iones deja de ser lineal con la tensión aplicada. Ello se debe a que al ser la masa de los iones positivos mucho mayor que la de los electrones, éstos se desplazan a menor velocidad que aquellos, llegando a constituir una "carga espacial" que altera la forma del campo eléctrico dentro del detector y, por ende, la linealidad. Si se aumenta aún más la diferencia de potencial, el efecto de la carga espacial resulta dominante frente a la diferencia de potencial exterior. Cuando se llega a esta situación, cesa de aumentar la multiplicación y la amplitud del pulso resulta máxima. Esta región de operación del detector gaseoso recibe el nombre de Geiger-Müller. La principal característica de un contador Geiger-Müller es que la amplitud de la señal eléctrica es independiente de la energía y naturaleza de la partícula, resultando la de mayor amplitud obtenible con la configuración del detector gaseoso utilizado. Si se continúa aumentando la diferencia de potencial entre electrodos, se produce una descarga en el gas por efecto de la alta intensidad del campo eléctrico. Esta zona no es de interés desde el punto de vista de la detección de la radiación; además, en general, provoca la destrucción del detector.

En general, este equipo detecta la radiación ionizante  $\alpha$  y  $\beta$ , consiste en un cilindro cerrado lleno de una mezcla de Argón e isobutano, en la



parte central del tubo se ubica un electrodo, como ánodo, que está a 1,000 [V] positivo respecto a la envoltura del cilindro, como cátodo. Cuando una radiación incidente penetra en la cámara donde está el gas, se produce un efecto de ionización con la consecuente formación de pares iónicos, los electrones producidos se mueven hacia el ánodo debido al campo eléctrico generado. El campo acelera a estos electrones, los cuales por su gran velocidad son capaces de ionizar más moléculas del gas. De aquí resulta un efecto multiplicador de electrones en la vecindad del ánodo, lo que origina una corriente de electrones la cual puede ser convenientemente registrada.

Este detector tiene un periodo de tiempo que es refractario a la generación de flujo de corriente (200-300 [μs]), a este periodo se llama “tiempo muerto”, el cual debe tenerse presente cuando se trate de detectar radiaciones de gran intensidad.

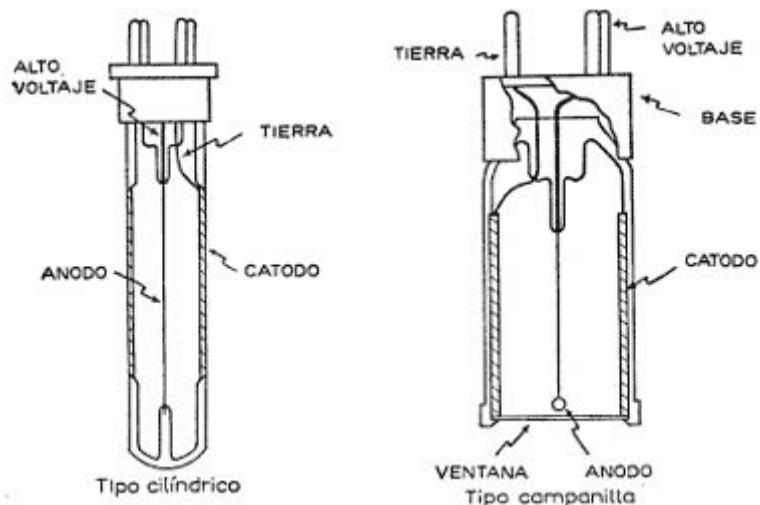


Fig. 2.4 Tipos de Detector Geiger-Müller

#### d. Detector Semiconductor

En un cristal puro los niveles de energía correspondientes a los electrones más alejados del núcleo, por efecto de las interacciones entre los múltiples átomos que constituyan al cristal, se desdoblán en las llamadas bandas de energía. Las bandas de energía están formadas por conjuntos de niveles energéticos muy próximos entre sí pasando a constituir estos niveles energéticos las llamadas bandas de valencia (bv) y de conducción (bc).

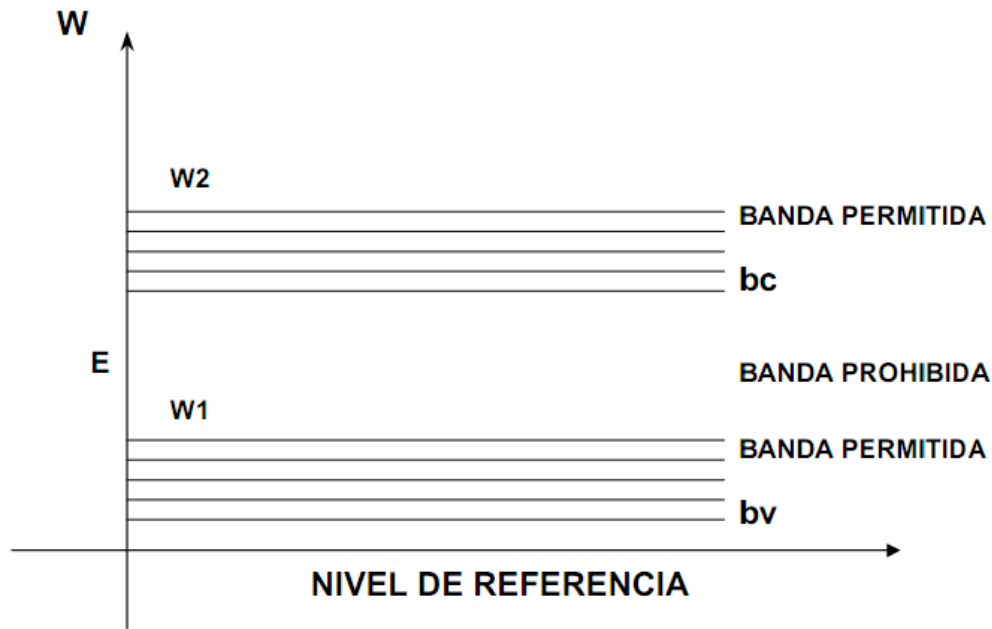


Fig. 2.5 Bandas del Detector Semiconductor

Entre ambas bandas existe una región de energía, llamada banda prohibida, que en un cristal puro y sin imperfecciones en su red cristalina no puede estar poblada por electrones. En los materiales aislantes o dieléctricos la altura de la banda prohibida, llamada Energía de Activación, es de 5 ó 6 [eV], salto energético que no puede ser logrado por agitación térmica, mientras que en los materiales

conductores las bandas de valencia y conducción se hallan parcialmente superpuestas. Por esta razón a temperatura ambiente la banda de conducción de los conductores se encuentra poblada de electrones, los que bajo la acción de un campo eléctrico exterior pueden pasar de átomo constituyendo una corriente eléctrica. Existe un tercer tipo de materiales, denominados semiconductores, en los que la altura de la banda prohibida es de 1 ó 2 [eV]. Dicho salto energético puede lograrse por agitación térmica, razón por la cual a temperatura ambiente la banda de conducción se halla parcialmente poblada de electrones provenientes de la banda de valencia. Estos materiales pueden conducir la corriente eléctrica por efectos de la temperatura que produce la necesaria agitación-térmica. Un semiconductor, tal como el silicio o el germanio en estado puro y sin imperfecciones en su red cristalina, se denomina semiconductor intrínseco. Cuando un semiconductor intrínseco se contamina o dopa con impurezas trivalentes, tales como aluminio o indio, recibe el nombre de semiconductor extrínseco del Tipo N.

Cuando una lámina de semiconductor intrínseco (silicio o germanio) se dopa desde un extremo con un material trivalente y desde el extremo opuesto con un material pentavalente, queda constituida una junta (unión) del tipo denominado N-P.

Dichas juntas poseen características rectificantes, es decir solo permiten el paso de la corriente eléctrica de la zona P a la zona N. La zona de transición entre ambas zonas, que se denomina “zona de junta”, es altamente dieléctrica en virtud de que está libre de portadores de carga, mientras que las zonas P y N son conductoras.

El conjunto de las zonas: P (conductora), junta (dieléctrica) y N (conductoras) constituyen una cámara de ionización sólida. Si un diodo N-P polarizado en forma inversa, (de modo que no pueda circular corriente por la junta), es expuesto a un campo de radiación, se producirán ionizaciones de los átomos del material y los pares de iones que se hallen en la zona de junta quedarán expuestos al campo eléctrico debido a que las zonas N y P (conductoras) están polarizadas positiva y negativamente. Bajo la acción de este campo eléctrico los iones (positivos y negativos) migrarán hacia las zonas del semiconductor polarizadas con signo contrario, constituyendo un pulso de corriente por cada fotón que interactúe con la zona de junta. Sobre la base de este principio de funcionamiento se construyen los denominados detectores semiconductores que si bien son, en general más caros y requieren sistemas electrónicos más sofisticados que los de centelleo y los gaseosos, tienen la ventaja de posibilitar una mejor discriminación de energías. Esto ocurre en virtud de que, si bien se los puede considerar como cámaras de ionización de estado sólido, la energía necesaria para producir un par de iones en el semiconductor es mucho menor. Todas estas razones posibilitan que el tiempo de tránsito de los iones en la junta sea sumamente bajo y consecuentemente también bajo el número de recombinaciones entre iones de distinto signo. Todo lo anterior lleva a que las fluctuaciones estadísticas del número de pares de iones recogidos por cada interacción sean bajas y que las amplitudes de los pulsos correspondientes a partículas ionizantes de igual energía difieran muy poco.

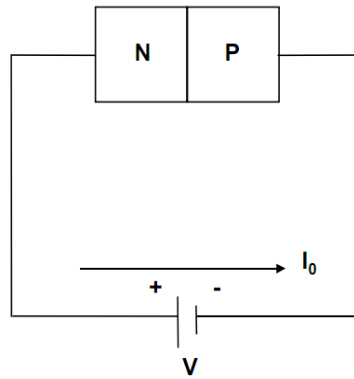


Fig. 2.6 Conjunto de zonas P y N

Por lo tanto, este tipo de detectores al igual que otros muy utilizados emplea materiales sólidos que presentan una baja conductividad eléctrica, por eso se nombran semiconductores. Los más usados son los Germanio-Litio, Silicio-Litio y Germanio hiperpuro por su eficiencia.

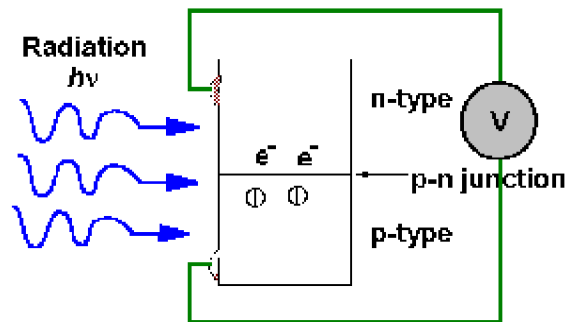
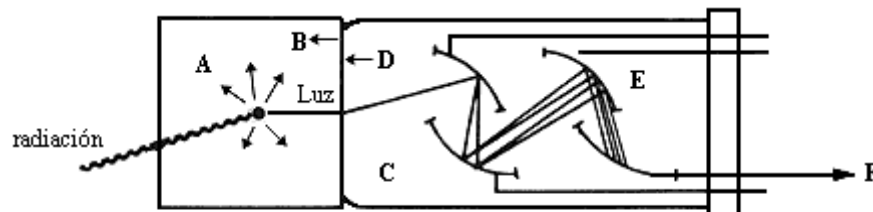


Fig. 2.7 Detector Semiconductor

### e. Detector de Centelleo

Este es un detector de yoduro sódico, su principio básico es la utilización de un material que produce una pequeña cantidad de luz cuando la radiación incide sobre el, esta luz es reflejada a través de una ventana y amplificada por un tubo fotomultiplicador, en su fabricación se utiliza el fotocátodo que emite electrones en presencia de quantos de luz y transportados por unas placas llamadas dinodos con un voltaje positivo muy alto. Cuando un electrón incide sobre un dinodo, se producen varios electrones que se proyectan hacia el siguiente dinodo y vuelve a multiplicarse su número, cuando los electrones abandonan el último dinodo de la serie, el pulso electrónico es mil veces mayor al original y son recogidos por el ánodo que está conectado a un instrumento de medición calibrado.



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

Fig. 2.8 Esquema del detector de Centello

Un material centelleador ideal presenta las siguientes propiedades:

- i. Convierte la energía cinética de la partículas cargadas en energía luminosa con alta eficiencia de centello.
- ii. Tal conversión es lineal, la energía luminosa es proporcional a la energía impartida al centelleador en un amplio rango de energías.
- iii. Es “transparente” a la longitud de onda que el mismo emite por desexcitación.
- iv. El tiempo de abatimiento de los impulsos luminosos es corto, de manera que las señales generadas son rápidas
- v. Posibilita construir detectores de dimensiones adecuadas a la aplicación prevista.
- vi. Su índice de refracción es muy parecido al del vidrio, lo que permite un acoplamiento óptico eficiente con el dispositivo transductor, cuya función es transformar a su vez los impulsos luminosos en señales eléctricas.

En general tenemos una clasificación de los Detectores de Centelleo.

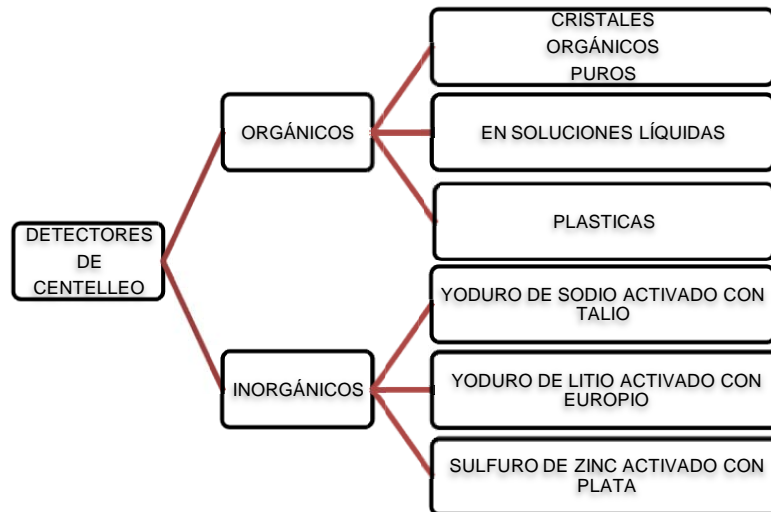


Fig. 2.9 Tipos de Detectores de Centelleo

Una de las ventajas de este detector sobre el Geiger-Müller es la alta resolución y la capacidad de detección de una amplia gama de radiaciones, así como la discretización entre la alta y baja energía. Cabe resaltar que ninguna técnica mide directamente el número de radiaciones emitidas por alguna especie radioactiva, sino que cuantifica y amplifica el resultado de las colisiones de partículas emitidas por un núcleo radioactivo con algún componente del sistema de ensayo y es necesario corregir la información obtenida.



### 3. Fundamentos del Análisis Matemático

Para poder combinar, planear y simular el comportamiento de los trazadores en el yacimiento, es necesario usar las herramientas que tenemos a la mano como son los modelos matemáticos y nos ayudan a describir los fenómenos físicos en el yacimiento, en la actualidad existen muchos modelos que describen uno o más procesos físicos. Los referentes a los trazadores nos ayudan a entender el comportamiento del flujo de un trazador en un medio poroso y consideran los procesos estáticos y dinámicos que ocurren en el yacimiento, como son dispersión, abatimiento, convección, adsorción, ionización y reacciones químicas.

Existen varios modelos que simulan el comportamiento ya mencionado; sin embargo, en cuestión de trazadores han resultado más eficientes 3 modelos. La clasificación de estos modelos se da en base al tipo de yacimiento que se considere ya sea homogéneos, heterogéneos o naturalmente fracturados. En el presente trabajo nos avocaremos a describir un modelo que se utiliza comúnmente en yacimientos homogéneos, y uno naturalmente fracturado, el análisis de modelos para yacimientos heterogéneos se profundiza en grados superiores a licenciatura.

## a. Modelo de Brigham

Es muy usado para simular comportamiento en yacimientos homogéneos, se creó debido a que los modelos anteriores contaban con varios errores y deficiencias, así como divergencias con el balance de materia por una interpretación fallida en las condiciones de frontera. Para esto, Brigham utiliza en su modelo de difusión, sistema infinito con características particulares en sus condiciones tanto iniciales como de frontera. El modelo queda de la siguiente manera:

$$C(x, t) = \frac{1}{2} \operatorname{erf} \left[ \frac{x - vt}{2\sqrt{D_t}} \right] + \frac{1}{2} e^{\left(\frac{vx}{D}\right)} * \operatorname{erf} \left[ \frac{x + vt}{2\sqrt{D_t}} \right]$$

Donde:

C ≡ Concentración del trazador [M/L<sup>3</sup>]

x ≡ Desplazamiento del trazador del pozo inyector al pozo productor (L).

t ≡ Tiempo de la inyección hasta la medición en el pozo productor [días].

erf ≡ Función complementaria dimensional.

v ≡ Velocidad del fluido [L/t].

D ≡ Coeficiente de dispersión.

### b. Modelo de Jensen y Horne

Utilizado frecuentemente para simulación en yacimientos naturalmente fracturados en la simulación de trazadores en medios porosos. Considera doble porosidad y se describe una fuente de trazador constante (C) que fluye en una fractura y matriz por tanto la dispersión esta presente. Tomando en consideración un balance de materia, convección en la fractura, difusión y adsorción en la matriz, este modelo describe las condiciones de flujo:

$$C = C_f \frac{Q}{M} = \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\sqrt{\pi \sqrt{\alpha_2 t - 1}}} e^{\left(-\frac{\alpha_1^2}{\alpha_2 t - 1}\right)}$$

Donde:

C  $\equiv$  Concentración del trazador [M/L<sup>3</sup>]

C<sub>f</sub>  $\equiv$  Concentración del trazador en la fractura

Q  $\equiv$  Gasto volumétrico

$\alpha_1 \equiv \alpha$

$\alpha_2 \equiv \beta$

$\beta \equiv 1/t_w R$

t<sub>w</sub>R  $\equiv$  Primer tiempo de llegada del trazador

### c. Modelo de Ramírez y Cols

En este tema también ha habido participación Universitaria, específicamente de la Dra. Jetzabeth Ramírez que hace un análisis de un modelo de Cols y le agrega otros términos que favorecen los resultados, el modelo describe el flujo del trazador en un medio poroso de 2 sistemas distintos, uno dinámico en el sistema de fracturas donde se llevan a cabo los procesos de difusión y convección, y un sistema estático, en la matriz, donde se llevan a cabo los procesos de difusión y adsorción, incluyendo los efectos de abatimiento radioactivo ya mencionados en el capítulo anterior. La solución de este modelo se da por medio de espacio Laplaciano, por tanto, es necesario un método de inversión para su cálculo. Al ser muy completo este modelo podemos obtener de él: porosidad, tamaño, y longitud en la fractura, velocidad de flujo así como los coeficientes de difusión en los 2 sistemas (matriz y fractura), el modelo es:

$$C = \frac{1}{S} e^{\left(\frac{X_D P_{e1}}{2}\right)} \exp\left(-X_D \sqrt{\frac{P_{e1}^2}{4} + P_{e1} \left(S + \xi \sqrt{\frac{P_{e2}}{R} (S + \gamma)}\right)}\right)$$

Donde:

$C \equiv$  Concentración del soluto en la solución de la fractura [M/L<sup>3</sup>]

$P_{e1} \equiv$  Número de Peclet en la región móvil

$P_{e2} \equiv$  Número de Peclet en la región inmóvil

$S \equiv$  Factor de daño, prueba de presión [Adim]

$X_D \equiv$  Parámetro de ajuste [Adim]

$\xi \equiv$  Parámetro de ajuste

$\gamma \equiv$  Tipo de trazador radioactivo

## Capítulo 3. UTILIZACIÓN DE MATERIALES RADIOACTIVOS Y QUÍMICOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Todo material radioactivo es aquel que, natural o artificialmente, es capaz de emitir energía en forma de partículas (alfa, beta o neutrón) o radiación electromagnética (Rayos gamma o rayos X). Los rayos gamma tienen una longitud de onda más corta que la luz y se origina en el núcleo de átomos inestables que contienen un exceso de energía, al tener su longitud de onda corta, la radiación que emite es muy penetrante y se necesitan materiales densos para detenerla.

### 1. Técnicas utilizadas en los perfiles de pozos

Las técnicas utilizadas para los perfiles de pozos petroleros se dividen en pasivas, activas no invasivas y activas invasivas:

#### a. Pasivas.

El perfil de Rayos  $\gamma$  mide la radioactividad natural emitida por los elementos presentes en la formación (Torio, Uranio y Potasio).

#### b. Activas no invasivas.

Utilizan fuentes radioactivas que excitan la formación y miden su respuesta. Se utilizan fuentes de Rayos  $\gamma$  ( $^{137}\text{Cesio}$  o  $^{226}\text{Radio}$ ) o fuentes de neutrones ( $^{241}\text{Americio-Berilio}$ ). La radiación esta presente en el pozo solo durante la medición.

#### c. Activas invasivas.

Se inyecta un fluido radioactivo en forma líquida o con una resina mojada.

Dentro de las técnicas pasivas se prescinde de utilizar materiales radioactivos, y para las activas usualmente se utilizan:

- ∞  $^{137}\text{Cs}$  Cesio con una vida media de 30 años y actividades en el orden de 1.5 [Ci].

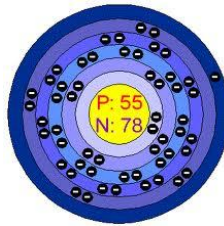


Fig. 3.1 Cesio 133

- ∞  $^{226}\text{Ra}$  Radio con una vida media de 1,620 años y 300 [mCi].

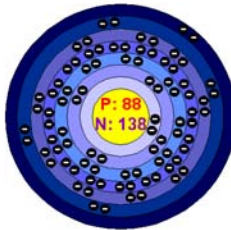


Fig. 3.2 Radio 226

- ∞  $^{241}\text{Am}$  Americio-Berilio con una vida media de 458 años y entre 5 y 25 [Ci].

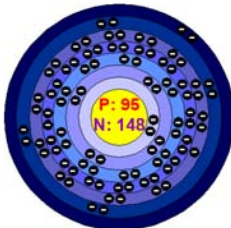


Fig. 3.3 Americio 241

∞  $^{131}\text{I}$ odo con una vida media de 8 días y de 15 a 60 [Ci]. Es el radioactivo más usado.

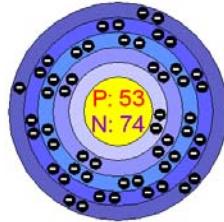


Fig. 3.4 Iodo 123

En el caso de utilizar fuentes radioactivas, el procedimiento de medición consiste en introducir una herramienta en el pozo a inyectar el Trazador y esa misma herramienta colecta la información deseada, obteniendo un perfil a lo largo del pozo o en su caso, de las zonas analizadas. Dicho perfil nos muestra, entre otras cosas, el gasto de flujo de un fluido en el pozo, basado en el principio de medición monitoreando el tiempo que transcurre durante la translación del fluido del punto de medición hasta el siguiente punto. Para fines prácticos a la distancia entre los detectores se les puede llamar  $D_1$  y  $D_2$ . Dentro de los parámetros importantes está el diámetro interno de la tubería, ya que relacionándolo con la distancia entre detectores y el diámetro externo de la herramienta se puede determinar el volumen que viaja a una velocidad en determinado tiempo. Esto se puede lograr inyectando una cantidad de líquido radioactivo a la corriente del pozo de inyección y se mide el tiempo en los detectores, el trazador adoptará la velocidad del fluido inyectado y recorrerá los intersticios del yacimiento como fracturas, fallas y zonas permeables, por tanto, se puede caracterizar con gran exactitud el espacio de medición.

## 2. Riesgo

Al ser elementos radioactivos los operadores están expuestos a un riesgo biológico y se clasifican en 2 tipos, irradiación y contaminación ya sea interna o externa. La irradiación es cuando una parte del cuerpo recibe radiación producida por una sustancia o un aparato especial que disminuye muy considerablemente cuando la persona se aleja de la fuente o se protege con un blindaje. Por su parte, la contaminación radioactiva se define cuando una sustancia se deposita sobre la piel o la vestimenta, o cuando se absorbe por la nariz, boca o piel, esto representa una emisión de la radiación de las partículas de dicha sustancia.

## 3. Efectos

Los efectos rápidos se presentan poco tiempo después de recibir una dosis alta en un corto periodo de tiempo, produciría problemas de salud como vómito, diarrea, pérdida de cabello, fiebre, entre muchas otras secuelas. Estas altas dosis son poco probables, con el debido cuidado y trato del material, que sucedan salvo en el caso de accidentes. Las lesiones van desde quemaduras leves hasta de 1er grado, cuando se expone a radiaciones entre 600 y 3000 [rems]. (*Röntgen Equivalent in Man*). La Radiopatía se da cuando se expone el cuerpo completo en un periodo corto de tiempo y pueden producir enfermedades graves o incluso la muerte en pocos días o semanas. Una dosis menor o igual a 100 [rems] normalmente no provoca síntomas notorios de enfermedad, por otro lado, si la dosis aumenta puede provocar, mareos, náuseas y posiblemente diarrea en pocas



horas, un par de semanas posteriores a la exposición se puede presentar pérdida de cabello, pérdida de apetito, debilidad general y sensación de malestar. Cuando la exposición de una persona es mayor a los 500 [rems] la probabilidad de muertes en las próximas semanas es muy alta, cuando se da en menor proporción es posible que haya recuperación aunque la enfermedad puede durar varios meses.

En los efectos retardados existe el antecedente de que la exposición provoca cáncer, aunque no se ha entendido, como química, física y fisiológicamente esto ocurre, se ha observado que en grupos de gente con alta exposición el índice detectado es mayor al promedio. Tomando en cuenta que una persona haya estado expuesta a radiación no significa que seguramente vaya a desarrollar Cáncer.

Los efectos genéticos pueden ocurrir cuando se producen daños radioactivos al material genético. Estos efectos pueden manifestarse como defectos de nacimiento u otras condiciones en las generaciones futuras del individuo expuesto, esto se ha demostrado en experimentos con animales. La radiación aumenta el número de defectos genéticos pero no produce tipos de defectos genéticos que no sean los que ocurren en forma natural; sin embargo, en las poblaciones humanas expuestas a radiación no se ha observado un exceso de defectos genéticos claramente causados por la radiación. Luego entonces, existe la posibilidad de que los defectos genéticos en los seres humanos puedan ser causados por dosis bajas aun cuando todavía no existe evidencia directa de esto.

Existen una clase de efectos que se han denominado Teratogénicos y son distintos a los genéticos ya que estos se producen por la exposición del feto o embrión de un bebé en el útero, esta estimación se hace en base a la observación de casos de exposición a la radiación relativamente alta.

#### 4. Prevención

Las dosis máximas permisibles aplicadas en el Reglamento General de Seguridad Radiológica, de la Secretaria de Salud, basado en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear, publicado en el D.O.F. en noviembre de 1988, nos dice que el personal que ocupacionalmente este expuesto, el límite de dosis efectivo anual, para efectos estocásticos o aleatorios es de 5 [rem], para efectos no estocásticos es de 50 [rem] independientemente de si los tejidos son irradiados en forma aislada o conjuntamente con otros órganos.

Al utilizar y manipular elementos radioactivos, existe un riesgo inminente de ser irradiado o contaminado con determinada sustancia, para ello, esa probabilidad se reduce aplicando técnicas de prevención en su manejo. El manejo de fuentes radioactivas, que es cualquier dispositivo o material que emita radiación ionizante en forma cuantificable, selladas de tipo sólido, como el  $^{241}\text{Am-Be}$  son relativamente seguras puesto que no contaminan al contacto, aun así, se debe evitar tal, por la gran cantidad de radiación que emiten. Para este tipo de fuentes, las sólidas, existen 2 principios lógicos y elementales para evitar lo mayor posible la radiación, estar el menor

tiempo posible con la fuente y a la mayor distancia que su manipulación lo permita.

Las fuentes de tipo líquido deben ser tratadas de distinta manera dadas las condiciones físicas del elemento, la ingestión es el principal problema, este tipo de fuentes exceden por mucho los límites permisibles de acumulación en base a Norma.

Para el manejo de dichas sustancias el Reglamento es muy específico en cuanto al uso de fuentes selladas y fuentes abiertas, como la identificación, certificación, transferencia, manejo, almacén, así como transporte, utilización, pruebas de fuga. Y así como en el cumplimiento de dicha Normatividad, también establece sanciones en caso de omisión, descuido, falta o abstención de las mismas. Un individuo puede estar expuesto normal o anormalmente, las condiciones normales de irradiación es previsible y puede ser limitada por el control de la fuente estableciendo procedimientos de operación satisfactorios. Las condiciones anormales de irradiación son aquellas donde la fuente de esta sujeta a control, de modo que la magnitud de toda la irradiación resultante solo pueden limitarse, eventualmente, mediante medidas correctivas.

En relación a las fuentes de radiación ionizante, deberán contar con los sistemas de seguridad apropiados de modo tal que impidan su uso por personal no autorizado, en el entendido que solo se pueden cambiar o modificar las condiciones de operación, diseño y uso de los equipos por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias. Ninguna fuente de radiación sujeta a licencia podrá ser

transferida a terceros, a menos que el receptor cuente con la licencia respectiva y la Comisión autorice la transferencia.

Las fuentes selladas de materiales radioactivos deberán estar identificadas sobre el uso, manejo y especificaciones del elemento que se encuentre dentro, así mismo deberán someterse a pruebas de fuga al momento de su recepción y posteriormente en forma periódica, se llevará un registro de las mismas contemplando, método, equipo, resultado, fecha, nombre y firma de la persona que lo realizó. Se considera hermética cuando el resultado de la prueba de fuga sea inferior a 5 [nCi] (185 [Bq]) de material radioactivo.

Respecto de las fuentes abiertas, su uso y manejo deja de ser tan estricto por la naturaleza de los elementos, su almacenaje requiere recipientes cerrados que eviten su dispersión, deberá estar completamente identificado en relación al elemento que se contenga, para su manejo se deberá usar equipo especial y accesorios que brinden la debida protección radiológica.

El personal que ocupacionalmente este expuesto debe cumplir con unos lineamientos en cuanto a requisitos y obligaciones, debe forzosamente conocer y aplicar correctamente los principios básicos de seguridad radiológica, aplicar los procedimientos necesarios para el manejo, trato, almacenaje, utilización y manipulación de los elementos radioactivos, debe portar dosímetros personales que se requieran.

## 5. Polímeros como trazadores químicos

Los Trazadores químicos también son parte fundamental del desarrollo de este tema, además de ser muy usados en la Industria dadas sus características económicas, la facilidad y eficiencia en su manejo, algunos de estos trazadores son los polímeros en solución, que son mezclas líquidas de cadenas largas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente, estas se utilizan para caracterizar la estructura de múltiples polímeros mediante técnicas de viscosimetría, cromatografía de exclusión molecular y dispersión de luz entre otras. Los polímeros son una variedad muy amplia de elementos químicos y dependiendo de su estructura pueden ser solubles o dispersables en agua y solubles o dispersables en disolventes orgánicos. Los polímeros solubles en agua tienen un número suficiente de grupos hidrófilos a lo largo de la cadena principal o de las cadenas laterales, comprenden principalmente aminas, amidas, carboxilos y sulfónicos, uno de los polímeros que se utilizan con mayor frecuencia son los que pertenecen al grupo de los polielectrolitos, sus monómeros pueden perder iones de bajo peso molecular y pasar a ser eléctricamente cargados, se llaman contraiones, se clasifican en aniónicos, catiónicos y zwitteriónicos dependiendo de la carga que genere sobre la cadena de polímero.

Las propiedades de los polímeros en solución, están determinadas por las características estructurales de la cadena macromolecular solvatada, estas macromoléculas pueden ser lineales o ramificadas, como se puede ver en la siguiente figura:

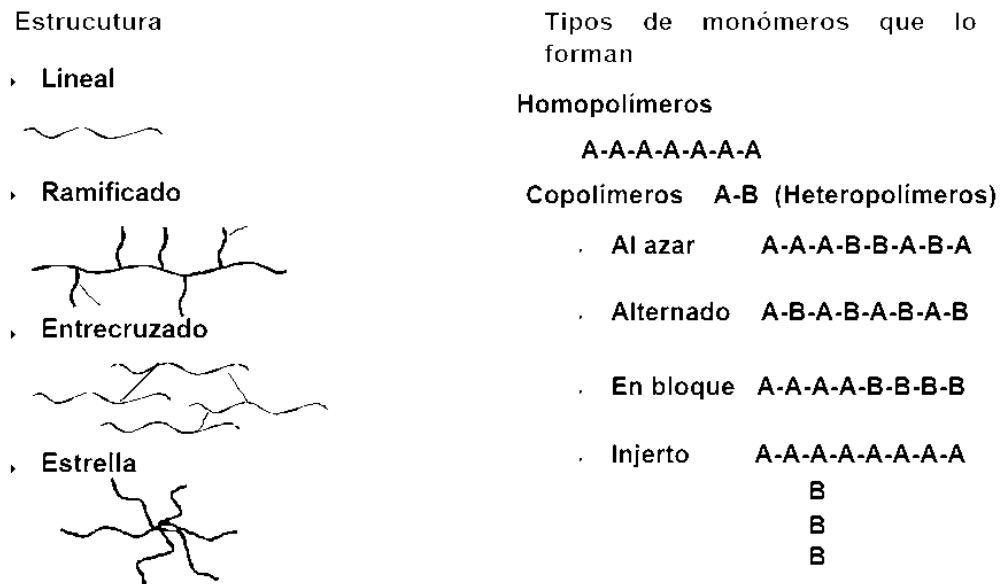


Fig. 3.5 Cadenas de Polímeros

La síntesis en los polímeros consiste en unir cientos o miles de unidades de bajo peso molecular, el producto de las reacciones comúnmente no es homogéneo, es decir, es una mezcla de distintos moléculas con diferentes pesos moleculares. De los métodos de producción de polímeros, son utilizados 2, por condensación y por adición. La naturaleza de la operación nos indicará cuál es la más eficiente para poder aplicarla. El conocimiento de la estructura de los polímeros es muy importante para el entendimiento de sus propiedades, su comportamiento depende directamente del tipo de grupo funcionales que lo conforman, su distribución y del peso molecular.

La viscosidad, por su parte, es una de las propiedades a estudiar con mucho detalle, ya que es de las propiedades más importantes de las soluciones poliméricas, ésta, depende de la estructura del polímero y de las interacciones con el disolvente, por ejemplo si tenemos una molécula de alto peso molecular en un buen disolvente, esta adquirirá un gran volumen hidrodinámico, por tanto su viscosidad va a aumentar. La viscosidad de soluciones diluidas esta relacionada con la medida de la habilidad intrínseca de un polímero para incrementar la viscosidad de un disolvente a una temperatura determinada y es útil para obtener información relacionada con el tamaño y a forma de las moléculas de polímero en solución y las interacciones polímero-disolvente. El estudio de la viscosidad de 2 sustancias por separado y su interacción tiene ellas encuentra algunos términos que ayudan su estudio y comprensión:

### Viscosidad

La viscosidad es el esfuerzo de un fluido a fluir libremente, existen distintos tipos que se mencionan a continuación:

Viscosidad relativa:

$$\eta_r = \frac{\eta}{\eta_0}$$

Viscosidad especifica:

$$\eta_{sp} = \eta_r - 1 = \frac{\eta - \eta_0}{\eta_0}$$

Viscosidad reducida

$$\eta_{rd} = \frac{\eta_{sp}}{C}$$

Viscosidad inherente

$$\eta_{inh} = \frac{\ln \eta_r}{C}$$

Donde:

$\eta$  es la viscosidad de la solución de polímero

$\eta_0$  es la viscosidad del disolvente puro

$\eta$  es la viscosidad relativa

$\eta_{sp}$  es la viscosidad específica

$\eta_{rd}$  es la viscosidad reducida

$\eta_{inh}$  es la viscosidad inherente

C es la concentración de polímero

La viscosidad relativa tiene 2 principales aportes, el movimiento de las moléculas aisladas en el disolvente y la interacción entre las moléculas del polímero y la solución. Esta última se elimina extrapolando a cero la concentración para determinar las viscosidades inherente y reducida, se conocen como viscosidad intrínseca y se defina como:

$$[\eta] = (\eta_{rd})_{c \rightarrow 0} = (\eta_{inh})_{c \rightarrow 0}$$



En los polielectrolitos se aumenta bruscamente la viscosidad cuando se disminuye la concentración, y el efecto se inhibe con la adición de sales, esto se explica porque la disminución de la concentración aumenta el grado de ionización y los iones de las sales equilibran el entorno de la molécula. Su peso molecular se puede determinar técnicas como dispersión de luz, cromatografía y osmometría. Las sales y la temperatura juegan un papel importante en el comportamiento de la reología de las soluciones acuosas, como ya vimos la sal disminuye la viscosidad por efecto iónico, por su parte el aumento de la temperatura provoca una disminución en la viscosidad y si el tiempo de exposición a altas temperaturas es prolongado se puede llegar a degradar las cadenas y afectar seriamente la viscosidad.

#### 6. Alcoholes como trazadores químicos

Como sabemos, la Saturación Residual de Aceite (SRA) es un tema básico en esta Industria. Regularmente se usa balance de materia para determinar este valor, siendo un referente de vital importancia para las estimaciones económicas que se puedan obtener de este negocio. Regularmente se usa el análisis de núcleos y registros de pozos para la determinación de la SRA, sin embargo, esto torna a ser muy subjetivo ya que en muchas ocasiones se subestima la capacidad real del yacimiento, el método de este tipo de trazadores hace una medición “in situ” de modo tal que tiene una ventaja sobre los otros métodos.

En general, esta técnica consiste en disolver un trazador primario, Acetato Etilico, (AcEt), en agua de formación e inyectarlo, seguido por la inyección de un trazador libre de agua, de modo tal que cerrando el pozo por una cantidad calculada de tiempo, de modo tal que con el proceso de hidrólisis se pueda formar Etanol (EtOH) dentro del yacimiento de estudio, que será nuestro trazador secundario, posteriormente se produce el pozo y se monitorean los perfiles de los 2 trazadores.

El AcEt es soluble en agua y aceite, pero el EtOH prácticamente solo es soluble en agua. En este sentido, el EtOH viajará a más velocidad que el AcEt y con esa diferencia de velocidades se puede determinar la SRA que simule dicha prueba.

a. Método de aplicación

Este método depende principalmente de la retardación cromatográfica del trazador que es soluble en ambos fluidos, agua y aceite. Si consideramos un sistema en el cual existe SRA y el agua de formación fluye a una velocidad  $v_w$  entonces la velocidad local será:

$$\vec{v}_1 = \vec{v}_w f_{wi}$$

Donde:

$f_{wi}$  es la fracción de tiempo en que las moléculas del trazador pasan a la fase de agua.

Si,  $v_w$  es suficientemente pequeño para que la distribución del trazador entre las fases agua y aceite estén cerca del equilibrio,  $f_{wi}$  esta dado por:

$$\frac{1 - f_{wi}}{f_{wi}} = \frac{k_i S_{or}}{1 - S_{or}} \equiv \beta_i$$

Donde:

$K_i$  es el coeficiente de distribución en el equilibrio, definido como la relación de concentración del trazador en la fase aceite para que la fase agua esté en equilibrio.

$S_{or}$  es la saturación residual de aceite como fracción del volumen de poro.

Para resolver esta ecuación para  $f_{wi}$  y sustituir en la primera ecuación, la velocidad típica de una molécula del trazador se puede escribir como:

$$\vec{v}_1 = \frac{\vec{v}_w}{1 + \beta_i}$$

Donde:

$\frac{1}{1+\beta_i}$  es el factor de retardo.

Usando argumentos similares, los 2 trazadores con distintos coeficientes de distribución,  $k_1$  y  $k_2$ , tendrán diferentes velocidades locales,  $v_1$  y  $v_2$ . Por lo tanto, la separación de los trazadores puede

ocurrir en el yacimiento en una manera análoga que una columna cromatográfica.

En algunos casos existían unos problemas de reversión en las pruebas en un solo pozo, este método los evita ya que aprovecha una reacción química irreversible para producir el segundo Trazador.

Algunas pruebas de laboratorio muestran que el AcEt puede hidrolizarse suficientemente en gastos elevados con una salmuera y con la temperatura del yacimiento, a su vez, se demostró que la distribución de la distribución de equilibrio del AcEt entre el aceite y la salmuera ofrece coeficientes de distribución entre 5 y 8, por su parte el EtOH, que se produce por la hidrólisis del AcEt, tiende a ser cero ( $<0.1$ ), lo cual nos dice que en un yacimiento con SRA del orden de 10 a 20 % la velocidad del AcEt será aproximadamente de  $1 \frac{1}{2}$  veces la velocidad del EtOH, esta magnitud es optima ya que una diferencia menor indica una pobre separación de los trazadores y una mayor indica que la distancia de viaje del AcEt es reducida.

La concentración del Trazador primario con AcEt fue entre 0.5 y 2.0% vol, se inyecta en un bache con salmuera. Posteriormente se cierra el pozo por unos días. En este tiempo es cuando se realiza la reacción química por hidrólisis del AcEt y se convierte en EtOH, pasado este tiempo el pozo se abre y se recuperan todo los fluidos inyectados, se toman muestras periódicamente y se almacenan a bajas temperaturas para evitar que el AcEt se evapore. Usando gas cromatográfico se miden las concentraciones del AcEt y EtOH y se definen los perfiles de producción para estos trazadores. Finalmente el

retorno del AcEt sin reaccionar es producido con los fluidos del yacimiento, este proceso se observa en la siguiente figura

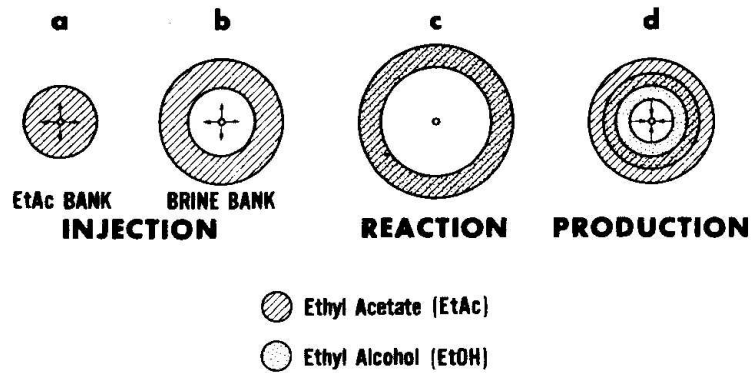


Fig. 3.6 Representación esquemática del procedimiento

La diferencia en los tiempos de llegada de los 2 trazadores esta directamente relacionada con la SRA, en la figura 3.7 se grafica tiempo contra el cuadrado de la distancia radial desde el fondo del pozo con una geometría cilíndrica, con penetración en el pozo y estratificación homogénea.

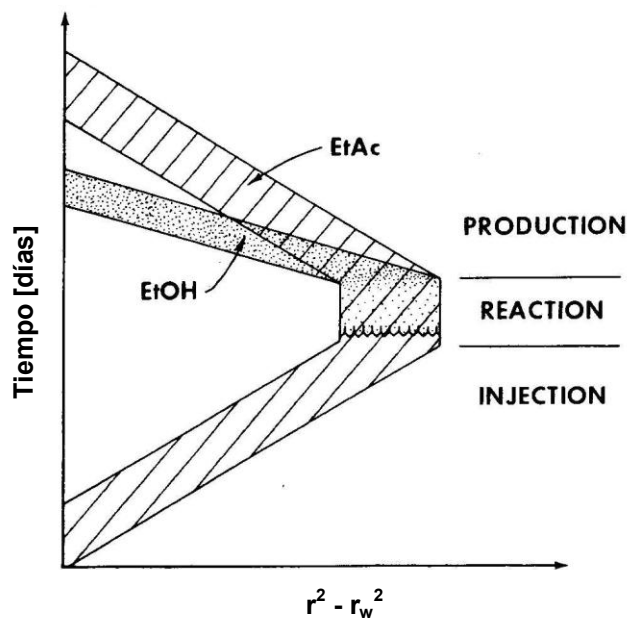


Fig. 3.7 Trayectorias de los baches de trazadores

### b. Experiencia en campo

Se desarrollaron 4 pruebas para contribuir al entendimiento de este método

#### Primera prueba

Se inyectó un poco más de 1000 [bbl] de agua en una formación de arenisca con un espesor de 20 [ft]. En la primera y en las subsecuentes pruebas, el banco de trazador primario y el de salmuera contenían metanol para revisar el balance de materia y ayudar en la estimación de la dispersión. Simplificando los cálculos, durante la fase de reacción se indica que fluido migra en la formación gracias al agua congénita que puede desplazar los bancos aun cuando el pozo es cerrado. En consecuencia, la producción comenzó después de la reacción por un periodo de 9 días únicamente ya que existía un miedo de que la corriente distorsionara los perfiles en la producción del trazador. En la figura 3.8 observamos una comparación cualitativa de la medición del perfil de la AcEt con una curva que asume que no hay corriente.

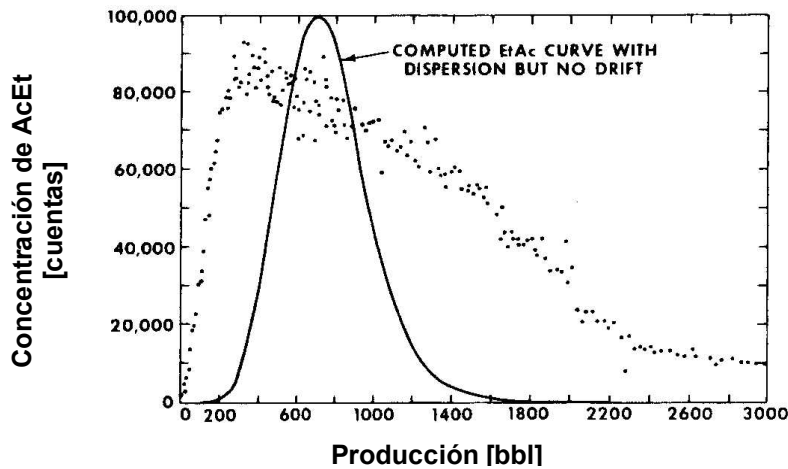


Fig. 3.8 Datos del AcEt en una simulación estática

La figura 3.9 muestra una mejora en los resultados de los cálculos cuando la velocidad de corriente apropiada es incluida en la simulación. El movimiento del banco de AcEt en la presencia de una corriente se muestra en la figura 3.10. Como se muestra, los bancos del trazador no permanecen centrados alrededor del fondo del pozo como en el caso en el que la corriente es insignificante.

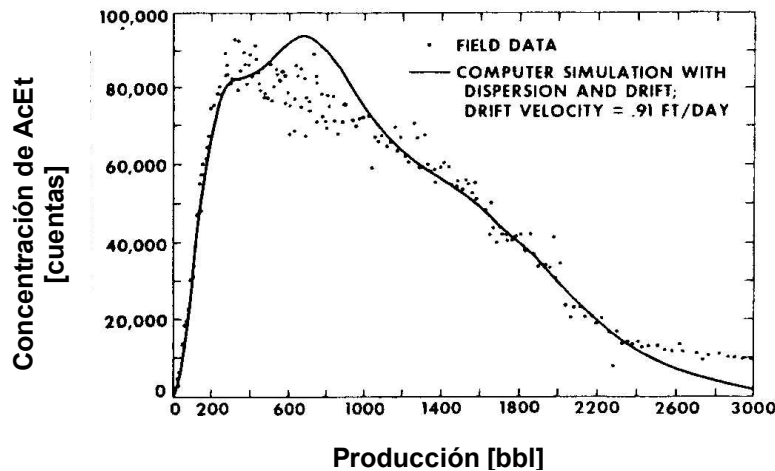


Fig. 3.9 Curva simulada del AcEt en la 1ª prueba con flujo

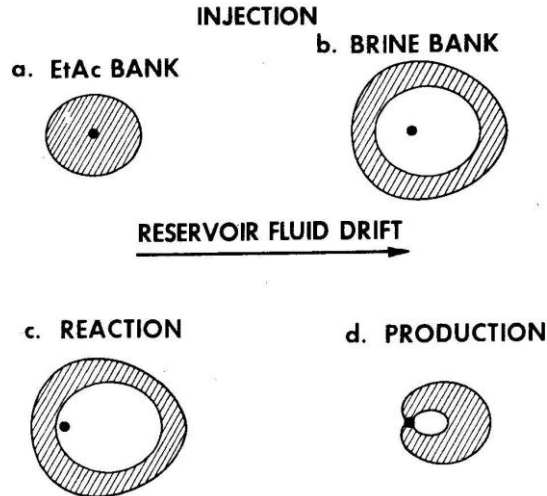


Fig. 3.10 Efecto del flujo en el movimiento del bache de AcEt

### Segunda prueba

Se realizó en un yacimiento de areniscas, en este caso se decidió realizar un minitest de inyección con menor volumen, 100 [bbl], para depurar los procedimientos de campo y obtener una mejor estimación en el gasto de corriente y de reacción para usar en el diseño de prueba principal. La práctica al correr esos minitest continuos, se suman costos pequeños y la información que se obtiene es de mucho valor.

La corriente del flujo no es un factor significativo en la segunda prueba, la calidad de los datos se mejoraron de manera importante en relación con la primera prueba y la SRA se determinó con más precisión. También, el gas que se produjo muestras de ser un aceptable método para la producción durante la prueba del Trazador a pesar de que el AcEt es sumamente volátil. El perfil de la acetona etílica se midió usando un simple colector en el fondo del pozo, por debajo de las



válvulas de gas y se comparan en la figura 3.11 con las curvas calculadas. El perfil obtenido desde el análisis de las muestras de liquido deja la superficie del separador muy similar pero atenuando por pérdidas del trazador en la producción de gas.

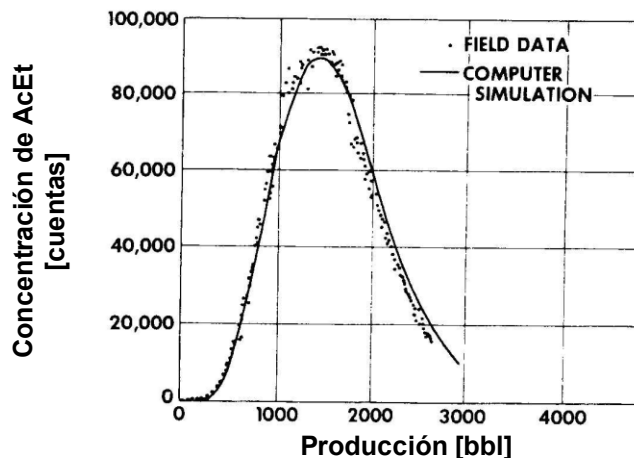


Fig. 3.11 Datos de Campo del AcEt y curva simulada para la 2ª prueba

### Tercera prueba

Se diseño idéntica que la segunda, un estrato de 20 [ft] de espesor de una formacion de areniscas, una tempertura de 170 [F], la concentración del AcEt del bache del trazador primario se fue incrementando para mejorar la exactitud de los análisis cromatográficos, el agua congénita fue usada para disolver los trazadores, la salinidad fue del orden de 120,000 [ppm]. Se desarrollaron 2 pruebas un minitest y una prueba principal, en ambas se usó el gas producido para la utilización de un sistema artificial, todo el fluido se inyectó con metanol y los parámetros principales fueron:

	Minitest	Prueba Principal	Unidades
Gasto de inyección	995	999	[bpd]
Volumen del banco de AcEt	85	550	[bbl]
Volumen del bache espaciador	85	1370	[bbl]
Total del volumen inyectado	170	1920	[bbl]
Concentración de AcEt inyectado	1	1.5	[%vol]
Concentración de MeOH inyectado	0.5	0.05	[%vol]
Período de cierre del pozo	3	12	[días]
Gasto de producción	752	857	[bpd]

Tabla 2. Principales parámetros para la tercera prueba de campo

En la figura 3.12 se muestra un registro eléctrico del pozo en el intervalo de prueba, la permeabilidad promedio determinada por una prueba de presión fue de 490 [mD], viscosidad igual 0.6 [cp] y  $B_o$  de 1.27 [bbl@cy/bbl@cs]

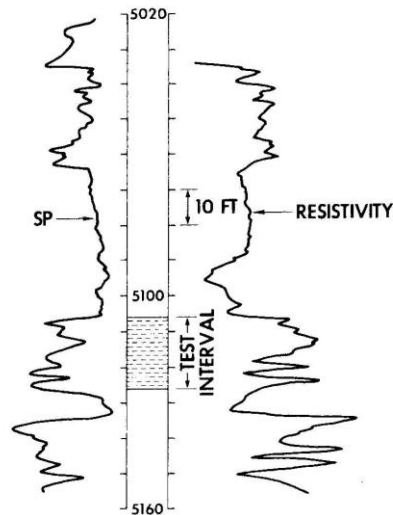


Fig. 3.12. Registro eléctrico en el intervalo

Como resultado de la concentración de AcEt, se observaron 2 efectos no lineales. El primer efecto, el coeficiente de distribución depende de la concentración, del pozo, de la temperatura y de la salinidad de la salmuera. La figura 3.9 muestra esta tendencia.

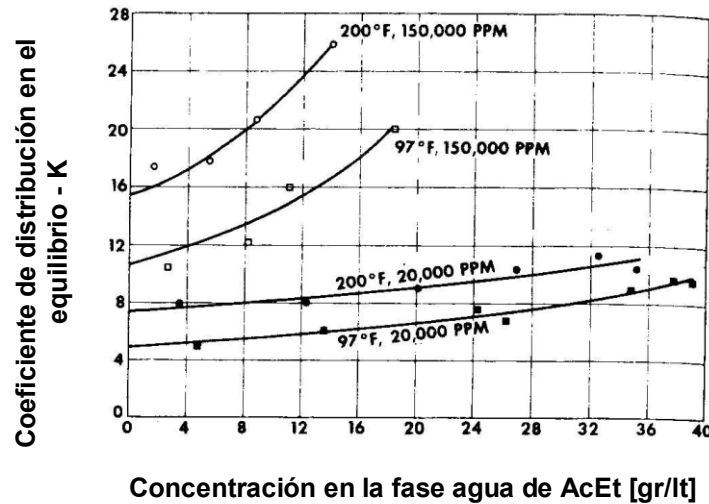


Fig. 3.13. Distribución de los coeficientes de distribución en el equilibrio

El segundo efecto es que la fase de aceite residual se hincha como resultado de una transferencia de masa del AcEt del agua hacia la fase de aceite. La figura 3.14 compara los datos de campo para la prueba principal con el cálculo de 2 curvas, una que toma en cuenta para los efectos no lineales y otra que los deja de lado. Aunque la calidad de los resultados es mejor por incluir los efectos no lineales, la medición de la SRA no se ve significativamente afectada.

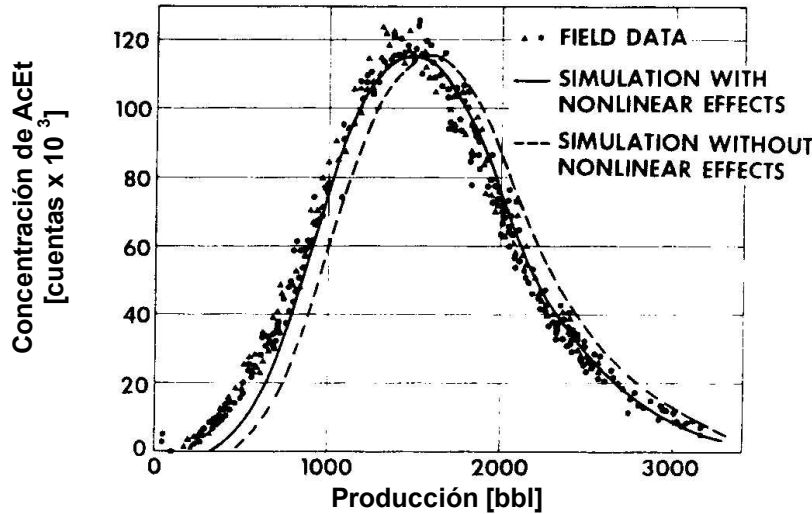


Fig. 3.14. Influencia de los efectos no lineales

#### Cuarta prueba

Fue la primera que se condujo en una formación de calizas y también fue la primera en la que se usó una bomba semisumergible para la etapa de producción. No se encontraron mayores problemas, la corriente mostró ser un factor en la prueba principal. Los datos del AcEt de la prueba principal y del perfil simulado se muestran en la figura 3.15.

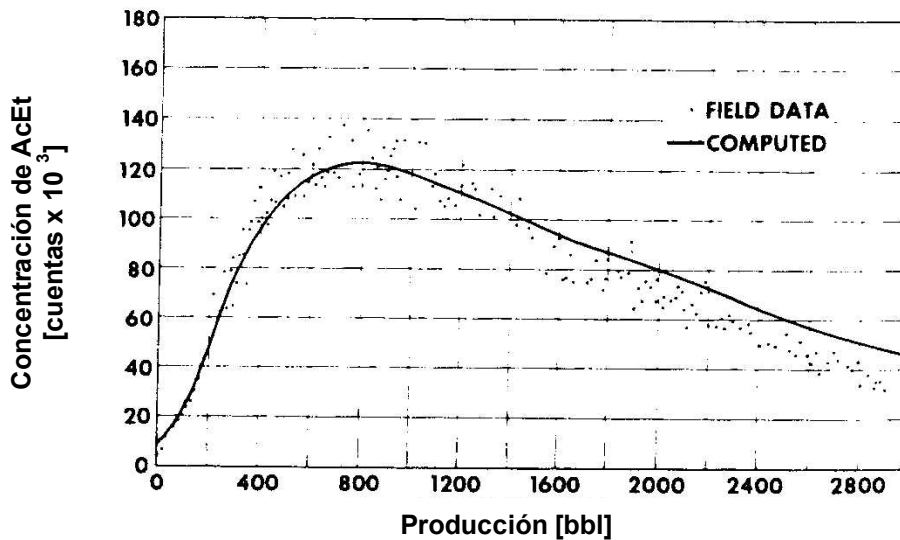


Fig. 3.15. Perfil de concentración del AcEt

La figura 3.16 muestra el perfil de medición de la concentración del metanol, etiquetado como balance de materia, que puede ser equipado basado en curvas simuladas hasta los mismos valores que la velocidad de la corriente y usando dispersores para comparar el AcEt. Por lo tanto la comparación entre los resultados simulados y los de campo tuvieron una descripción de prueba consistente.

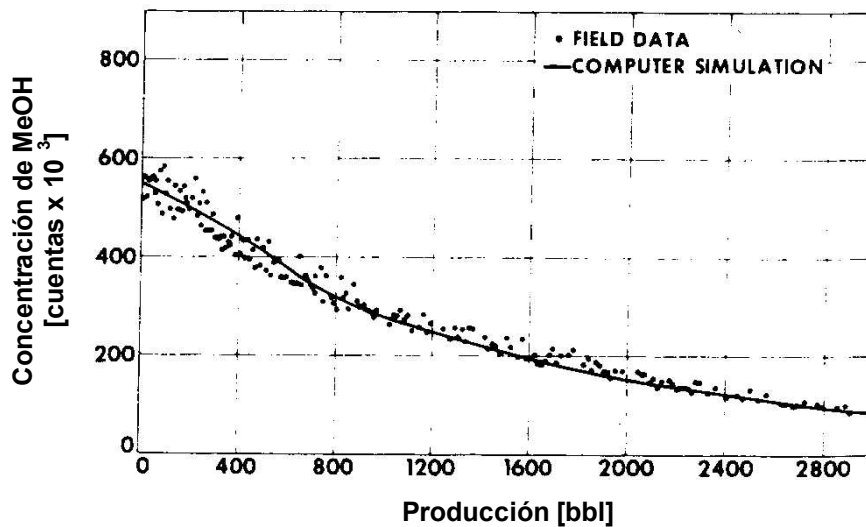


Fig. 3.16. Perfil de concentración del Metanol

c. Interpretación de resultados

La calidad de los datos de campo de la tercera prueba fue muy buena, el mejor ajuste del perfil del Trazador producido se midió en la primera prueba se obtuvo una SRA de 19 %. La precisión de este valor se estimó de ± 2 %. La figura 3.17 muestra la calidad de ambas comparaciones medidas de los datos de AcEt, basados en ambas superficies y muestras de fondo del pozo y la simulación de computadora (La amplitud de los datos del fondo del pozo mostrados

en la gráfica, esta reducida por un factor constante que relaciona la pérdida de AcEt en la liberación de gas).

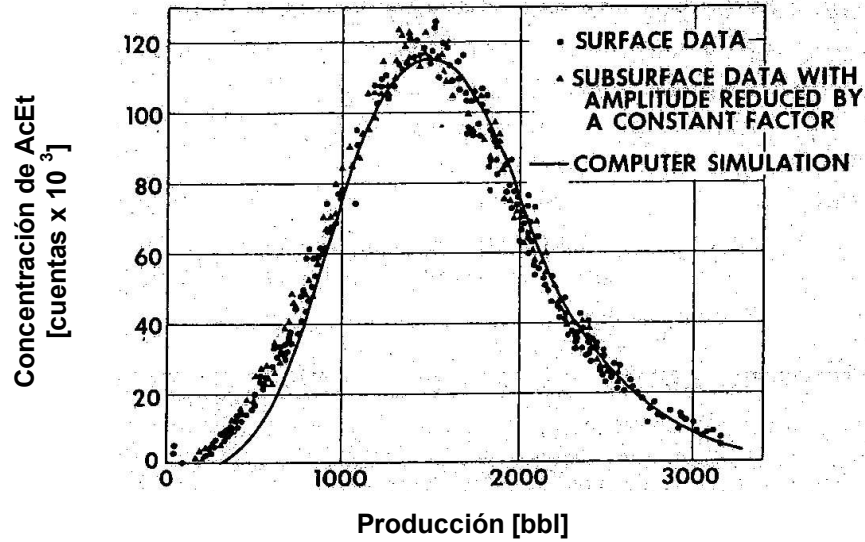


Fig. 3.17. Perfil de concentración del AcEt

La comparación entre los datos de campo del metanol y los resultados de la simulación se muestran en la figura 3.18.

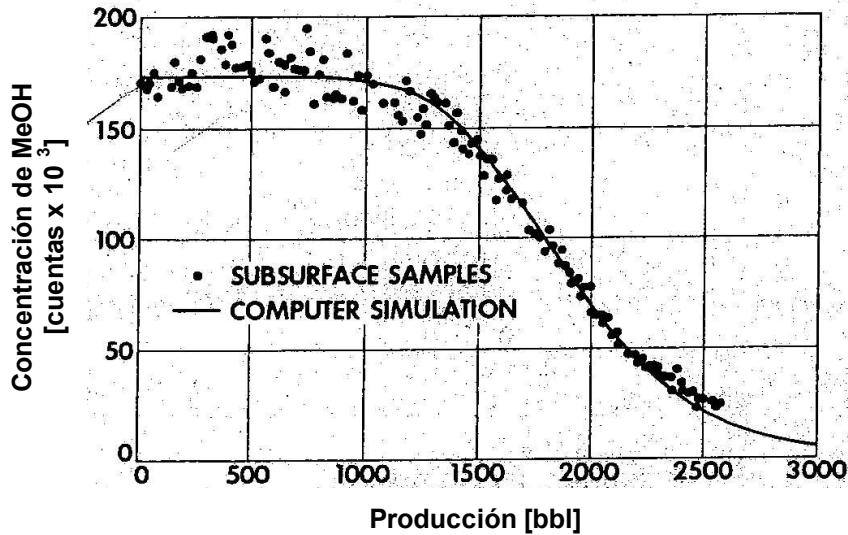


Fig. 3.18. Perfil de concentración del Metanol

En la figura 3.19, los datos de campo del EtOH se compararon con curvas simuladas para la SRA de 18, 19 y 20 %.

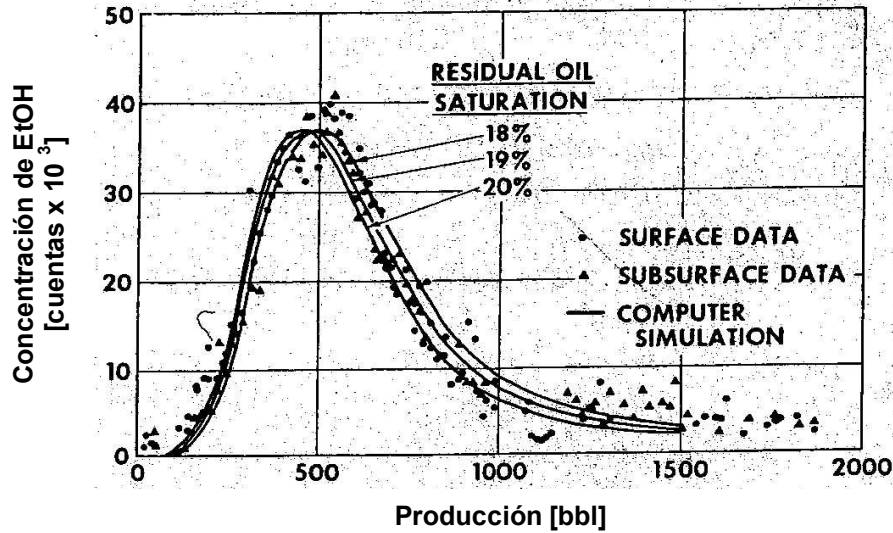


Fig. 3.19. Perfil de concentración del Etanol

La figura 3.20 muestra la comparación correspondiente de los datos del minitest, el cual arrojó valores para la SRA del orden de  $18 \pm 3\%$ . Aunque la propuesta original de los minitest inicialmente eran ejemplificar el procedimiento, estas proveyeron de información sumamente buena que favoreció a la interpretación. Un buen acuerdo entre las dos mediciones indican que el procedimiento se puede repetir, pero también la precisión en las estimaciones se espera sean razonables. Por tal motivo las muestras de la prueba principal tienen más volumen que las del minitest, el acuerdo también indica el pequeño lavado de aceite en la vecindad del pozo. La medición de la SRA por la prueba de trazadores químicos tiene valores medidos dentro del rango de 11 – 23% medidos por la inyección de agua



preservando los núcleos, pero son mas altos que los obtenidos por destilación al vacio de los núcleos de corte con barril de presión en el núcleo.

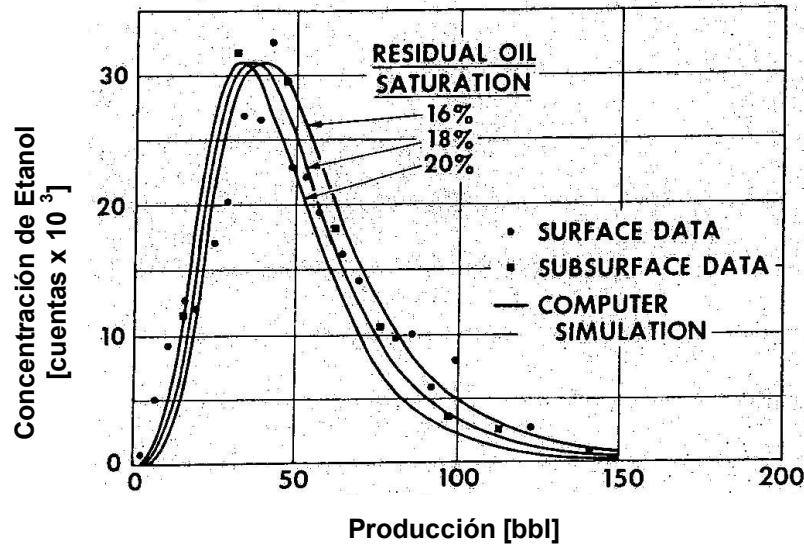


Fig. 3.20. Perfil de concentración del minitest

Con este tipo de pruebas podemos ver que los métodos convencionales para determinar la SRA no son tan acertados como este, la exactitud relativa es estimada por análisis de sensibilidad de la medición de la SRA en modelos matemáticos con un error de  $\pm 2$  a 3%.



## Capítulo 4. APLICACIÓN DE TRAZADORES EN LA INDUSTRIA

La Ingeniería Petrolera Operativa se ha dividido en 3 grandes áreas de aplicación: Yacimientos, Perforación y Producción, básicamente, El área de Yacimientos estudia el análisis del subsuelo, interpretación, caracterización y simulación de modelos matemáticos entre otras, la perforación radica fundamentalmente en alcanzar el intervalo de interés, asentar tubería, disparar entre las principales funciones, finalmente la producción está íntimamente relacionada con el transporte de hidrocarburos desde el yacimiento, pasando por TP, cabezales, línea de escurrimiento, separadores, tanques de almacenamiento, y en algunos casos se toma de referencia el punto de venta o en punto donde se hace una transferencia de custodia. En este sentido, en el Capítulo 4 hablaremos de solo algunos aspectos de aplicación de los Trazadores en la Industria, dándole énfasis al área de yacimientos.

### a. Perforación

En el área de perforación son muy utilizados los trazadores, ya que proporcionan información adicional a la obtenida por medio de sondas, uno de los ejemplos claros es la inyección de agua tritiada o en su caso trazadores químicos para determinar la profundidad de invasión de filtrado de lodo dentro de la formación, extrayendo un núcleo para su posterior análisis.

Ha sido importante en la detección de zonas de pérdida de circulación, ya que en un número considerable de veces, las

propiedades del lodo se ven afectadas por las condiciones del subsuelo, esto hace que exista un cambio en la presión hidrostática haciendo que algunas de las formaciones permeables se fracturen admitiendo lodo, el uso de trazadores en estas circunstancias ayudan a identificar con exactitud la zona dañada y aplicar métodos preventivos o correctivos para evitar el daño.

Dentro de la cementación también encontramos su uso, se adicionan como pulsos para la conducción del volumen de cementación primaria y la búsqueda por el retorno del espacio anular verificando su retorno positivo, también ayuda a medir el volumen de espacio anular real, la posición vertical, el grado de dispersión, calidad del cemento entre otras aplicaciones.

#### b. Producción

El área de Producción comprende varias aplicaciones, una de ellas es la estimulación de pozos en donde los Trazadores han sido parte fundamental en su desarrollo ya que en las fracturas por sustentante se han empleado para corroborar la altura del banco de arena y determinar el óptimo desempeño del fracturamiento.

En la parte de conducción encontramos una aplicación en la parte de obstrucciones en ductos, el uso de trazadores nos da con más exactitud la ubicación del segmento obstruido y con ello llevar a cabo la labor de limpieza, optimizando los recursos como equipo y tiempo.

### c. Yacimientos

Esta área tiene una basta aplicación del uso de Trazadores, tanto radioactivos como químicos. A continuación definiremos solo algunas de las aplicaciones en esta área.

#### 1. Aplicación de tecnología de trazadores radioactivos en la interferencia de pozos

##### a. Recuperación de aceite

La recuperación primaria contribuye a la extracción del 25% del volumen original aproximadamente, quedando el resto como volumen remanente. El gasto de producción depende, entre otras cosas, de la diferencial de presión entre el radio de drene y el fondo del pozo, la permeabilidad, el espesor y la viscosidad del aceite. Los principales mecanismos naturales de producción son, la expansión del aceite y la energía proporcionada por el acuífero asociado, en caso de existir.

El motivo por el cual la recuperación primaria llega a disminuir es por el abatimiento de la presión original del yacimiento, generalmente se inyecta agua para incrementar la producción. Este proceso se lleva a cabo desde pozos inyectoras al acuífero, de modo tal que éste “empuja” al aceite provocando el incremento en la recuperación, esta técnica es llamada Recuperación Secundaria y puede alcanzar a extraer hasta el 50% del volumen original en el yacimiento.

La eficiencia del proceso de invasión de agua depende principalmente de las características de la roca y del fluido. En general la pérdida de eficiencia se da por la heterogeneidad del yacimiento, zonas de baja permeabilidad o canales de muy alta permeabilidad impiden que se

haga un buen barrido y por lo tanto que el volumen remanente sea mayor.

b. Estudio de trazadores en interferencia entre pozos

Si se marca la inyección de agua con un nucleído apropiado y se toman muestras de producción es posible obtener una curva de respuesta, concentración vs tiempo, y representa el patrón de comportamiento del flujo.

Se puede encontrar mucha mas información de la curva de respuesta y que no se puede hallar con otras técnicas, de ahí la importancia de el uso de trazadores en esta Industria. A continuación se detallan algunas características de la información adicional que se obtiene:

- ⌘ Detección de zonas altamente permeables, barreras y fracturas.
- ⌘ Detección de zonas de comunicación entre estratos.
- ⌘ Evaluación de flujo fraccional de inyección que llega a cada pozo productor.
- ⌘ Determinación de los gastos en cada pozo.
- ⌘ Indicación de las diferentes estratificaciones del mismo paquete de roca.
- ⌘ Determinación de la dirección del flujo preferencial en el yacimiento

Toda esta operación puede ser usada en la toma de decisiones de la operación de inyección de agua para incrementar la producción.

La evaluación de la interferencia entre pozos proporciona suficiente información de la dinámica de los fluidos en el yacimiento. La información adicional de las condiciones dinámicas en el yacimiento se obtiene de otros 3 métodos: el registro de gastos de producción, pruebas de presión y sísmica (hasta 4 dimensiones). Sin embargo

estos métodos son complementarios y no se pueden reemplazar con otros.

c. Comportamiento del trazador en el campo

El flujo de fluidos en muchos yacimientos es anisótropo (muestra distintas propiedades en sus direcciones), las estructuras generalmente son estratificadas y es común encontrar demasiada heterogeneidad, provocando que el flujo tome varias direcciones. Por lo tanto, la predicción del movimiento efectivo del fluido tiene dificultades. Es aquí donde esta tecnología toma un papel importante, asumiendo que el movimiento del trazador en el yacimiento refleja el movimiento de los fluidos. Evidentemente la parte más importante es asegurar que se conozcan a la perfección las propiedades del Trazador tanto como sea posible para evitar la pérdida o el retraso en la toma de información. Las condiciones físicas del yacimiento nos indican las restricciones, dando como resultado la existencia de Trazadores que trabajan apropiadamente en un yacimiento y al querer aplicarlo en otro arroja resultados poco satisfactorios o no favorables. La aplicación de los trazadores más común en muchos años ha sido la medición del flujo de fluidos en los yacimientos. Se tienen reportes de la décadas de los 70's donde el éxito en las operaciones no era muy alentador, y la razón es porque no se tenía el conocimiento suficiente del comportamiento de la Trazadores bajo condiciones de yacimiento. Este conocimiento se ha ido encontrando en investigaciones de laboratorio y por la experiencia de campo, en las investigaciones del movimiento del agua congénita, en experimentos con trazadores en superficie, y sobre todo por la migración de las especies radioactivas en el subsuelo. Aunque la suma de estos elementos en las distintas

áreas es sustancial, la información adquirida en muchas ocasiones no es consistente. Los resultados obtenidos en un área de investigación no se pueden transferir a otros campos dado que las circunstancias no son iguales y las condiciones experimentales son muy distintas. En los últimos 15 a 20 años se han desarrollado varios programas para la tecnología de Trazadores.

A continuación se presenta una breve descripción de las capacidades específicas de los Trazadores radioactivos y de las limitaciones para la interferencia entre pozos:

Una investigación de trazadores radioactivos en el campo consiste en los siguientes pasos:

- ⌘ Diseño de la estrategia de trazador en conjunción con el trabajo de Ingeniería de Yacimientos del Campo.
- ⌘ Selección del trazador aplicable.
- ⌘ Aplicación de las autorizaciones necesarias en base al reporte de seguridad.
- ⌘ Preparación de la mezcla del trazador, calibración y aseguramiento de calidad.
- ⌘ Selección y diseño de la inyección así como del procedimiento a emplear.
- ⌘ Transporte del trazador al pozo inyector.
- ⌘ Implementación de procedimientos de seguridad en el lugar de la inyección.
- ⌘ Inyección del trazador.
- ⌘ Inspección de contaminación radioactiva.

- ∞ Inyección del equipo de descontaminación y el desecho de residuos radioactivos.
- ∞ Las muestras del trazador se deben transportar al laboratorio para su análisis
- ∞ Análisis del trazador
- ∞ Evaluación de los datos y la simulación
- ∞ Reporte de resultados

#### d. Caso de estudio 1

En la figura 4.1 encontramos un arreglo típico de pozos en los que se desarrolló un estudio de trazadores con  $^3\text{H}$ , o agua tritiada, el método de detector de centelleo fue el indicado para realizar las mediciones durante la prueba, todos los parámetros y límites de detección los encontraremos en la tabla 4.2. Las limitaciones en las mediciones de la operación en el laboratorio fueron la causa de usar muestras no destiladas antes de contar el tiempo y de seguir adicionando el Trazador, por esta razón la detección fue más alta de lo usual. Para el límite de detección, la concentración en la salida se fijó como 10 lecturas y con valor de 29.5 [Bq/L], cada lectura con una actividad de 167 [GBq] (4.5 [Ci]). En este orden de hechos, 10 [Ci] de  $^3\text{H}$  se inyectaron en el pozo K-22 utilizando un dispositivo bypass.

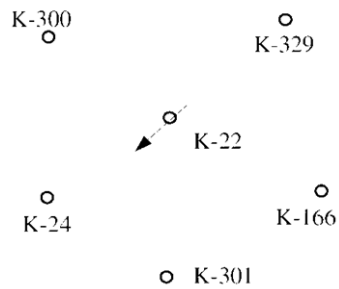


Fig. 4.1. Arreglo convencional de pozos

Parámetros	Valores
Distancia máxima de pozos productor - inyector	240 [m]
Porosidad promedio del intervalo	32%
Saturación de agua promedio	50%
Espesor Promedio	14 [m]
Volumen	567 590 [m <sup>3</sup> ]

Tabla 3. Parámetro de valores del yacimiento para el pozo K - 22

La figura 4.2 nos indica un ejemplo de la concentración del trazador y la acumulación de la curva de respuesta en el pozo K – 329, cuya salida continuó durante un año siguiendo el patrón del pozo K -22. La información de la tabla 4.3 es un compendio de la Fig. 4.2.

Parámetros	Valores
Antecedentes	20 [conteos/min]
Eficiencia	0.28 [conteos/día]
Tiempo de conteo	10 [min]
Volumen de muestra	8 [mL]
Límite de detección	29.5 [Bq/L]

Tabla 4 Parámetros de detección del análisis de <sup>3</sup>H de muestras del pozo K22



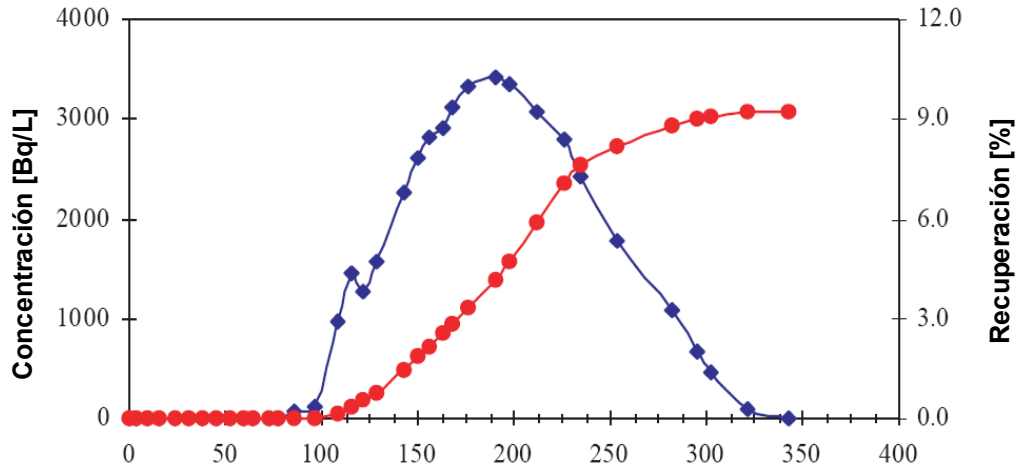


Fig. 4.2. Curvas de respuesta instantánea (◆) y acumulada (●) para el pozo K - 329

La distancia entre los pozos K – 22 y K – 329 es de 251 [m], y las velocidades mínima, media y máxima del agua son, 0.78, 1.3 y 2.9 [m/d], respectivamente. La permeabilidad se evaluó con la ecuación de Darcy:

$$k = \frac{\phi S_w \mu}{\bar{t} \Delta P} (d^2 - r^2) \ln \frac{d}{r}$$

Donde:

k = Permeabilidad.

ϕ = Porosidad

Sw = Saturación de agua

μ = Viscosidad

r = Radio de producción del pozo

d = Distancia del pozo inyector al pozo productor

ΔP = diferencial de presión entre los pozos

t = Tiempo promedio de residencia

Obteniéndose los valores de 282 [mD] y siendo razonable el valor para este tipo de yacimiento. Con el uso de software especializado se hizo una análisis basándose en el procesamiento de las curvas de respuesta del estudio de interferencia entre pozos, se hizo una aproximación promedio de la dispersión radial del modelo, y el promedio del tiempo de residencia del flujo que fue de 210 [días] con un factor de dispersión de 0.04.

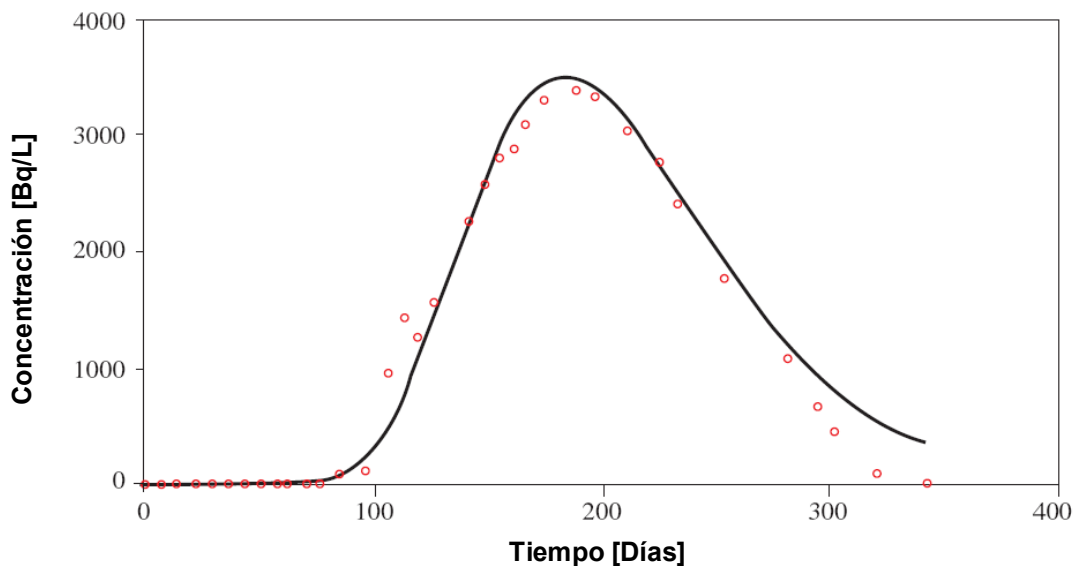


Fig. 4.3. Dispersión radial aproximada del modelo del pozo K - 329

Con base en aproximaciones teóricas se calcularon los parámetros y se compararon entre 2 series de datos.

Parámetros	Experiento	Modelo
Avance - Penetración	86	75 [días]
Tiempo promedio de residencia	193	210 [días]
Tiempo final	312	410 [días]
Recuperación de Trazador	9.2	9.1 %

Tabla 5. Comparación entre parámetros de curvas de respuesta experimentales y teóricas para el pozo K - 329

La respuesta volumétrica del pozo K – 329 se muestra en la Fig. 4.4 en términos de la acumulación de volumen inyectado, y la tabla 4.4 es el resumen del análisis de esa gráfica. El valor de volumen de barrido es el volumen de poro desde le pozo inyector hasta el K – 329, y el volumen promedio multiplicado por el factor de recuperación (9.2%)

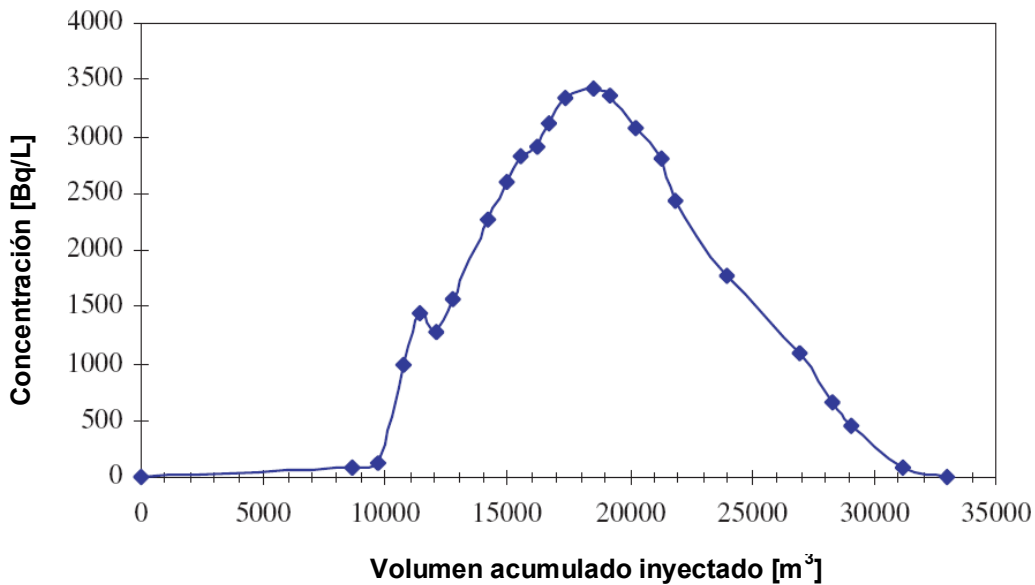


Fig. 4.4. Respuesta volumétrica de la curva del pozo K - 329

Parámetros	Valores
Avance - Penetración	86 [días]
Volumen promedio	19,073 m <sup>3</sup>
Volumen de barrido	1,775 m <sup>3</sup>

Tabla 6. Información del yacimiento usando la curva de respuesta del pozo K - 329

En el mismo tenor, el pozo K – 301 (Fig. 4.5) es otro buen ejemplo porque la muestra se interrumpió antes de la salida de la concentración alcanzando el nivel más bajo. La distribución de la línea en la parte final se extrapoló en base a los puntos de ese entorno con

paquetería de simulación (Fig. 4.6) y los resultados se muestran en la Tabla 4.5

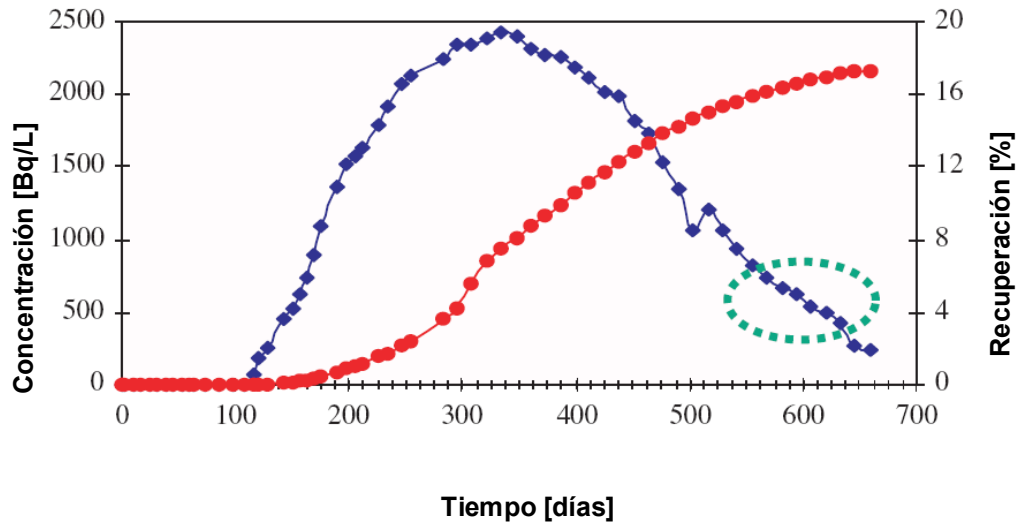


Fig. 4.5. Curvas de respuesta instantánea (◆) y acumulada (●) para el pozo K - 301

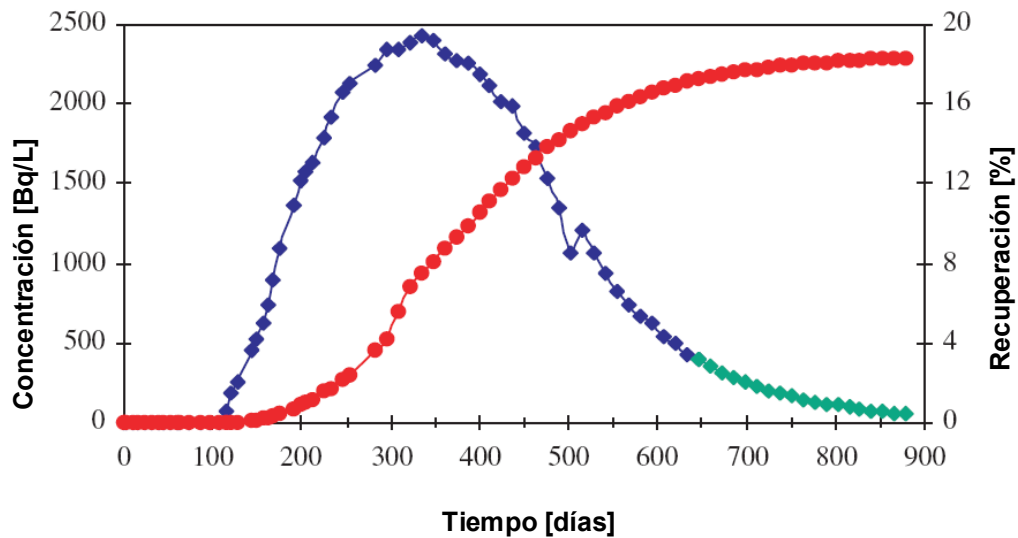


Fig. 4.6. Curvas de concentración con extrapolación para el pozo K - 301

La extrapolación que nos permite ajustar la curva se hizo con la siguiente ecuación:

$$A(t) = 932 \exp [-0.0083(t - 542)]$$

La curva completa que se obtuvo de la extrapolación de datos experimentales tiene una mejor evaluación para los parámetros obtenidos

Parámetros	Datos experimentales	Datos experimentales extrapolados	
Avance - Penetración	115	115	[días]
Tiempo promedio de residencia	363	380	[días]
Tiempo final	659	880	[días]
Recuperación de Trazador	17.3	18.3	%

Tabla 7. Comparación entre datos del pozo K - 301

Finalmente la distribución del Trazador en el yacimiento usando el pozo K – 22 como inyector se encuentra de la siguiente manera, y su recuperación total fue de 62.8%.

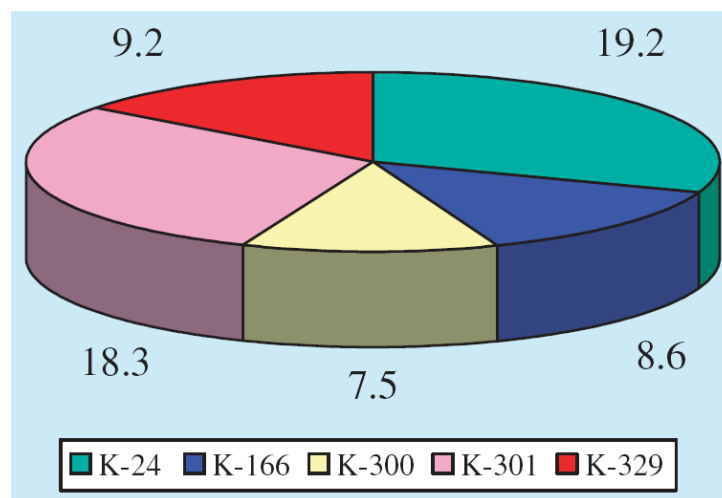


Fig. 4.7 Distribución del Trazador en los pozos

### e. Caso de estudio 2

En la figura 4.8 encontramos otro yacimiento donde se realizaron pruebas con Trazadores, esta muestra no solo la primera línea de pozos sino también una segunda en la cual se toman muestras, en este caso se inyectaron 555 [GBq] de Tritio en solución acuosa dentro de una de las líneas usando la técnica de inyección por bypass e inyección seleccionada.

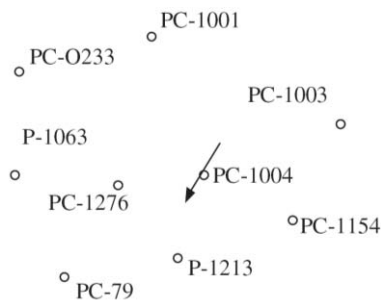


Fig. 4.8. Arreglo de pozos en el campo PC

Los puntos a resaltar en este caso son la rapidez con la que se obtuvo respuesta en el pozo PC – 1276, donde el trazador llegó el día posterior a la inyección. Dada la cercanía y las condiciones petrofísicas existentes entre el y el pozo PC – 1004. Con lo cual podemos deducir que la inyección de agua en este pozo es inútil y el pozo PC – 1276 fue cerrado. La Fig. 4.9 muestra la curva de respuesta del Trazador en función del tiempo por pozo. En la primera línea solo el 30% de la inyección del Trazador fue recuperada, principalmente a través del pozo PC – 1276 (17.2%), menos que el 5% de las mediciones en los otros pozos.

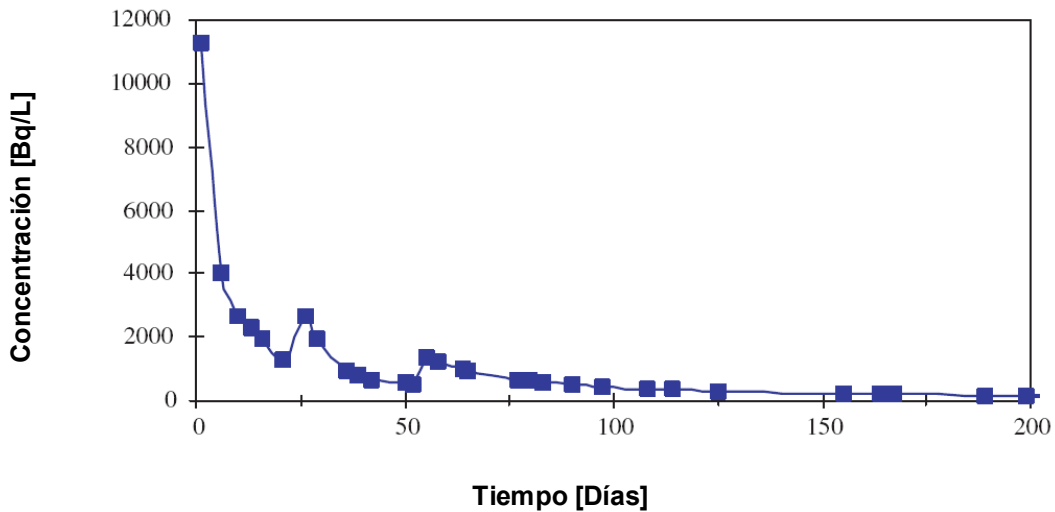


Fig. 4.9. Curva de dispersión del Trazador con rápida canalización

f. Caso de estudio 3

En este caso se inyectaron los trazadores radioactivos tritio y  $^{35}\text{S-SCN}$ , (compuesto generado para este proyecto y con propiedades satisfactorias, una reacción nuclear entre  $^{35}\text{Cl}$ ,  $^{35}\text{S}$  puede irradiar KCl para producir 3 [Ci] de  $^{35}\text{S-SCN}$ ) con agua entre pozos y la prueba duro 74 días. Uno de los propósitos es evaluar el desarrollo de la inyección de agua y compararlo con el comportamiento de estos Trazadores. El mapa del campo se encuentra en la Fig. 4.10.

Se inyectaron 10 [Ci] de  $^3\text{H}$  y 10 [mCi] de  $^{35}\text{S-KSCN}$  simultáneamente en el mismo pozo, estos trazadores se encontraron en 4 de los 8 pozos exitosamente, la respuesta fue muy similar entre ambas en su detección y en el comportamiento del flujo en los puntos observados.

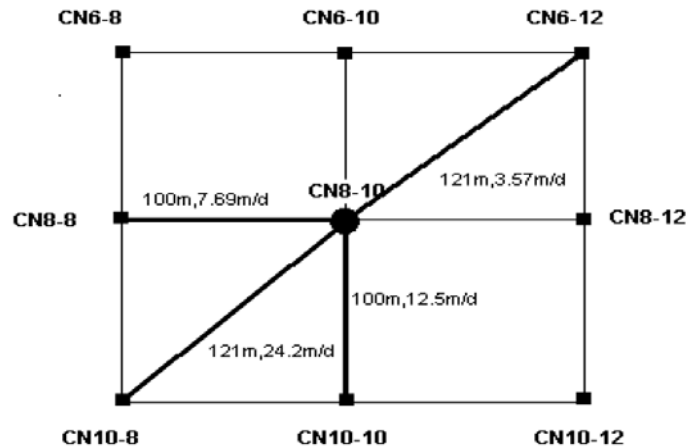
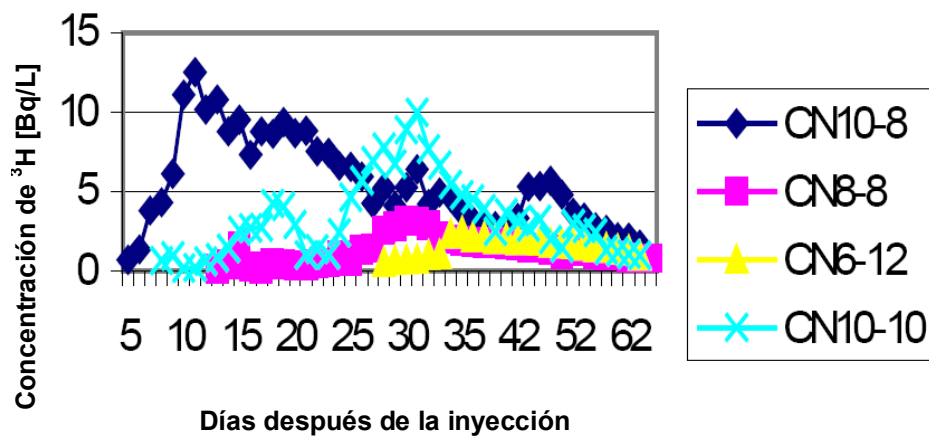
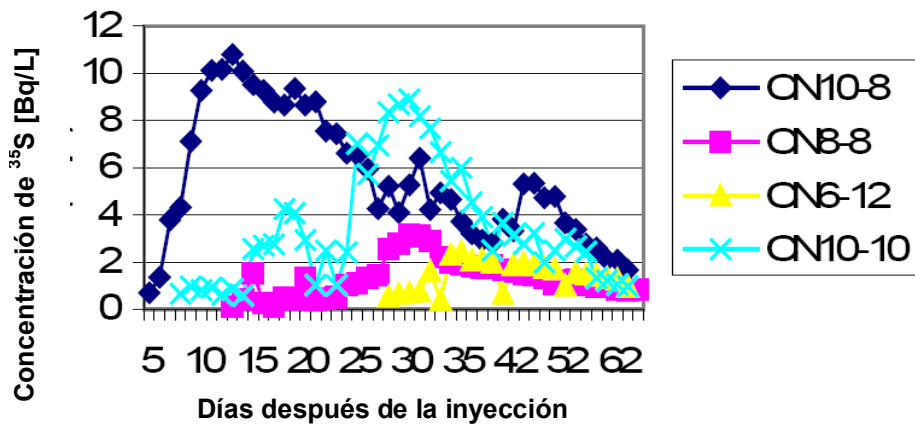


Fig. 4.10. Mapa del Campo CN

Las curvas de respuesta la encontramos en las figuras 4.11 y 4.12 y como vemos son similares en ambos Trazadores

Fig. 4.11. Perfil de respuesta de Tritio ( $^3\text{H}$ )Fig. 4.12. Perfil de respuesta de  $^{35}\text{S}$



2. Aplicación de los polímeros en solución en la industria

Muchos polímeros son usados en los diferentes procesos de la Industria Petrolera, en especial la carboximetilcelulosa ( $C_6H_7O_2$ ), goma de xantano ( $C_{32.34}H_{49.94}O_{28.34}Na_{1.38}$ ), poliacrilamidas ( $CH_2CHCONH_2$ ) y poliacrilamidas modificadas. La recuperación mejorada ha tenido a bien utilizar estos compuestos para el arrastre del crudo y como geles para el control del perfil de inyección, también controlan la producción de agua y gas en etapas de producción de aceite. Dentro de las aplicaciones también esta su uso como aditivos en los lodos de perforación, en sistemas de pérdida de circulación y durante tratamientos de estimulación geles de fracturamiento hidráulico.

En la recuperación mejorada juegan un papel muy importante ya que se inyecta en una solución acuosa a presión desde pozos donde regularmente ya los invadió el agua y con eso desplazar el aceite hacia un pozo productor.

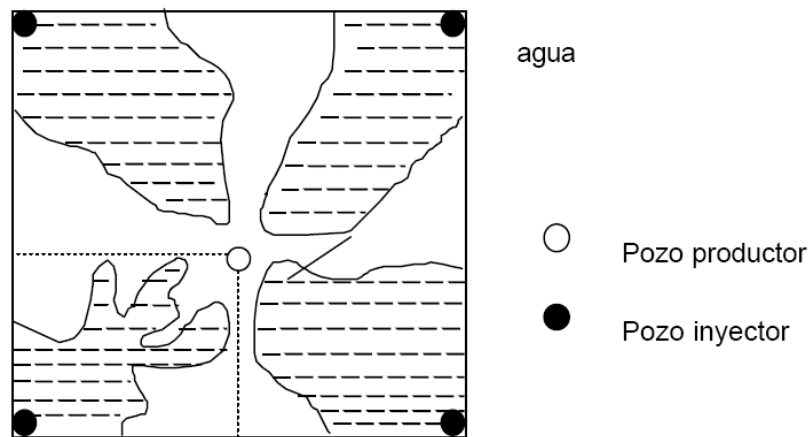


Fig. 4.13. Esquema de Recuperación Secundaria

### 3. Determinación de la saturación residual de aceite (SRA)

La medición de la SRA es importante en la evaluación de la recuperación de hidrocarburos. Es necesario tener valores confiables para evaluar un desempeño inicial y determinar el potencial de los proyectos.

El método de trazador en un pozo que mide la SRA en formaciones con acuífero asociado, se han descrito en el capítulo anterior, tiene características para su medición en un volumen de poro relativamente grande e implica los siguientes pasos:

- ∞ La inyección de un bache de agua que contiene un trazador primario, con acetato etílico (AcEt) o formato n-propilo.
- ∞ Cerrar el pozo por algún tiempo para permitir que reaccione el trazador primario, formando el segundo trazador de alcohol etílico (AlEt) o alcohol n-propilo.
- ∞ Producir un pozo y analizar las muestras de agua para determinar el perfil de concentración de los 2 trazadores inyectados. La separación en los tiempos de llegada indica la SRA, esta separación es causada por una partición diferencial en los 2 trazadores entre el aceite y el agua. Una alta separación entre los trazadores indica que la SRA es muy elevada.

La medición de la SRA se realizó en 3 lugares diferentes en 5 distintos pozos.

a. Diseño de una prueba de campo por el método de un solo pozo

Existen algunos puntos a considerar en el diseño de esta prueba:

- ⌘ Se desea hacer una prueba larga (más de 90 [bbl] de inyección por pie [ft]). Considerando que un diseño de inyección de 500 [bbl] por pie sería muy benéfico.
- ⌘ La temperatura del yacimiento indicará la selección del trazador primario. Se usa AcEt para altas temperaturas.
- ⌘ Los gastos de inyección y producción limitan el tipo de prueba, que podría realizarse por un tiempo razonable.
- ⌘ El tiempo de cierre debe ser lo suficientemente largo para permitir la suficiente formación del trazador secundario. El periodo de cierre debe ser al menos 2 veces el tiempo de inyección.
- ⌘ El tiempo total de la prueba debe ser compatible con la tasa de hidrólisis del trazador primario. Debe haber suficiente trazador primario para analizar los datos.

b. Prueba No. 1

Para esta prueba se sugirió una combinación de elementos químicos trazadores para ser inyectados, dada la temperatura del yacimiento de 90 [F], los 50 [bbl] del bache tuvieron las siguientes concentraciones:

- ⌘ AcEt al 1% vol.
- ⌘ AlMet al 0.5% vol.
- ⌘ AlEt al 0.5% vol.

Posteriormente se inyectaron 150 [bbl] de agua con 0.5% vol, de alcohol metílico.

A los pozos 123 y 125 se les realizó la prueba simultanea, se suministro agua por una bomba de inyección a través del manifold de inyección a las líneas de los pozos 120 y 127, conectados con un tanque de inyección de trazador para mantener la química de las saturaciones de la prueba, los jumper se instalaron del pozo 120 al 125 y del 127 al 123. Como se muestra en la siguiente figura 4.14.

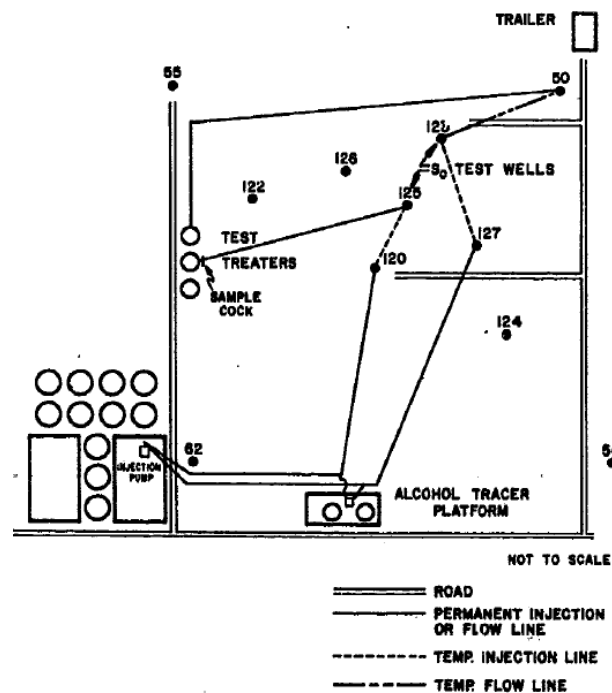


Fig. 4.14. Esquema del área de prueba

Se instaló un mezclador estático en cada línea de inyección en el pozo para ayudar a la mezcla de AcEt. Además se equiparon con una turbina, válvulas, manómetros y puertos de muestreo. Los pozos nuevos se comenzaron a producir 3 días antes de la etapa de inyección para limpiar la vecindad del pozo y los pozos de inyección se probaron para medir gastos.

Se agregaron 3 trazadores en cada tanque para un bombeo del bache primario. Las figuras 4.15 y 4.16 muestran las concentraciones de los trazadores como fracción del volumen total de inyección.

El comportamiento errático del perfil del pozo 125 se atribuye a la pobre mezcla ya que cuando se realizan estas pruebas se debe medir un solo Trazador con cada pistón de la bomba, evitando que se mezcle completamente.

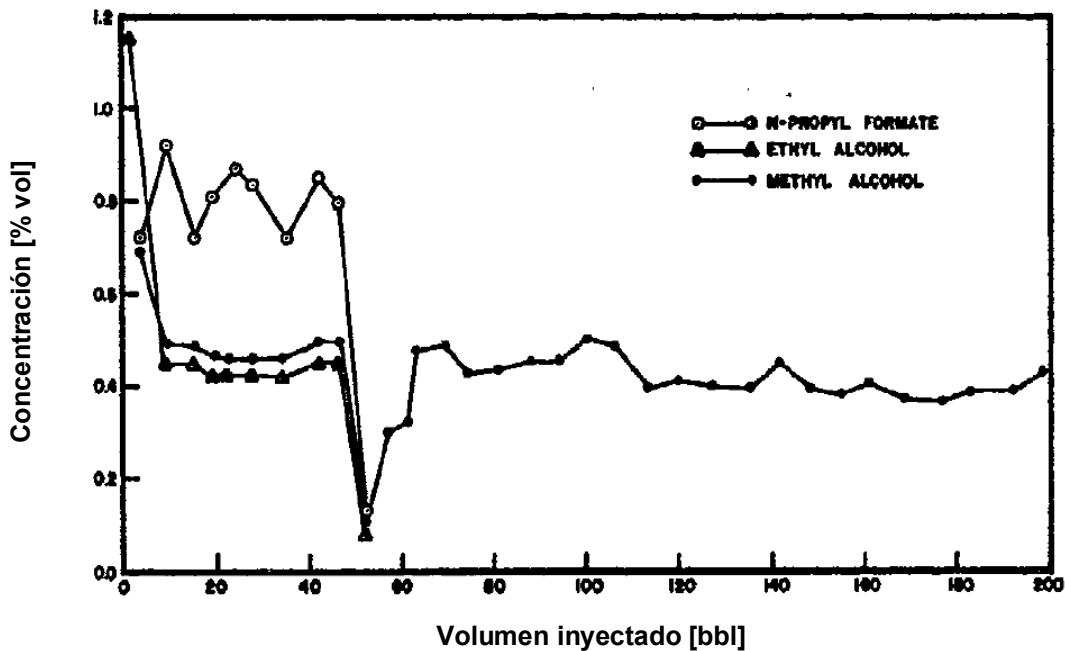


Fig. 4.15. Perfil de inyección del pozo 123

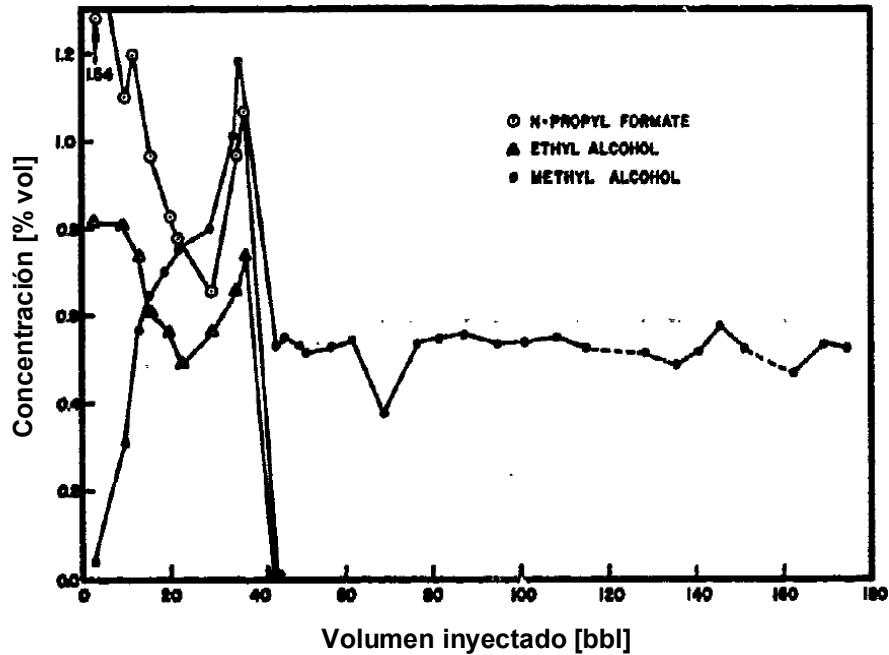


Fig. 4.16. Perfil de inyección del pozo 125

Con una bomba de desplazamiento positivo se midieron los volúmenes totales de inyección, mostrándose en la siguiente tabla:

	Pozo 123 [bbl]	Pozo 125 [bbl]
Bache de n-propilo	50	40
Total de agua inyectada	200	175.5

\*El tiempo total de inyección fue de 30 hrs

Tabla 8. Volumen de inyección

Los pozos se cerraron por un periodo de 61[hrs] para permitir que el AcEt reaccione con el AlEt, los fluidos producidos de cada pozo se enviaron a un separador cada uno, usando una bomba de desplazamiento positivo en su descarga enviándolas a un medidor que combina los 2 flujos. Se realizó un análisis de las muestras de inyección y producción a través de válvulas de  $\frac{1}{4}$  de [pg],

posteriormente se sometieron a enfriamiento en su almacenaje para prevenir futuras hidrólisis.

#### Análisis del pozo 125

Estos resultados se analizan primero por la consistencia en la posición de las curvas de concentración con los volúmenes inyectados. Las curvas de metanol en ambos pozos indicaron la falta de velocidad de flujo, por lo tanto se desarrolló un simulador de una dimensión para ajustar la curva presentada. Se consideró que los datos de la concentración del alcohol n-propilo y el coeficiente de partición del pozo podrían ser incluidos como datos de entrada en un modelo de 2 dimensiones para las fases posteriores al análisis se decidió graficar las concentraciones contra el volumen total producido para ajustar la curva inicial, midiéndose por desplazamiento positivo. Para la primera corrida se muestra que las mediciones de los gastos y los tiempos son equilibrados para los datos del AIEt y el AIMet.

Para considerar tomar en cuenta el balance de materia de este bache se debió considerar la revisión del motivo por el cual en la se corrigieron los gastos y el tiempo de pérdida del trazador en la formación, o por la disolución durante la producción debido a la llegada del flujo a la zona obstruida. Para asegurar la medición del volumen producido, se corrigió el balance de materia de las lecturas, confirmando, así, la constante no lineal de la respuesta de la curva de AIEt y la curva del n-propilo., y para adaptar mejor las curvas de concentración se varió la constante de dispersión. El valor de  $\alpha$  fue igual a 0.12 [ft] para dar un mejor ajuste a las curvas del AIMet, AIEt y

formato n-propilo, sin considerar la del alcohol de n-propilo. Las líneas sólidas de las figuras 4.17 a 4.19 muestran el cálculo de estas curvas.

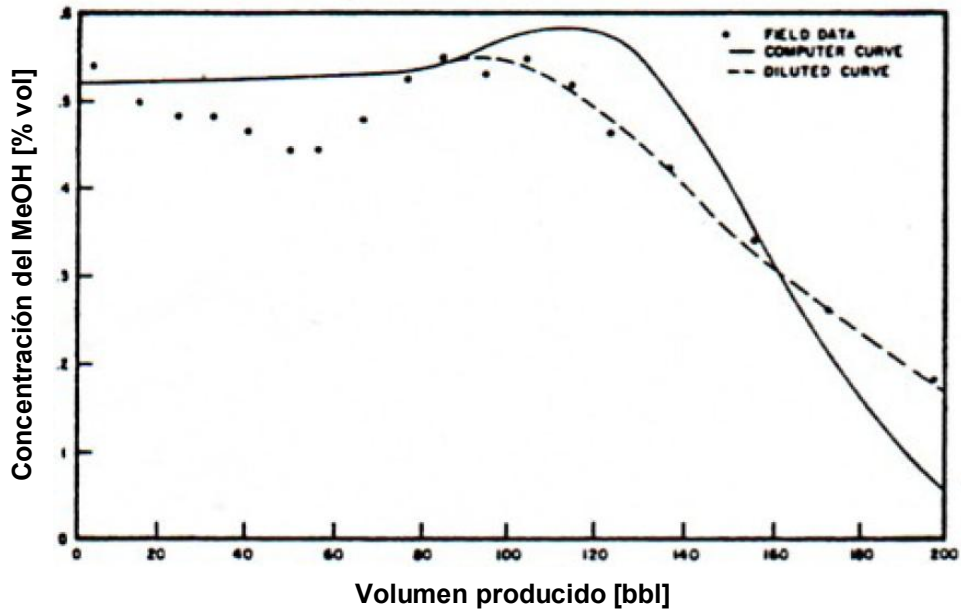


Fig. 4.17. Curva de repuesta del MeOH para el pozo 125

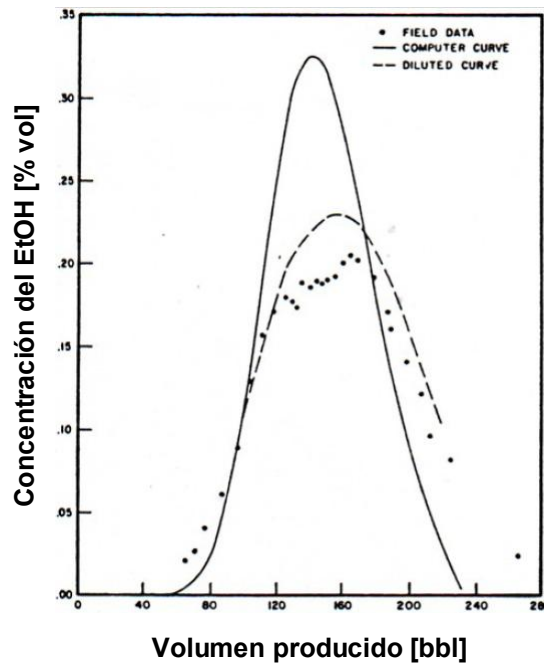


Fig. 4.18. Curva de repuesta del EtOH para el pozo 125



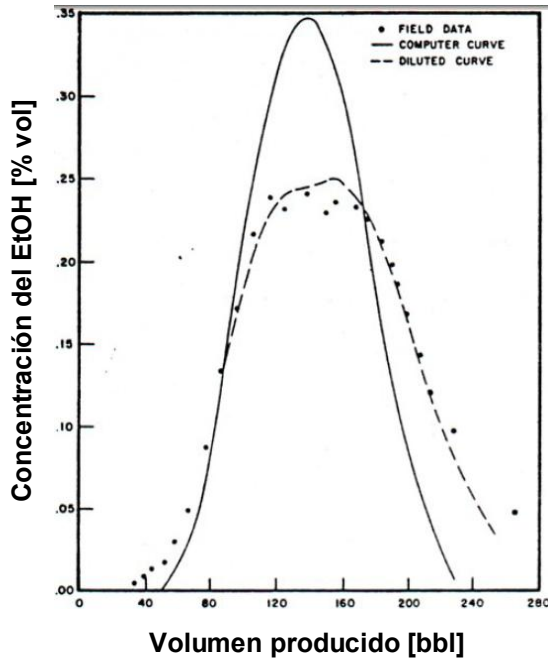


Fig. 4.19. Curva de repuesta del n-propilo para el pozo 125

Se usaron los valores de  $\alpha$  para ajustar mejor la SRA en los datos del alcohol n-propilo, se determino una SRA de 28% comparando las curvas simuladas incluyendo la figura 4.20.

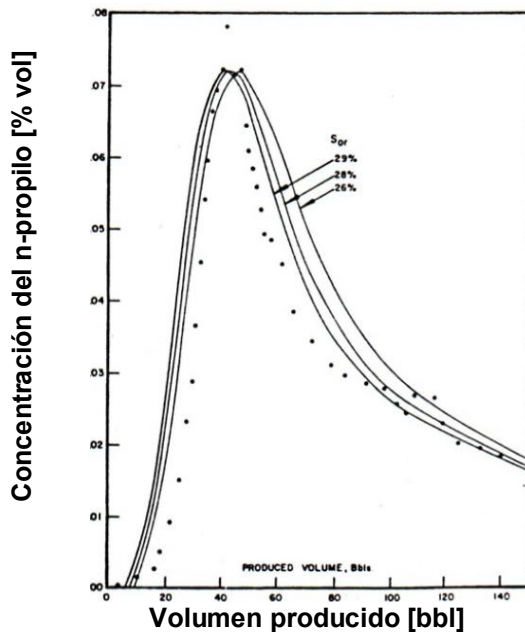


Fig. 4.20. Curva de repuesta del alcohol n-propilo para el pozo 125 (Caso A)

Después de estas pruebas y muestra de resultados debemos hacer una corrección por disolución, esto nos da la pauta para poder entender y manejar los datos del otro pozo en análisis, el 123, usando un valor de  $\alpha = 0.032$  [ft] se encontró que ajustaba las 4 curvas consistentemente ya que las respuestas fueron similares.

En una simulación alterna se intentaron hacer corridas con diferentes  $\alpha$ 's y varias reacciones durante el periodo de corte, obteniendo una menor dispersión del bache del formato n-propilo en un pico de la curva de concentraciones del alcohol n-propilo al hacer producir de nuevo el pozo.

Se comprobó que el valor de  $a=0.032$  [ft] daba un buen ajuste a los gastos y los tiempos de los datos del AIET antes de producirse 100 [bbt], los parámetros de una SRA = 25% se ajustaron a los datos del alcohol n-propilo, como se observa en la figura 4.21.

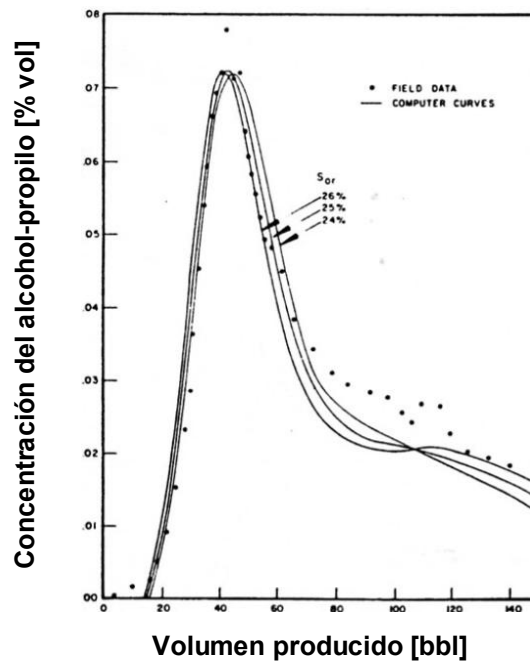


Fig. 4.21. Curva de repuesta del alcohol n-propilo para el pozo 125 (Caso B)

Se determinaron las disoluciones para distintos volúmenes en la simulación encontrando lo siguiente:

Volumen en la simulación [bbl]	Disolucion %
90 a 100	10
100 a 110	20
110 a 120	30
< 120	40

**Tabla 9. Disoluciones**

### Análisis para el pozo 123

Estos datos han sido inconsistentes, los picos en las concentraciones se presentaron antes de lo posible, perdiéndose material en importantes cantidades. El análisis posterior produjo varias situaciones que provocaron esta perdida importante de recursos, intolerancia de la formación al trazador, falta de volumen de trazador en la inyección, mal procedimiento en la medición.

Con el análisis de núcleos es posible determinar la SRA, los valores encontrados con esta técnica para los mismos pozos, 123 y 125, fueron de 28 y 18%, respectivamente, haciendo un promedio entre 7 pozos de 23% de SRA.

#### c. Prueba No. 2

En esta prueba se suscitaron variadas circunstancias, el trazador primario seleccionado se encontraba en el límite inferior del rango de efectividad con 118 [F], esta prueba se realizó en un espesor de 70 [ft] y un gasto bajo 50 [bbl/día], se determino que solo un minitest podría correrse en poco tiempo, la máxima presión de fondo fluyendo fue de 1,200 [psi] antes de provocar un fracturamiento, con un gasto entre

500 y 700 [bbl], por las cantidades y los espesores aparentemente existía una baja relación que se disipó al considerar el tiempo total de la prueba, haciendo un buen diseño de la prueba, considerando el tiempo de inyección necesario y el tiempo de corte, se puede hacer más eficiente este proceso.

El minitest indicó que se debería inyectar a bajo gasto, 50 [bbl/día] lo cual repercutió en que la prueba principal se realizara con 400 [bbl] y un periodo de corte de 10 días, se decidió inyectar 100 [bbl] que contenían 1% vol de AcEt y 0.5% vol de AlMet, los 300 restantes contenían 0.5% vol de AlMet con una combinación con Biocide a 1,000 [ppm], en este proceso se notó que el gasto de inyección cayó por debajo de los 40 [bbl/día], por tal motivo se inyectaron 100 [bbl] adicionales con AcEt y se continuó inyectando por 10 días, cerrando a los 11.

En las pruebas preliminares se inyectó por 2 días un gasto de 70 [bbl/día] con un material biodegradable, Biocide, para elevar la presión, inyectando después por otras 2 días agua dulce.

El minitest se comenzó con un gasto bajo, inyectándose un 30% del volumen total con 1% de AcEt y 1% de alcohol isopropilo, el pozo se cerró a las 100 [hrs] de inyección.

La figura 4.22 muestra las concentraciones producidas de AlMet contra el total de la producción.

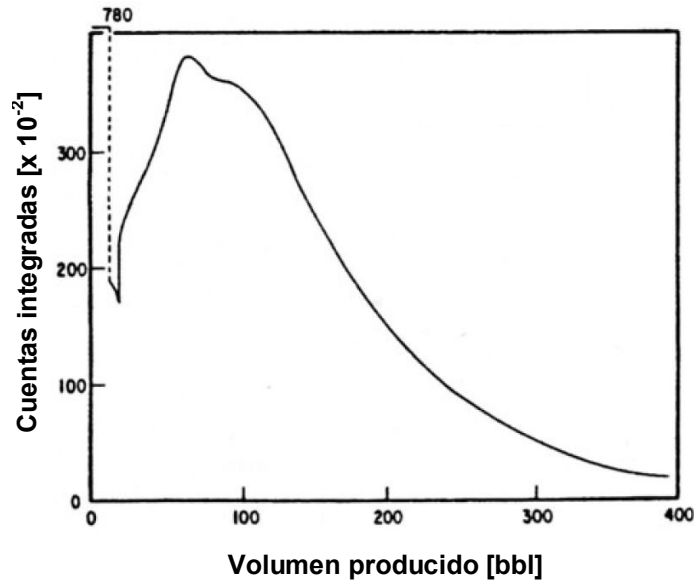


Fig. 4.22. Curva de respuesta del AIMet

El bajo nivel de AIET indica que se necesita un largo periodo de corte del pozo para la prueba principal y se observó que la disolución se efectuó en la producción.

Para la etapa de la prueba principal, el bache inyectado contenía 1% vol de AcEt, 0.5% vol de AIMet y 1,000 [ppm] de Biocide, cerrándose el pozo a las 267 [hrs] manteniéndose un gasto constante durante toda la prueba, se analizaron las muestras con una unidad de gas cromatográfico.

Para el análisis numérico de estas pruebas hemos mencionado que el coeficiente de partición debe ser calculado y en este caso para la temperatura de 118 [F]. Determinando que la siguiente ecuación es la combinación final del las 9 corridas hechas

$$C_o = \frac{2.77C_w}{1 - 0.196C_w}$$

Donde,  $C_w$  esta expresada en %vol

En la figura 4.23 se muestra la grafica de los datos y la curva calculada de esta ecuación:

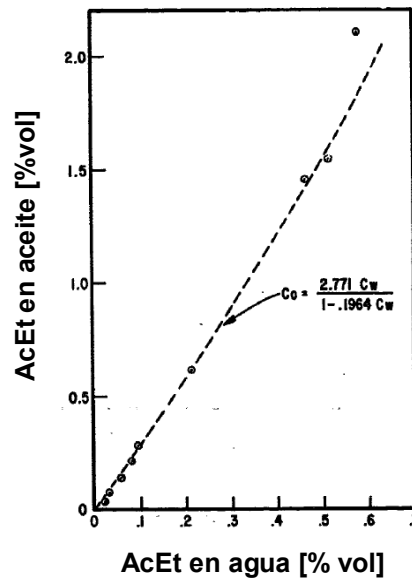


Fig. 4.23. Curva de respuesta del AIMet

No se encontraron efectos del Biocide en la partición del AcEt y del AIET.

En la figura 4.24 encontramos la curva de concentraciones de del AIMet contra la producción de flujo total, al producir por TP la concentración cayo de forma rápida y se perdió una cantidad considerable de trazador.

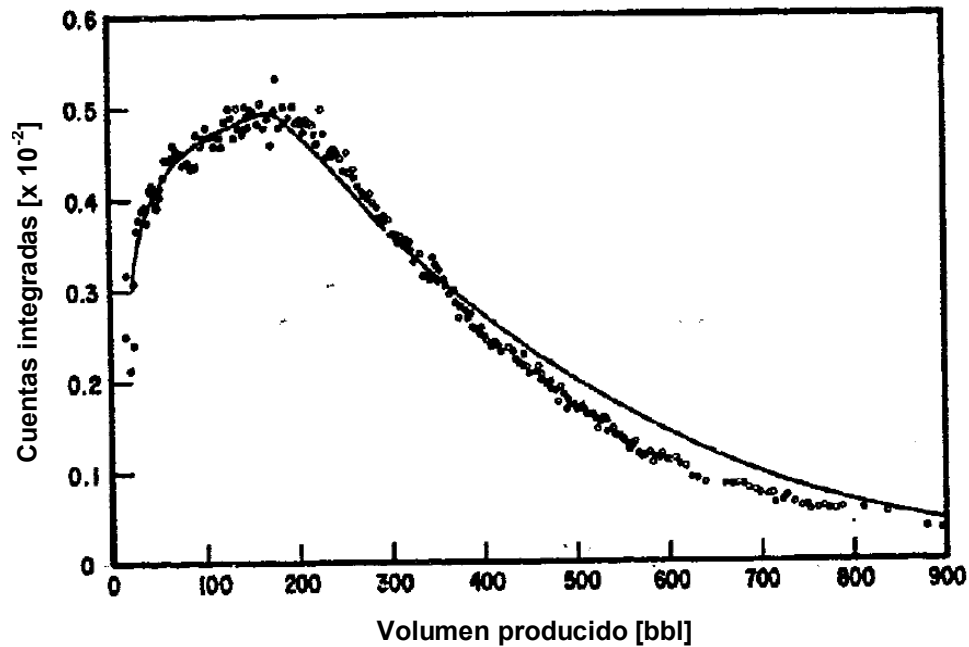


Fig. 4.24. Curva de respuesta del AIMet calculada con los datos

- d. Comparación de la medición de la saturación residual con otros métodos.

Los valores del 30% obtenidos por el método de trazador en un solo pozo son razonables con los valores obtenidos por pruebas de núcleos en el laboratorio y por el método de balance de materia. Se obtuvieron valores bajos de alrededor del 17 % de análisis de núcleos ceca de los pozos. No se utilizó gasto para represionar, pues se sospechaba que la afluencia ocurría con en la despresurización. La medición de un registro eléctrico también arrojó valores bajos alrededor de 17 %. En el agua de los yacimientos este método es muy sensitivo para la exacta composición del agua y también es usado usualmente para diseminar incertidumbres altas que otros métodos.

## Capítulo 5. ESTUDIO DE TRAZADORES ENTRE POZOS PETROLEROS

En este capítulo encontraremos un estudio de trazadores entre pozos petroleros, el cual es una ejemplificación real de este trabajo, el trazador utilizado es tritio ( $^3\text{H}$ ) del cual ya hemos hablado en capítulos anteriores, La medición de este elemento es sumamente eficiente con un detector de centello líquido dado que este elemento es un emisor  $\beta$  puro de baja energía. Las muestras recolectadas se tienen que pasar por un proceso de limpieza, filtrado y colocados en volúmenes de 8 a 10 [ml]. Se hace una mezcla con un fluido que tiene la capacidad de emitir fotones luminosos en el momento en que las partículas  $\beta$  que salen del  $^3\text{H}$  haciendo una interacción que finalmente es medida. Estos fotones emitidos son detectados por celdas fotomultiplicadoras que registran pulsos con amplitud proporcional a la energía de la partícula y frecuencia proporcional a la actividad presente. Por medio de un transductor estos pulsos son procesados y contados por un dispositivo electrónico que mide los pulsos por minuto (ppm), que sus iniciales pudiesen confundirse con partículas por millón, por tanto usaremos cuentas por minuto [cpm], en el caso de considerar meramente la eficiencia del sistema se usan desintegraciones por minuto [dpm]. Las unidades de concentración que son la actividad por unidad de volumen utilizada regularmente en con el  $^3\text{H}$  son equivalentes a un átomo de  $^3\text{H}$  por cada  $10^{18}$  átomos de hidrógeno, es decir, 1unidad de  $^3\text{H}=0.118[\text{Bq/L}]$ .



Hay que puntualizar que las pruebas de trazadores nos ofrece un sinfín de información en relación al comportamiento dinámico de los fluidos en el yacimiento, así como de las propiedades petrofísicas existentes en el intervalo de estudio.

La inyección de trazadores se da con la inyección de agua al acuífero, regularmente, y la colección de muestras se debe dar de una manera sistemática y planeada ya que la generación de curvas de respuesta debe ser representativa de la prueba. Estos resultados nos permiten de una manera muy práctica hacer la simulación numérica correspondiente para estimar tiempos de recorrido entre pozos, repartición de gastos, canales preferenciales, fallas o fracturas, estratificación, entre muchas más. El uso del  $^3\text{H}$  ha tomado mayor relevancia en las pruebas de trazadores entre pozos, por su capacidad de marcar grandes volúmenes de agua con pequeñas dosis, su emisión es  $\beta$  puro de baja energía, y no se usan grandes blindajes y el riesgo de irradiación es muy bajo, la facilidad en su medición aunque sean concentraciones muy bajas y por su comportamiento eficiente ya que es un isótopo del Hidrógeno, esencial en el agua. Los trazadores que hemos definido en los primeros capítulos como los isótopos del cobalto, silicio y yodo tienen un comportamiento que difiere del ideal.

Existen 3 formas de inyectar este trazador, por medio de una bomba conectada al depósito de  $^3\text{H}$  y la salida de la tubería de inyección de agua, por medio de un bypass hacer pasar el gasto por el depósito de modo tal que con las presiones necesarias el gasto se alimente del  $^3\text{H}$ , y la más costosa que es adaptar una herramienta especial de

inyección en la tubería para ser llevada hasta el intervalo de inyección siendo activada por asistencia remota.

Para la toma de muestras se identifican los recipientes con fecha, hora, pozo, clave de identificación, se realizan varias tomas en los primeros días y paulatinamente se va disminuyendo el ritmo.

Para este estudio de pruebas de trazadores se inyectaron 15 [Ci] (55.5 [GBq]) de  $^3\text{H}$  en el pozo FI-15 del yacimiento con el siguiente arreglo:

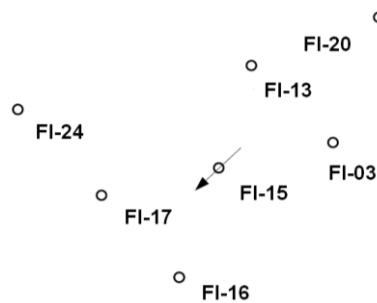


Fig. 5.1. Arreglo de pozos en el Yacimiento de estudio

A continuación se describirán los resultados de la prueba en el análisis por pozo, con tablas, graficas y resultados.

### POZO FI – 13

Los datos obtenidos de la prueba se muestran en la siguiente tabla, el tiempo mínimo se toma cuando se presenta una respuesta del Trazador, que es cuando llega, el máximo es cuando su valor es menor a 1 % y esos valores se toman en cuenta para el cálculo de las

velocidades máxima y mínima, ocupando el mismo criterio para la solución analítica.

Curvas	Factor	$t_0$ [días]	$D_1/v_x$	vel [m/día]
1	0.009	113	0.0015	2.2
2	0.010	140	0.0100	1.8
3	0.005	200	0.0070	1.3
4	0.003	260	0.0020	1.0

Tabla 10. Datos obtenidos del pozo FI - 13

Parámetro		TOTAL		CURVAS (teórico)			
		Exp	Teórico	1	2	3	4
$t_{\min}$	[días]	104	90	90	90	140	220
$t_{\text{med}}$	[días]	168	170	113	140	200	260
$t_{\max}$	[días]	286	310	137	210	280	310
$v_{\min}$	[m/día]	2	1.8	4.2	2.7	2	1.8
$v_{\text{med}}$	[m/día]	3.4	3.4	5.1	4.1	2.9	2.2
$v_{\max}$	[m/día]	5.5	6.4	6.4	6.4	4.1	2.6
$t_{\min}/t_{\text{med}}$		0.62	0.53	0.8	0.64	0.7	0.85
$t_{\max}/t_{\text{med}}$		1.7	1.82	1.2	1.5	1.4	1.19
<b>Rec. Agua</b>	%	0.11	0.12	0	0.04	0.03	0.02

Tabla 11. Datos para generar las curvas del pozo FI - 13

Este pozo se encuentra a 574 [m] de distancia del pozo inyector y no se recibieron muestras en 104 días, la concentración detectada luego de este periodo fue baja, y a los 11 días presenta su pico para descender rápidamente con fluctuaciones y promedio descendente. La culminación de la respuesta sucedió a las 286 días desde la fecha de inyección y la recuperación del trazador fue del 0.1% del volumen original inyectado.

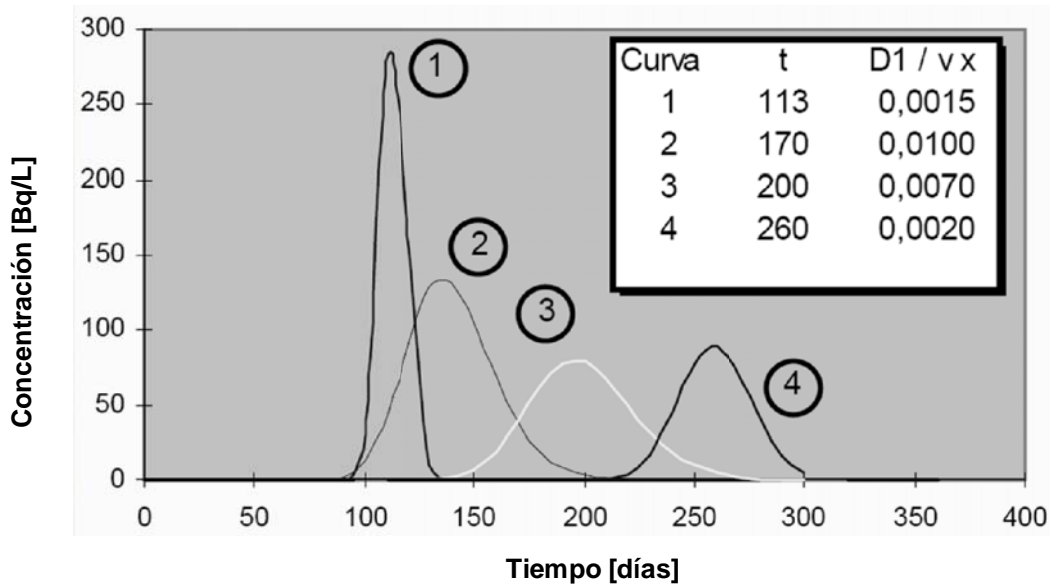


Fig.5.2 Gráfico de curvas de respuesta pozo FI - 13

Mediante el modelo matemático se determinó que el tiempo medio de residencia (TMR) es de 170 días, y el experimental resultó de ser de 174 días, un error del 2.5% por lo tanto es aceptable, la tabla siguiente nos muestra la fracción del tiempo de cada curva.

**Curvas Fracción  $t_{\text{medio}}$  [días]**

<b>1</b>	0.240	113
<b>2</b>	0.334	140
<b>3</b>	0.239	200
<b>4</b>	0.187	260
<b>TOTAL</b>	1.000	170

Tabla 12. Tiempo de la llegada de cada fracción

Finalmente tenemos a curva de ajuste que resulta de los procesos matemáticos de las 4 funciones anteriores, donde observamos que el pico es posterior a los 100 días y va abatiendo la concentración, casi después de los 250 días hay una manifestación de aproximadamente 100 [Bq/L] para terminar a los 286 días.

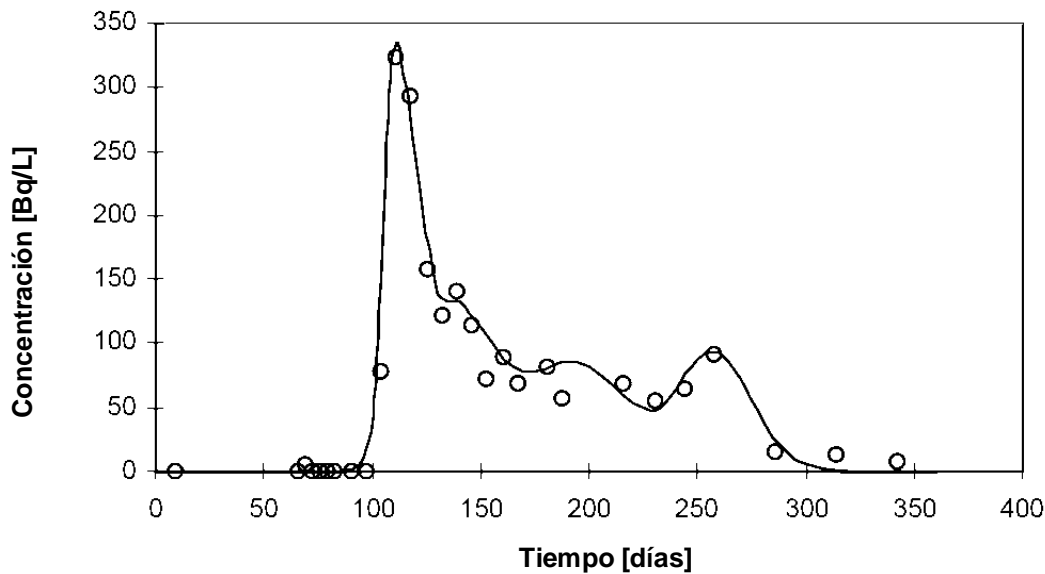


Fig.5.3 Gráfico de curva ajustada del pozo FI - 13

Haciendo un balance entre la concentración del trazador y el porcentaje de agua recuperada respecto del tiempo observamos que

cuando llegamos al pico por arriba de los 300 [Bq/L] tenemos la mayor recuperación con 0.095%

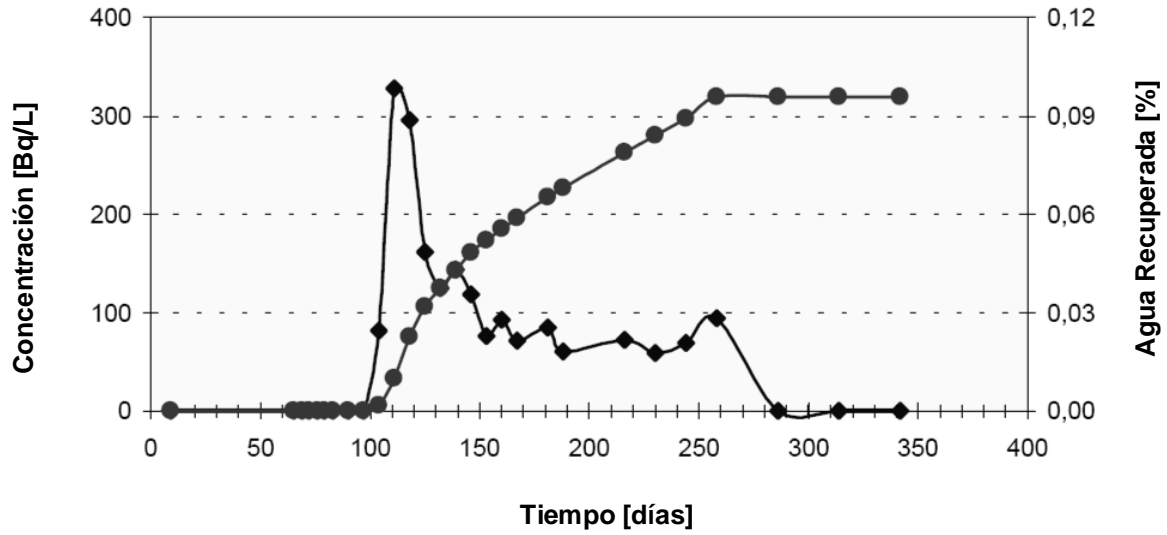


Fig.5.4 ◆ Concentración ● Recuperación

## POZO FI – 16

En el reporte de tiempos y velocidades se considera el mismo criterio que el anterior, a continuación se exponen los datos obtenidos para el pozo FI – 16.

Parámetro		TOTAL		CURVAS (teórico)	
		Exp	Teórico	1	2
$t_{\min}$	[días]	104	70	70	224
$t_{\text{med}}$	[días]	191	189	165	290
$t_{\max}$	[días]	420 (*)	360	320	360
$v_{\min}$	[m/día]	1.5	1.7	1.9	1.7
$v_{\text{med}}$	[m/día]	3.3	3.3	3.8	2.1
$v_{\max}$	[m/día]	6	8.9	8.9	2.8
$t_{\min}/t_{\text{med}}$		0.54	0.37	0.42	0.77
$t_{\max}/t_{\text{med}}$		2.2	1.9	1.94	1.24
<b>Rec. Agua</b>	%	0.27	0.38	0.31	0.07

(\*) Extrapolado

(\*\*) No se considera el último pico, al incorporarlo, la recuperación es de 0.31%

Tabla 13. Datos para generar las curvas del pozo FI - 16

Este pozo se encuentra a 622 [m] de distancia del pozo inyector y tuvo su primera respuesta a los 104 días de la inyección con concentraciones muy bajas, entre los días 139 y 167 presenta actividad, a los 286 días declino por completo y se recuperaron 0.3% del volumen original inyectado. La tabla de ajuste es la siguiente:

Curvas	Factor	$t_0$ [días]	$D_1/vx$	vel [m/día]
1	0.043	165	0.0300	3.8
2	0.006	290	0.0030	2.1

Tabla 14. Datos obtenidos del pozo FI - 16

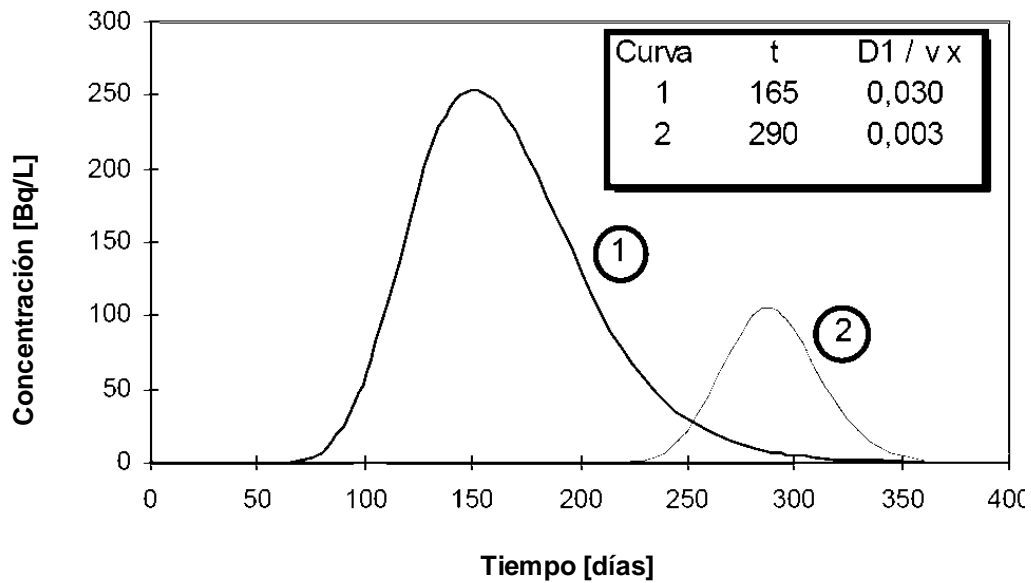


Fig.5.5 Gráfico de las curvas de respuesta del pozo FI - 16



El siguiente gráfico nos muestra el ajuste de las 2 curvas anteriores:

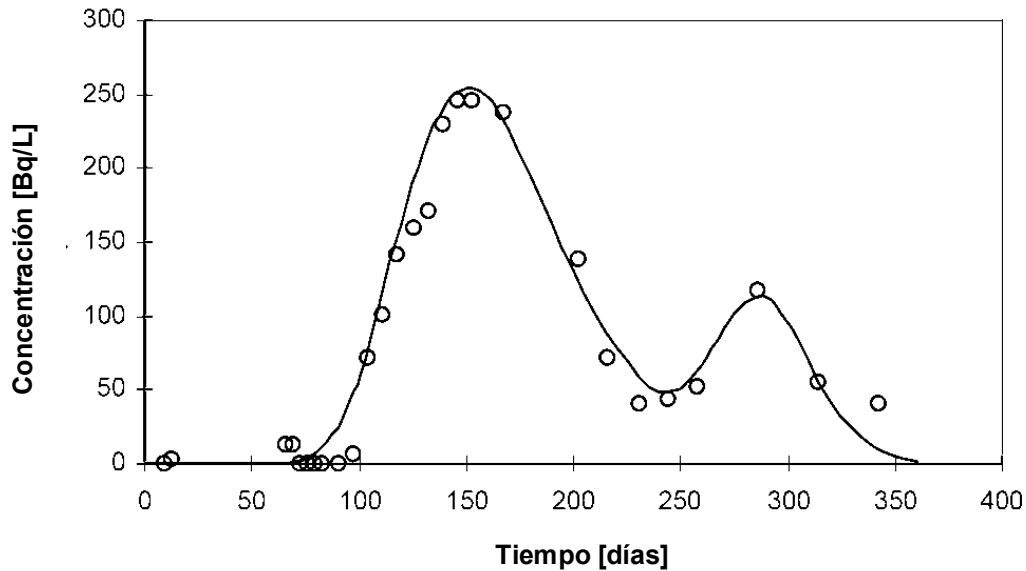


Fig.5.6 Gráfico de la curva ajustada del pozo FI - 16

En este caso, el TMR experimental es de 191 días, el calculado fue de 189 días, el cálculo es el siguiente:

Curvas	Fracción	$t_{\text{medio}}$ [días]
1	0.809	165
2	0.191	290
<b>TOTAL</b>	<b>1.000</b>	<b>189</b>

Tabla 15. Datos obtenidos del pozo FI - 16

La respuesta del pozo al final de la prueba nos arroja como resultado que su concentración mayor se da en un intervalo relativamente amplio de los 100 a los 220 días y es en ese intervalo cuando alcanzamos su máxima recuperación de agua, poco mas de 0.30%

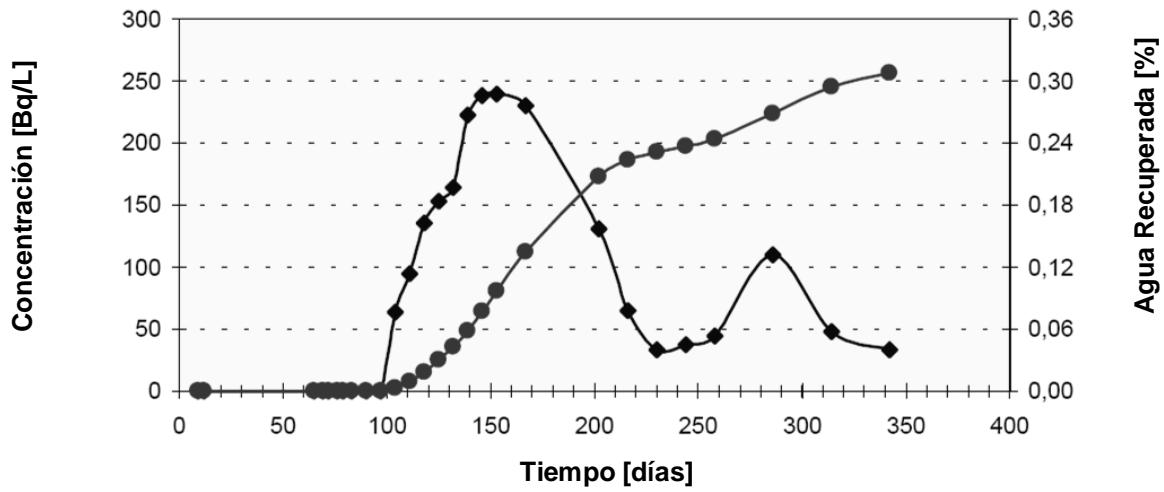


Fig.5.7 ♦ Concentración ● Recuperación

**POZO FI – 17**

La tabla de datos es la siguiente:

Parámetros	Datos		
	Experimental	Teórico	
$t_{mín}$	[días]	160	130
$t_{med}$	[días]	194	194
$t_{máx}$	[días]	240	272
$v_{mín}$	[m/día]	2.5	2.2
$v_{med}$	[m/día]	3.1	3.1
$v_{máx}$	[m/día]	3.7	4.6
$t_{mín}/t_{med}$		0.82	0.67
$t_{máx}/t_{med}$		1.24	1.4
<b>Rec. Agua</b>	%	0.17	0.18

Tabla 16. Datos para generar las curvas del pozo FI - 17

Este pozo se encuentra a 597 [m] de distancia del pozo inyector y tuvo una respuesta de concentración a 104 días de la inyección, con un pico de los 188 a los 230 días, recuperando poco menos del 0.2 %. El TMR fue de 194 tanto experimental como analítico, teniendo como valor al 0.007% y un factor de escala de 0.018, la velocidad promedio fue de 3.1 [m/s], y su gráfica de ajuste es la siguiente:

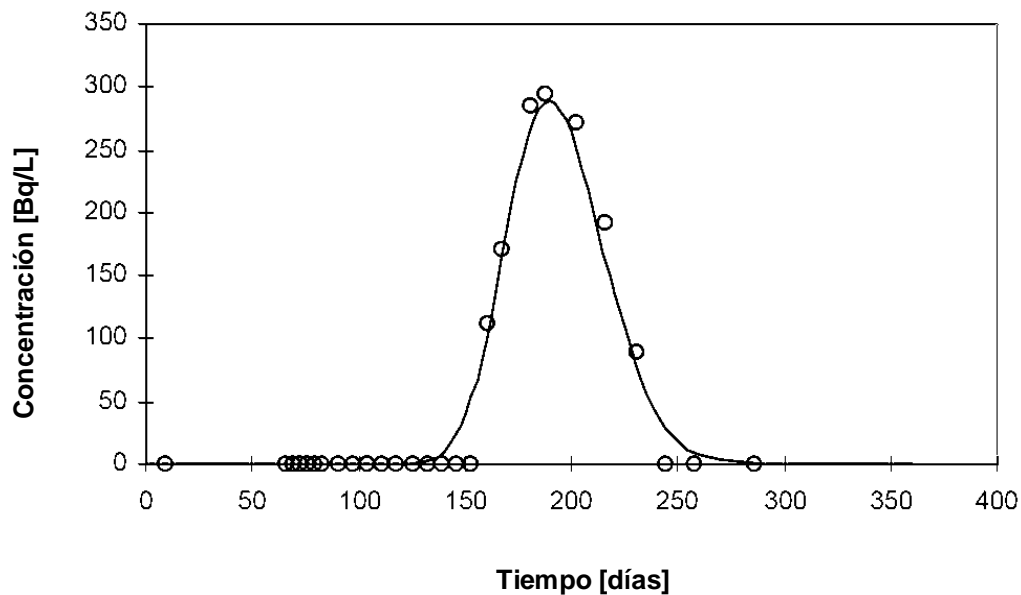


Fig.5.8 Gráfico de la curva ajustada del pozo FI - 17

En este caso, la concentración se da en el intervalo de 150 a 245 días muy cerca de los 300 [Bq/l] teniendo su mayor recuperación aproximadamente de 0.16% de agua

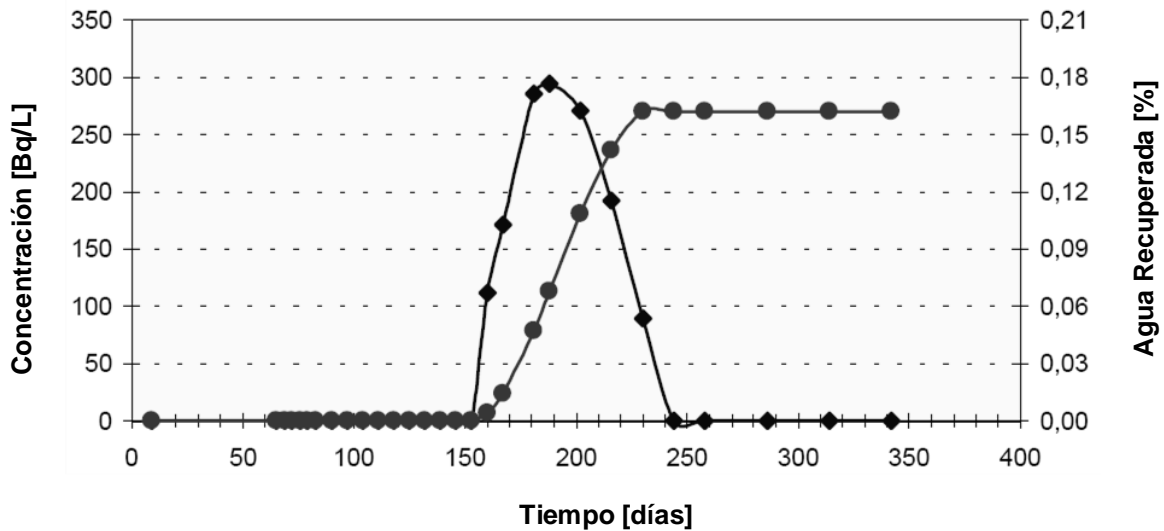


Fig.5.9 ◆ Concentración ● Recuperación

## POZO FI – 20

La distancia que separa a este pozo del pozo inyector es de 1,133 [m] y su tabla de datos es la siguiente:

Parámetro		TOTAL		CURVAS (teórico)			
		Exp	Teórico	1	2	3	4
$t_{\min}$	[días]	83	70	70	85	120	145
$t_{\text{med}}$	[días]	148	133	97	120	170	230
$t_{\max}$	[días]	280	340	130	160	230	340
$v_{\min}$	[m/día]	4	3.3	8.7	7.1	4.9	3.3
$v_{\text{med}}$	[m/día]	7.7	8.5	11.7	9.4	6.7	4.9
$v_{\max}$	[m/día]	13.7	16.2	16.2	13.3	9.4	7.8
$t_{\min}/t_{\text{med}}$		0.56	0.53	0.72	0.71	0.71	0.63
$t_{\max}/t_{\text{med}}$		1.89	2.56	1.34	1.33	1.35	1.48
Rec. Agua	%	0.38	0.46	0.2	0.07	0.16	0.03

Tabla 17. Datos para generar las curvas del pozo FI - 20

A los 72 días de la inyección este pozo mostró una respuesta de intensidad media, teniendo un pico a los 97 días se manifestó a los 286 días nuevamente, para detener la toma de muestras a los 342 días, recuperándose el 0.6%. El ajuste se da de la siguiente manera:

Curvas	Factor	$t_0$ [días]	$D_1/v_x$	vel [m/día]
1	0.055	97	0.004	11.7
2	0.015	120	0.005	9.4
3	0.025	170	0.005	6.7
4	0.015	230	0.010	4.9

Tabla 18. Datos obtenidos del pozo FI - 20

A continuación las gráficas de las curvas independientes y el ajuste que dio como resultado su combinación:

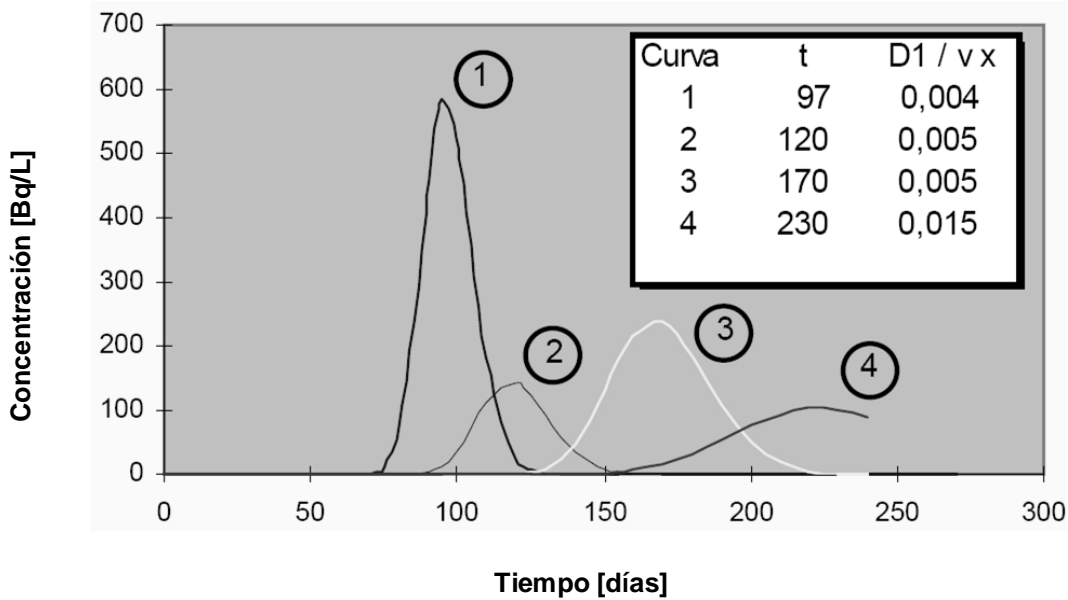


Fig.5.10 Gráfico de las curvas de respuesta del pozo FI - 20

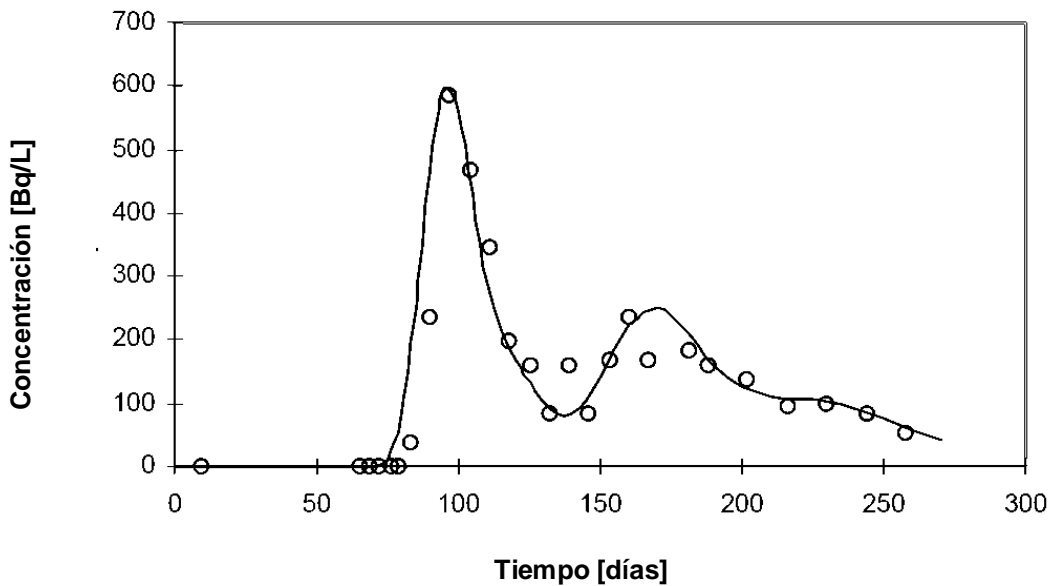


Fig.5.11 Gráfico de la curva ajustada del pozo FI - 20

En este caso el TMR del experimento resultó de 148 días, sin embargo el determinado por el modelo es de 133 días, otorgando un error del

11.23%, notablemente superior en relación a los modelos anteriores. Haciendo un balance de la recuperación del Trazador tenemos la siguiente tabla:

Curvas	Fracción	$t_{\text{medio}}$ [días]
1	0.446	97
2	0.147	120
3	0.350	170
4	0.057	230
<b>TOTAL</b>	<b>1.000</b>	<b>133</b>

Tabla 19. Datos obtenidos del pozo FI - 20

La respuesta de este pozo al final de la prueba nos indica que tuvo un pico de concentración cerca de los 600 [Bq/l] detectada a los 98 días abatiéndose muy pronto y en un caso singular volvió a fluctuar entre los 100 y 250 [Bq/l] en un lapso no mayor a 50 días, dando como resultado la recuperación de 0.64% de agua Tritiada.

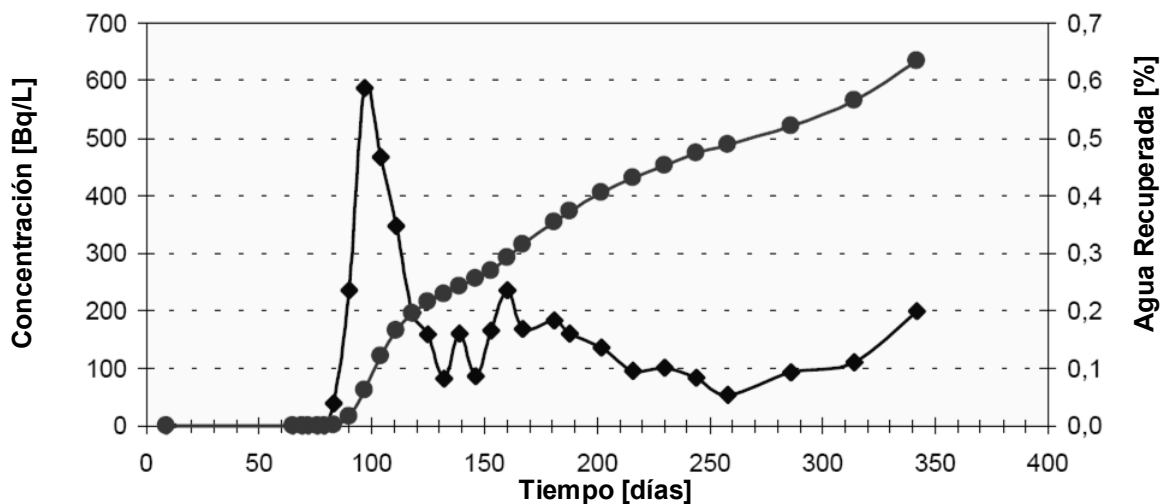


Fig.5.12 ◆ Concentración ● Recuperación

**POZO FI – 24**

Parámetro		TOTAL		CURVAS (teórico)	
		Exp	Teórico	1	2
$t_{\min}$	[días]	139	115	115	137
$t_{\text{med}}$	[días]	188	186	147	208
$t_{\max}$	[días]	251	295	183	295
$v_{\min}$	[m/día]	4.1	3.5	5.7	3.5
$v_{\text{med}}$	[m/día]	5.5	5.6	7.1	5
$v_{\max}$	[m/día]	7.5	9.1	9.1	7.6
$t_{\min}/t_{\text{med}}$		0.74	0.62	0.78	0.66
$t_{\max}/t_{\text{med}}$		1.34	1.59	1.24	1.42
<b>Rec. Agua</b>	%	0.02	0.02	0.01	0.01

Tabla 20. Datos para generar las curvas del pozo FI - 24

Este pozo esta ubicado al oeste de nuestro pozo inyector a una distancia de 1,042 [m], se tuvo una respuesta hasta los 139 días del día de la inyección presentando un pico a los 146 días de amplitud reducida, posteriormente de los 181 a 216 días ya de amplitud considerable para terminar la toma de muestras a los 244 días, recuperando casi el 0.1% del volumen original inyectado. El ajuste se realiza en base a la siguiente tabla:



Curvas	Factor	$t_0$ [días]	$D_1/vx$	vel [m/día]
1	0.0065	147	0.003	7.1
2	0.1000	208	0.008	5.0

Tabla 21. Datos obtenidos del pozo FI - 24

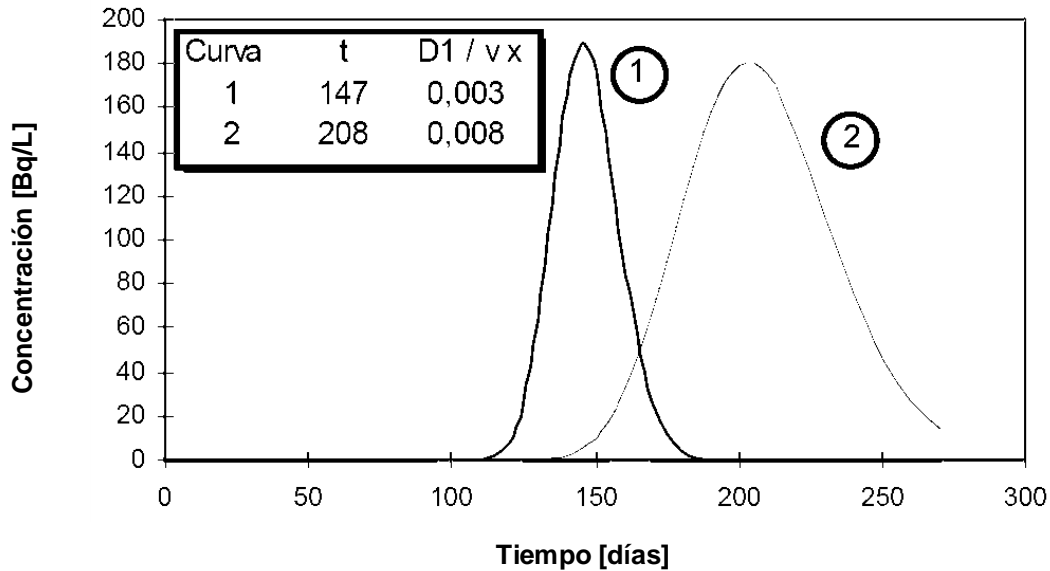


Fig.5.13 Gráfico de las curvas de respuesta del pozo FI - 24

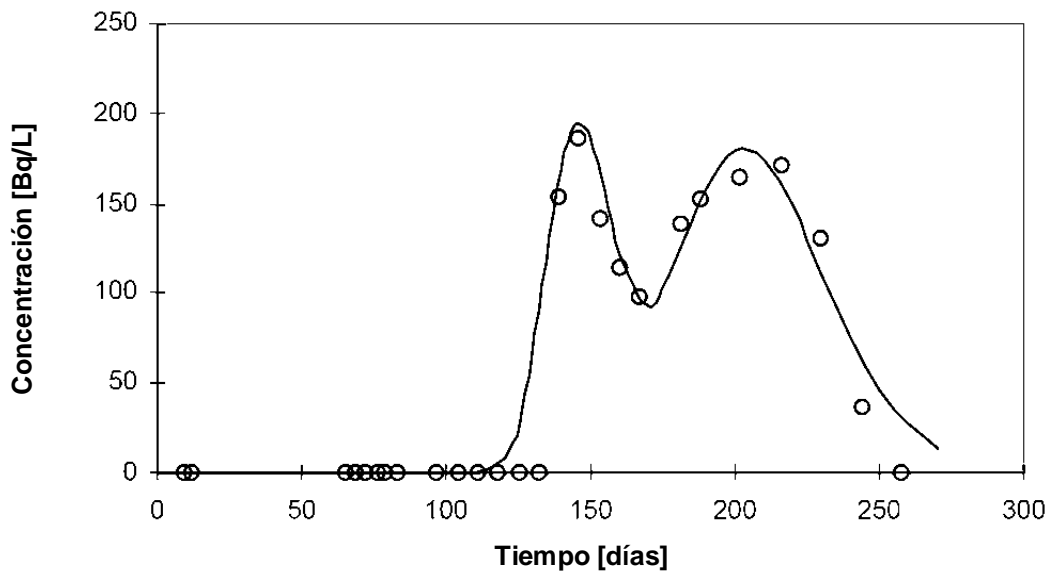


Fig.5.14 Gráfico de la curva ajustada del pozo FI - 24

Para este pozo, el TMR experimental fue de 188 días mientras que el modelo nos dio de 186 días, prácticamente igual. La tabla de recuperación total en fracción la encontramos a continuación:

Curvas	Fracción	$t_{\text{medio}}$ [días]
1	0.362	147
2	0.638	208
<b>TOTAL</b>	1.000	189

Tabla 22. Datos obtenidos del pozo FI - 24

El análisis de la respuesta nos arroja varias características particulares, por principio de cuentas su concentración se presenta en 2 picos, de los 130 a los 160 días después de la inyección, con cerca de 180 [Bq/l], y vuelve a registrarse un aumento en ella llegando hasta los 170 [Bq/l] cerca de los 220 días y terminando su actividad alrededor de los 260 días posteriores al inyección. Su máxima recuperación fue de 0.023% de agua Tritiada.

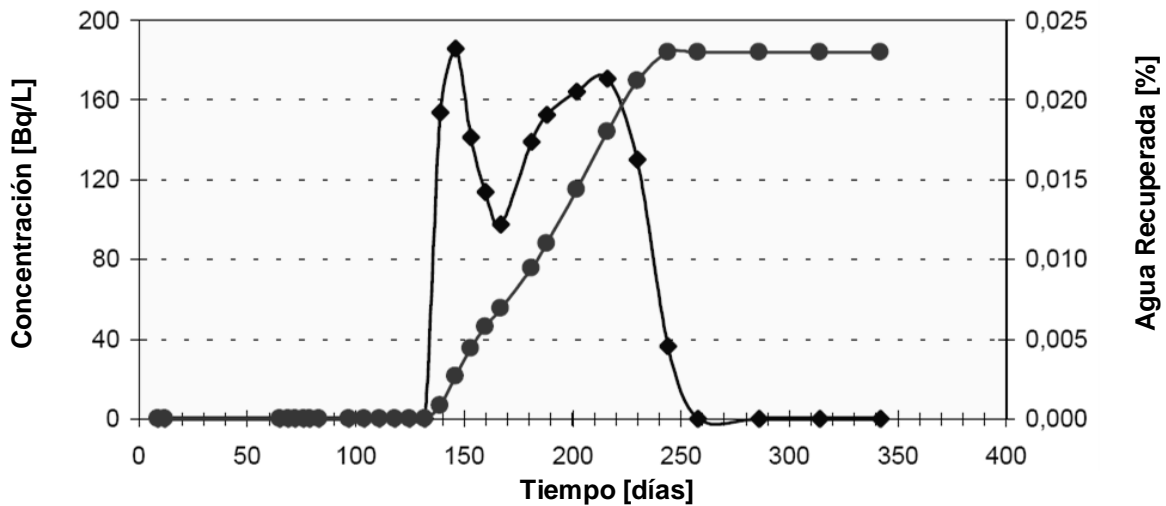


Fig.5.15 ◆ Concentración ● Recuperación

Este estudio muestra que la variación en las respuestas, como los múltiples picos, se debe a la estratificación heterogénea del yacimiento con 4 capas entre el pozo inyector y los pozos FI – 13 y FI – 20, 2 capas entre el pozo inyector y los pozos FI -16 y FI – 24. Para dar una explicación mas clara de los resultados generales en relación a la distribución de agua, tenemos el siguiente grafico

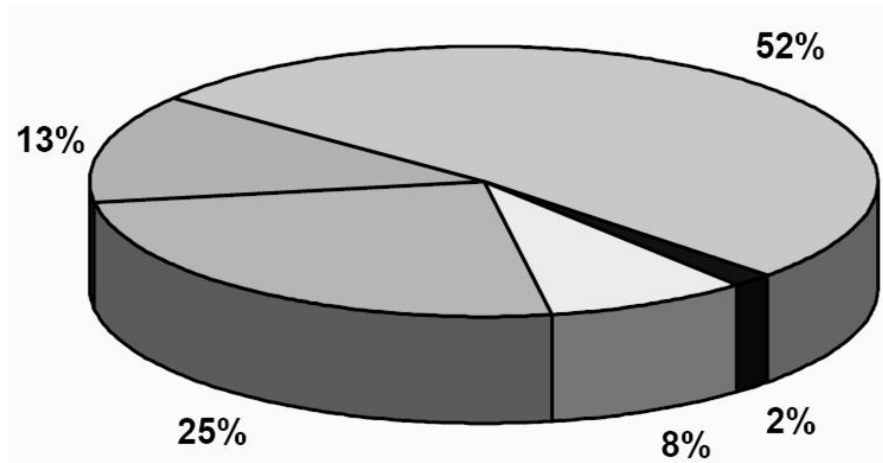


Fig. 5.16. Distribución de agua inyectada

Del gráfico podemos extraer la siguiente distribución de porcentajes de los pozos analizados.

Pozos	Recuperación %
FI - 13	8
FI - 16	25
FI - 17	13
FI - 20	52
FI - 24	2
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

Tabla 23. Recuperación por pozo

La gráfica de las curvas de concentración vs tiempo de todos los pozos después de la operación de inyección de  $^3\text{H}$  la tenemos a continuación:

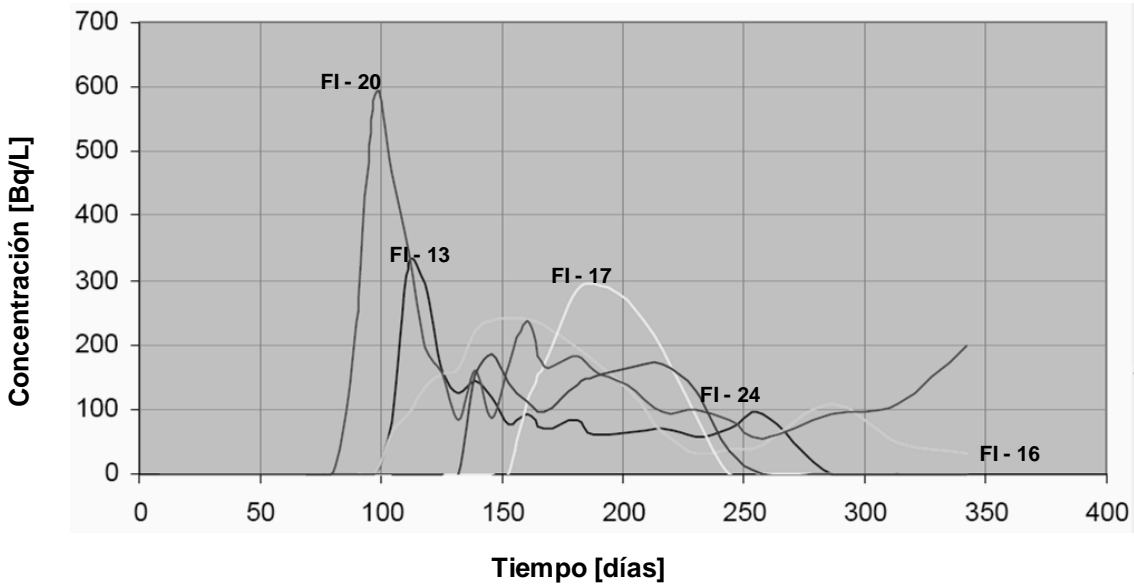


Fig.5.17 Gráfico de las curvas de concentración

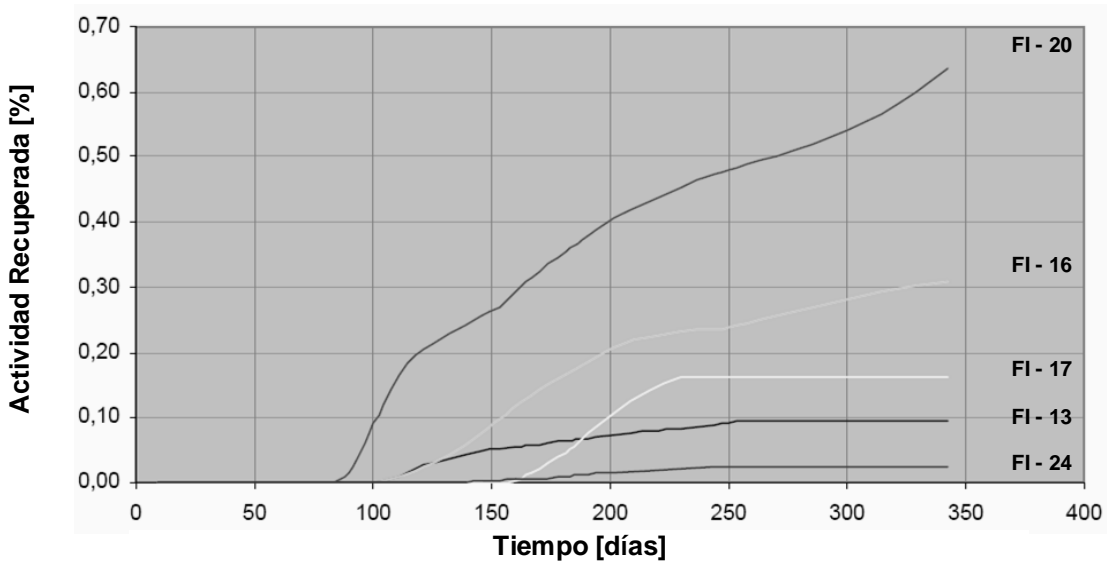


Fig.5.18 Gráfico de las curvas de Recuperación de  $^3\text{H}$

## CONCLUSIONES

La importancia que tienen los hidrocarburos en el país, radica esencialmente en la medida que se le da jerarquía a su estudio y explotación; mientras más recursos usados de manera eficiente, se destinen a la investigación, mayor será el conocimiento, menores serán los errores y por tanto podemos incrementar la recuperación de hidrocarburos, para fortalecer a la Industria Petrolera del país.

De este trabajo podemos concluir varias situaciones:

1. Se deben hacer más eficientes los procesos de análisis de los yacimientos para optimizar la producción, reducir gastos y hacer aún más rentable la industria
2. El petróleo fácil se ha terminado; por tanto, la inversión en nuevas tecnologías es necesario para poder explotar de manera adecuada los recursos.
3. El uso de Trazadores radioactivos se puede realizar en campos con alto grado de complejidad como lutitas lenticulares para poder entender y visualizar el problema a que nos enfrentamos y así poder resolverlo de mejor manera
4. La práctica, el manejo y el pleno conocimiento de estos materiales nos harán ser mas capaces y poder enfrentarnos a nuevos retos
5. Se debe invertir en el estudio de los proyectos marginales, de modo tal que se recupere la mayor cantidad de hidrocarburo posible.

6. Para lograr lo anterior es necesario considerar la determinación la SRA en los campos maduros y marginales para poder invertir en su explotación.
7. Un método de inyección de un trazador químico en un sólo pozo se puede desarrollar para medir la SRA “in situ”. La técnica ha sido probada eficientemente
8. La SRA se determina por los datos medidos en campo usando software especializado para este tipo de pruebas. Dado que los simuladores reportan todos los aspectos importantes de la teoría, como son: flujo, la dispersión, reacción y los efectos menores no lineales, la SRA se puede medir en repetidas ocasiones con una precisión del orden de 2 a 3%.
9. El método de trazador ha tenido un amplio rango de aplicaciones, producción por sistema artificial, por bombeo mecánico, o por bombeo electrocentrífugo. La experiencia en campo ha involucrado un amplio rango de temperaturas de formación, salinidades del agua, y SRA's.
10. Los pequeños volúmenes para las pruebas previas llamadas “minitests” son utilizadas para depurar los procedimientos y proveer de parámetros de medición en campo para el diseño de la prueba principal. En muchos casos, los datos del minitest son utilizados para determinar cuantitativamente la estimación de la SRA.
  - a. Y se obtiene información adicional como:
  - b. Detección de zonas altamente permeables, barreras y fracturas.
  - c. Detección de zonas de comunicación entre estratos.

- d. Evaluación de flujo fraccional de inyección que llega a cada pozo productor.
- e. Determinación de los gastos en cada pozo.
- f. Indicación de las diferentes estratificaciones del mismo paquete de roca.
- g. Determinación de la dirección del flujo preferencial en el yacimiento

En este tenor, el presente trabajo muestra un breve compendio de la utilización de trazadores radioactivos y químicos en la industria, que son una herramienta que se ha utilizado poco y tiene muchas ventajas. Es importante incurrir aún más en este ámbito, ya que los resultados que ofrecen los estudios de interferencia de trazadores entre pozos petroleros no son comparables con otros estudios, son más aproximados, y entre otros aspectos, determinan las propiedades del yacimiento al momento del estudio.

El uso de trazadores en la Industria Petrolera debe ser tratado con más interés en las aulas donde se imparte la carrera, especialmente en la UNAM, ya que su conocimiento, manejo y aplicación nos pueden dar alternativas más costeables. En la Facultad de Ingeniería hay personas que han incursionado en este rubro y ellos pueden ser la pauta para impartir, fomentar e instruir a estudiantes que tengan la inquietud de incursionar en este tema. Se puede sugerir al Consejo Técnico de la Facultad, que en su siguiente revisión de estudios, tome en cuenta este tema, evalúe las posibilidades de agregar una asignatura, ya sea optativa o curricular, o en su caso complementar el temario de una materia de semestres avanzados, esto con el motivo

de conocer los antecedentes mínimos necesarios para poder abordar el tema como son:

- ⌘ Geología de Explotación
- ⌘ Química
- ⌘ Comportamiento de Yacimientos
- ⌘ Caracterizaciones Estática y Dinámica de Yacimientos
- ⌘ Simulación Matemática de Yacimientos
- ⌘ Recuperación Secundaria y Mejorada
- ⌘ Administración de la Seguridad Industrial y Protección Ambiental

Han sido pocas las aportaciones que, a nivel Licenciatura, se han hecho al tema Trazadores, se han dado más en Posgrado, por eso es necesario de la Industria, de la Escuela y de los alumnos en particular ser participes en opinión, sugerencias y aportaciones para contribuir al desarrollo de la Ingeniería Petrolera en la Nación.



## REFERENCIAS

1. **ABBAASZADEH M.** Analysis of well to tracer flow to determine reservoir layering. - 1984.
2. **ANANTHAKRISHNAN M** Radiotracers-Production and Application, Proceedings of BRNS-DAE National Symposium on Nuclear and Radiochemistry. - 2003.
3. **BEHRENS H., et al.** Toxicological and ecotoxicological assessment of water tracers. - 2001.
4. **BRIGHAM W.E.** Prediction of tracer performance on a five-spots. - 1974.
5. **CHAPIRO A.** Polymer irradiation: past, present and future. - 2002.
6. **CRAFT B.C. y HAWKINS, M. F.** Petroleum Reservoir Engineering. - Prentice Hall : [s.n.], 1959.
7. **DROBNY J.G** Radiation Technology for Polymers [Publicación periódica]. - 2003.
8. **FALADE G.K.** Analysis or radial transport of radioactive tracer in porous media. - 1989.
9. **FERNÁNDEZ I. J.** Polímeros en Solución y aplicación en la Industria Petrolera. - 2001.
10. **GUVASEN V.** An Aproximate semianalytical in a Confined Aquifer with Radially Converging Flow Field and Finite Volume of Tracer and Chase FiniteWater Resources Research. - 1987.

11. **GÜVEN O.** Analysis and interpretation of single-well tracer tests in stratified aquifers. - 1985.
12. **HSIECH P.A.** A new Formula for the Analytical Solution of the Radial Dispersion Problem. - 1986.
13. **IAEA** Radiotracer Applications in Industry. - 2004.
14. **IAEA** Radiotracer Technology as applied to Industry. - 2001.
15. **IAEA** Tracer Applications in Oil Field. - 2003.
16. **KÄSS W.** Tracing Technique in Geohydrology. - 1988.
17. **OTZ I.** The Utility of Using Background Fluorescence Analysis and Fluorescent Dye-Tracing to Effectively Constrain Organic Contaminant Migration and Assess Remediation Strategies. - 2009.
18. **RAMÍREZ J.** Pruebas de Trazadores en la Recuperación de Hidrocarburos.- 2008.
19. **RAMÍREZ J.** Pruebas de Trazadores entre pozos. - 2008.
20. **RAMÍREZ J. y Coronado, M.** Manual para el diseño de Pruebas de Trazadores entre pozos de Yacimientos Petroleros. - 2003.
21. Reglamento General de Seguridad Radiológica // Diario Oficial de la Federación. - 1998.
22. **SHEELY Clide Q.** Description of Field Test to Determine Residual Oil Saturation by Single-Well Tracer Method. - Long Beach : SPE, 1976.
23. **TESTER J. N.** Interwell tracer analysis of hydraulically fractured granitic geothermal reservoir. - 1982.

24. **TOMICH J. F.** Single well tracer method to measure residual oil saturation. - Tulsa : SPE-AIME, 1973.
25. **VAN TONDER G.** Interpretation of Single-well Tracer Test using Fractional-flow Dimensions.. - 2002.
26. **WERNER A.** Evaluation and interpretation of tracing test. - 1992.
27. **ZEMEL B.** Tracers in the Oil Field. - 1995.