



TRABAJO DE INGRESO

PRUEBAS DE TRAZADORES EN LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

Jetzabeth Ramírez Sabag

Doctora en Ingeniería Petrolera

Fecha de Ingreso

25 de septiembre 2008

México, D. F.

RESUMEN

Uno de los principales objetivos de Petróleos Mexicanos, Exploración y Producción, es maximizar el valor económico de sus reservas de hidrocarburos, por lo que los proyectos de inyección de fluidos a los yacimientos adquieren una gran relevancia, dado que este tipo de procesos bien conducidos pueden aumentar significativamente la recuperación final de los campos, lo que implica enormes utilidades para la empresa. Sin embargo, si no se conocen con cierto nivel de detalle las heterogeneidades, direcciones preferenciales de flujo, posibles canalizaciones y comunicaciones entre pozos, la implementación de estos procesos lejos de ser exitosa podrían resultar en un fracaso. Lo que conlleva a grandes pérdidas económicas, tanto por la costosa inversión para la implantación del proceso, así como por no recuperar el aceite que con la implantación del proceso se esperaba producir. En este contexto las pruebas de trazadores constituyen una herramienta útil para obtener este tipo de información.

Existen requerimientos específicos de PEMEX-PEP que conciernen a las aplicaciones de las pruebas de trazadores, porque ayudan a resolver las complejas problemáticas inherentes a la inyección de fluidos, al control del agua, la caracterización dinámica y el modelado numérico de yacimientos, mismas que impactan fuertemente en el factor final de recuperación de sus yacimientos. Sin embargo, a pesar de estos urgentes requerimientos, aún no se cuenta con una herramienta lo suficientemente desarrollada, como para incidir de forma contundente en la solución de este tipo de problemas. De acuerdo con lo reportado en la literatura, se puede decir que los principales problemas para la obtención de información cuantitativa de estas aplicaciones son: un inadecuado diseño de la prueba, un pobre muestreo y una escasa existencia de herramientas desarrolladas para la interpretación de estas pruebas.

Como respuesta a esta problemática se presenta un nuevo esquema para realizar pruebas de trazadores integrales, el cual incluye las metodologías de diseño e interpretación, con elementos técnicos adicionales, que no han sido considerados anteriormente. Dicho esquema está basado en la integración de las siguientes líneas de trabajo: modelación matemática, diseño, implementación en campo, solución del problema inverso e interpretación. También, en esta metodología, se considera la interacción dinámica entre cada una de ellas, que dada la naturaleza de las mismas es precisa una retroalimentación continua. El uso de este procedimiento "Análisis Integral de Pruebas de Trazadores" facilita el análisis, tanto cualitativo como cuantitativo de las pruebas de trazadores entre pozos. Con ello se ofrece una técnica más sustentada que aporta bases para las mejores prácticas de pruebas de trazadores en yacimientos petroleros.

Palabras clave: trazadores en yacimientos; pruebas de trazadores; trazadores radiactivos; trazadores químicos, procesos de recuperación de hidrocarburos; recuperación mejorada; análisis de pruebas de trazadores, diseño de la prueba de trazadores, modelación matemática en pruebas de trazadores; simulación numérica en pruebas de trazadores; problema inverso en pruebas de trazadores; saturación residual de aceite con pruebas de trazadores.

CONTENIDO		Pág.
1.	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	Procesos de Recuperación de Hidrocarburos.....	2
1.1.1	Características ideales de un proceso de recuperación mejorada.....	3
1.1.2	Parámetros que influyen en la eficiencia de desplazamiento.....	4
1.1.3	Clasificación de los métodos de recuperación de hidrocarburos.....	5
1.1.4	Criterios de selección del método de recuperación candidato.....	7
1.1.5	Producción mundial de aceite, atribuible a procesos de recuperación mejorada.....	8
1.2	Pruebas de trazadores entre pozos.....	9
1.2.1	Uso de las pruebas de trazadores.....	11
1.2.2	Trazadores radioactivos.....	12
1.2.3	Trazadores químicos.....	15
2.	ANTECEDENTES.....	18
2.1	Antecedentes en el nivel mundial.....	18
2.2	Antecedentes en México.....	20
2.2.1	Análisis de pruebas realizadas en México.....	21
2.2.2	Principales contribuciones nacionales.....	22
3.	PROBLEMÁTICA.....	27
3.1	Problemática en la inyección de agua.....	27
3.2	Problemática en la inyección de gases.....	29
3.3	Análisis cualitativo.....	30
3.4	Análisis cuantitativo, problemática en yacimientos naturalmente fracturados.....	30
3.5	Problemática en México.....	32
4.	METODOLOGÍA PROPUESTA, respuesta a la problemática.....	34
4.1	Descripción del Procedimiento.....	34
4.2	Modelación Matemática.	35

4.3	Diseño de la Prueba.....	38
4.4	Implementación en campo, operación.....	40
4.5	Simulación Numérica.	45
4.6	Problema Inverso.....	49
4.7	Interpretación de la Prueba.	52
4.8	Principales ventajas de la metodología.	54
4.9	Conclusiones sobre la metodología.....	55
5.	NUEVOS RETOS.....	57
6.	COMENTARIOS FINALES.....	60
7.	REFERENCIAS.....	62

1. INTRODUCCIÓN

La vida de un yacimiento comienza con la exploración que conduce al descubrimiento, el cual es seguido por la delimitación del yacimiento, desarrollo del campo, producción (primaria, secundaria y terciaria) y finalmente su abandono (ver figura 1). Integrar una buena administración de yacimientos es la clave del éxito de las operaciones a través de la vida del mismo.

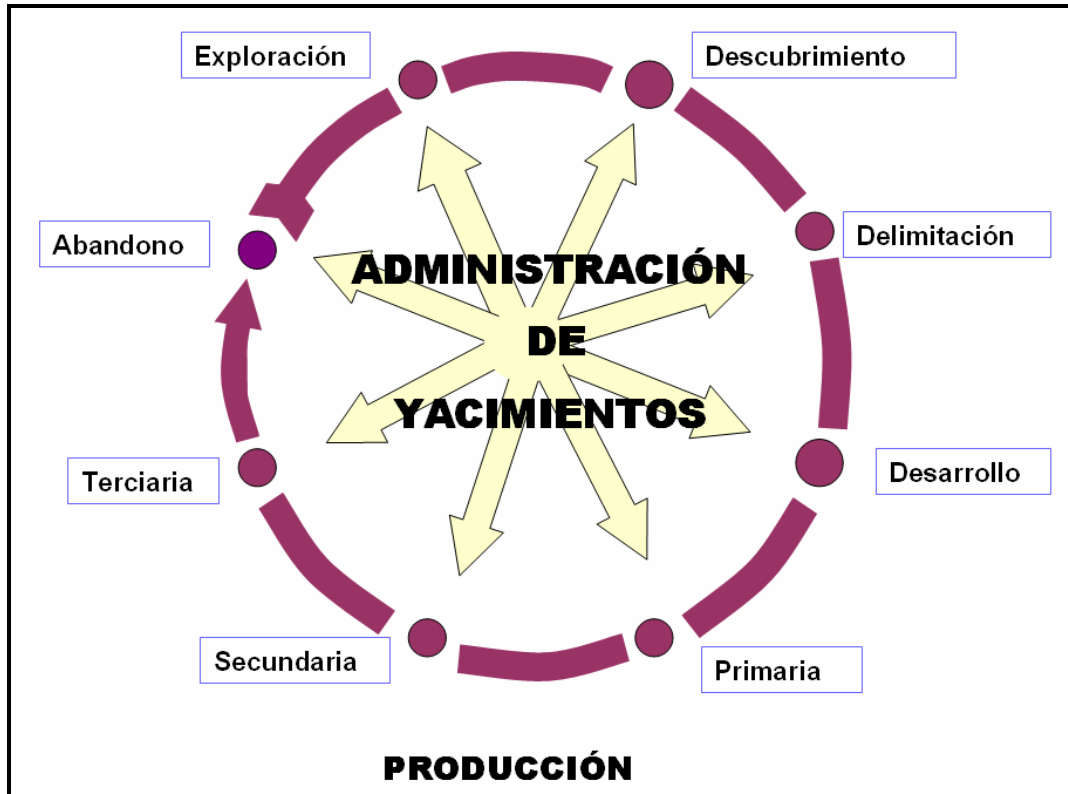


Figura 1. Ciclo de vida de un yacimiento (*Setter y Thakur, 1992*).

Una gran cantidad de hidrocarburos remanentes en los yacimientos en el mundo no son recuperados. La buena noticia es que muchos avances tecnológicos han sido desarrollados en geología, geofísica, petrofísica, producción e ingeniería de yacimientos. El marco de las supercomputadoras, las cada vez más poderosas computadoras personales, y las estaciones de trabajo están incrementando poder computacional. Los tecnológicos avances en herramientas computacionales y software proveen oportunidades para el mejoramiento económico de la recuperación de hidrocarburos.

Las reservas de hidrocarburos han ido declinando, sin embargo, se ha tenido un pequeño porcentaje incremental en la eficiencia de recuperación debido a la buena administración de yacimientos, que podrían llegar a ser significativas cantidades de reservas adicionales. Estos incentivos y retos sustentan la motivación para las mejores prácticas de la administración de yacimientos.

La administración de yacimientos puede ser interpretada como el juicioso uso de varios medios disponibles para maximizar los beneficios/ganancias del yacimiento, optimizando la recuperación de hidrocarburos en tanto se minimiza la inversión y

las operaciones costosas. La administración de yacimientos implica tomar decisiones acertadas. Ambas, dejar pasar o hacer que pase. Se puede dejar pasar la oportunidad de generar algún beneficio a través de operaciones en el yacimiento sin una planeación programada, o se puede mejorar la recuperación de hidrocarburos y maximizar los beneficios económicos del mismo yacimiento a través de una buena práctica de administración de yacimientos.

Los mecanismos primarios de recuperación de hidrocarburos que usan la energía natural del yacimiento (empuje por expansión del líquido y de la roca, expansión del gas disuelto, empuje por casquete de gas, entrada natural de agua y combinaciones de estos mecanismos); así como los métodos secundarios que aumentan la energía natural a través de la inyección de fluidos (por ejemplo, agua, gas o/y combinación de estos), dejan en el yacimiento de un tercio hasta la mitad, o incluso más del aceite original. Esto significa que es mayor la cantidad de aceite que permanece en el yacimiento que el que ha sido producido o será producido por métodos primarios y secundarios. Por lo que es evidente que las técnicas de recuperación mejorada deben ser empleadas, y así obtener estas enormes fuentes de energía, necesarias para la recuperación del aceite remanente en el yacimiento.

En la siguiente sección se describe con más de detalle este tipo de procesos.

1.1 Procesos de Recuperación de Hidrocarburos

Los procesos de recuperación mejorada, conocidos como EOR (por sus iniciales en inglés, Enhanced Oil Recovery) incluyen todos los métodos que usan fuentes externas de energía y/o sustancias para recuperar crudo que no puede ser producido económicamente por medios convencionales. Los métodos de EOR pueden ser clasificados de forma general (*Farouq Ali, 1996*) como:

- Métodos térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión *in-situ*).
- Métodos no térmicos (inyección de químicos, miscibles, y empuje de gas).

El conocimiento básico y sus aplicaciones son necesarios en una eficiente administración de yacimientos.

El objetivo de un proceso de recuperación mejorada es movilizar el aceite residual o remanente en todo el yacimiento. Esto es posible a través de mejorar los mecanismos microscópicos de desplazamiento de aceite y la eficiencia de barrido. La eficiencia de desplazamiento se incrementa reduciendo la viscosidad del aceite (por ejemplo, por métodos térmicos) o bien reduciendo las fuerzas capilares o tensión interfacial (por ejemplo, por inyección de químicos). La eficiencia de barrido volumétrica es mejorada a través del decremento en la movilidad de fluido desplazante (por ejemplo, inyección de polímeros).

Los procesos EOR se han usado como una continuación de la recuperación secundaria, por lo que se les ha denominado procesos de recuperación terciaria. Sin embargo, en el caso de aceites muy viscosos y lutitas petrolíferas, con muy poca o ninguna recuperación primaria ni secundaria, los métodos *EOR* se referirán a las técnicas de recuperación de aceite empleadas desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento, es decir, que no se restringen a una fase particular: primaria, secundaria o terciaria.

En otras palabras, el término se utiliza para eliminar la confusión entre el mantenimiento de presión, la recuperación secundaria y la recuperación terciaria.

El mayor atractivo de estos métodos es que en los yacimientos que se están explotando todavía queda más de la mitad del aceite original *in situ*. Sin embargo, su aplicación depende de los precios del aceite y de las posibles ganancias, debido a que la tecnología EOR es muy compleja y costosa.

1.1.1 Características ideales de un proceso de recuperación mejorada

La eficiencia de desplazamiento total de cualquier proceso de recuperación de aceite se considera que es igual al producto de las eficiencias microscópicas y macroscópicas de desplazamiento.

Esto, expresado en forma de ecuación, es: $r = E_D * E_V$,

Donde r es el factor de recuperación (aceite recuperado por proceso/aceite *in situ* al comienzo del proceso); E_D , es la eficiencia de desplazamiento microscópica expresada en fracción y E_V , la eficiencia de desplazamiento macroscópica también expresada en fracción.

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

Por su parte, la eficiencia macroscópica, E_V , denominada también eficiencia de barrido volumétrico, se relaciona con la efectividad del fluido desplazante para contactar el yacimiento volumétricamente. Es una medida de la efectividad del fluido desplazante para barrer, tanto areal como verticalmente, el volumen de un yacimiento y para mover el petróleo desplazado hacia los pozos productores. Ambos, el barrido areal y el vertical deben ser considerados, a menudo se utiliza E_V , como el producto de las eficiencias de desplazamiento areal y vertical que refleja la magnitud de una saturación residual promedio, debido a que se basa en el aceite residual que queda en las zonas barridas y no barridas del yacimiento.

Por ejemplo, según Creen y Willhite, 1998 en una inyección de agua, donde S_{oi} es 0.60 y S_{or} es 0.30, la magnitud de la eficiencias E_D será:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = \frac{0.60 - 0.30}{0.60} = 0.50$$

Un valor común de E_V en una inyección de agua es 0.70, así, para una inyección de agua típica, la recuperación de aceite o eficiencia de desplazamiento total está en el orden de un tercio. Sin embargo, éste no es un valor universal: algunos yacimientos tendrán una recuperación mayor o menor, dependiendo de las características del aceite y del yacimiento. El resultado, no obstante, indica que una cantidad significativa de aceite residual queda en la zona barrida del yacimiento después de una inyección de agua, debido a dos factores: primero, una saturación de aceite residual que permanece en sitios barridos por el agua; y segundo, una gran porción del yacimiento que no es contactada por el agua inyectada y el aceite no es desplazado de estas regiones a los pozos productores. Además, algo de petróleo de la zona barrida puede ser desplazado a las zonas no barridas, lo cual aumenta la saturación de aceite en estas zonas. Es deseable en los procesos EOR que los valores de E_D , y E_V y consecuentemente, r , se aproximen a la unidad.

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

El desarrollo de un fluido desplazante mágico o de fluidos con propiedades que proporcionen estos resultados y que sean económicos es un objetivo muy difícil.

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

1.1.2 Parámetros que influyen en la eficiencia de desplazamiento

Después de la producción primaria y, posiblemente, de la inyección de agua, una cierta cantidad de aceite, denominada aceite remanente, queda en la roca yacimiento y permanece irrecuperable.

Teóricamente en una roca mojada por agua, todo el aceite puede ser desplazado por la fase mojante (agua) si el gradiente de presión es suficientemente alto.

En la práctica, el aceite desplazado dependerá de la cantidad de agua que se haya inyectado, de la velocidad y, también, de la razón de movilidad.

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

La razón de movilidad, M , generalmente se define como la movilidad de la fase desplazante, λ_D , dividida entre la movilidad del fluido desplazado, λ_d .

Este factor influye en la eficiencia de desplazamiento, esto es, en la eficiencia microscópica de desplazamiento del aceite dentro de los poros. En efecto, si $M > 1$, el fluido desplazante, por ejemplo agua en una inyección de agua, se mueve más fácil que el fluido desplazado, el aceite. Esto no es deseable, porque el fluido desplazante fluirá, sobrepasando al fluido desplazado y como consecuencia, producirá un desplazamiento ineficiente, fenómeno conocido canalización viscosa.

Para que ocurra un desplazamiento óptimo, debe darse $M < 1$, relación definida generalmente como razón de movilidad favorable. Si $M > 1$, significa que se debe inyectar más fluido para alcanzar una determinada saturación de aceite residual en los poros.

Igual que la eficiencia de desplazamiento, tanto la eficiencia de barrido areal como la de conformación (o eficiencia de barrido vertical) decrecen a medida que la razón de movilidad aumenta.

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

La razón de movilidad se puede mejorar bajando la viscosidad del aceite, aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad

efectiva al aceite y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante. Por lo que, es más conveniente hablar en término de movilidades. Los diferentes métodos de EOR ayudan a lograr uno o más de estos efectos.

Otro parámetro que juega un papel importante en los procesos de recuperación mejorada es el número capilar, el cual es un grupo adimensional que expresa la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas interfaciales:

El número capilar, N_c , se define como $\mu v / \sigma \cos \theta$, el cual es similar a $k\Delta p / \sigma L$; donde v , es la velocidad frontal ($q/A\phi$), q el gasto al área de la sección transversal, ϕ la porosidad, σ la tensión interfacial entre las fases desplazada y desplazante, con θ como su ángulo de contacto y μ la viscosidad del fluido desplazante.

Conforme el número capilar se incrementa en un proceso de recuperación mejorada, la saturación de aceite residual decrece. Un incremento en el número capilar es obtenido incrementando el gradiente de presión, bajando la viscosidad del aceite o reduciendo la tensión interfacial. Para desplazamientos miscibles la tensión interfacial se aproxima a cero y la eficiencia del desplazamiento de aceite en la escala microscópica o de poro es muy buena.

Se ha observado que la recuperación de aceite está dominada por la razón de movilidad y el número capilar; así mismo, que un cambio en la tensión interfacial podría afectar la presión capilar y, por lo tanto, las permeabilidades efectivas y, finalmente, a M y N_c .

En realidad, la situación es mucho más compleja debido a las emulsiones, las interacciones roca-fluido y otros factores difíciles de cuantificar (flujo de finos, efecto de temperatura, compactación y otros) que están involucrados en la mayoría de los procesos de EOR.

También, la mojabilidad de la roca juega un papel muy importante.

1.1.3 Clasificación de los métodos de recuperación de hidrocarburos

Existe una amplia variedad de procesos de recuperación mejorada de los cuales ninguno es de aplicación universal, debido a la diversidad de los yacimientos y a la disponibilidad de recursos. En general, los procesos de recuperación mejorada se pueden agrupar en dos grandes categorías: térmicos, y no térmicos (químicos e inyección de gases), lo cual puede ser miscible o inmisible. Los primeros se usan con preferencia para los crudos pesados. Los métodos no térmicos se utilizan para crudos livianos, aunque algunos pueden ser aplicables a crudos pesados, pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo. La geología de los yacimientos y las propiedades de los fluidos determinan cual método se debe usar, aun cuando los conocimientos fundamentales puedan descartarlos.

Los procesos de recuperación mejorada: suelen ser costosos, su aplicación requiere de tiempos mayores, aproximadamente 5 años, y aplican tecnologías más sofisticadas que las utilizadas en recuperación primaria y secundaria. En la Figura 2 se presenta un esquema con los métodos convencionales y los métodos de recuperación mejorada.

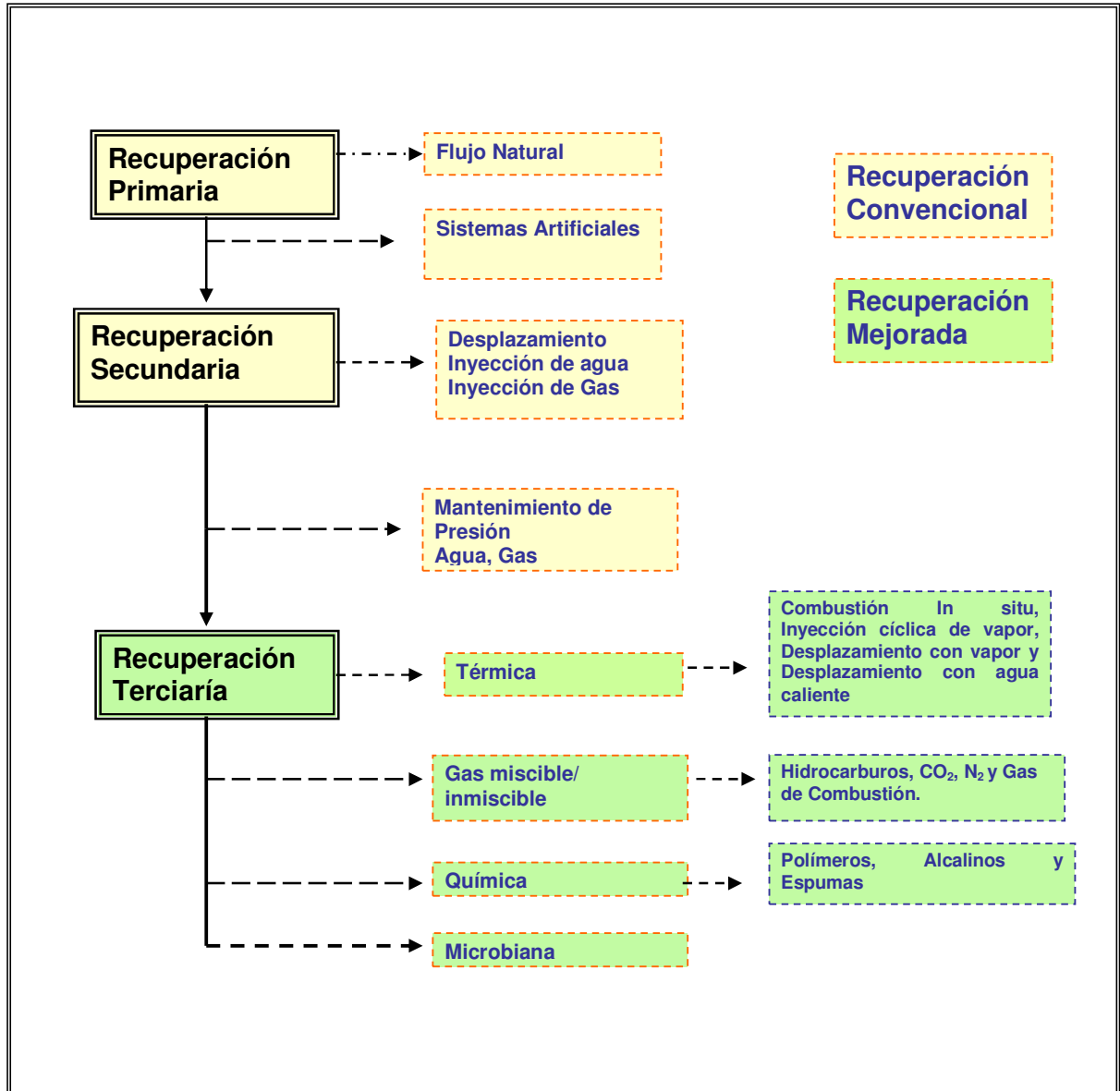


Figura 2. Esquemas de explotación de los yacimientos de hidrocarburos
 (Donaldson, 1980).

En el nivel mundial se han implantado diversos esquemas de explotación durante la vida productiva de los yacimientos con objeto de maximizar la recuperación de hidrocarburos, en la Tabla 1 se ilustran algunos campos de seis países, incluido México, en esta tabla se presenta la secuencia de las diferentes etapas de recuperación de hidrocarburos.

Tabla 1. Secuencia de las diferentes proyectos de recuperación en algunos países (Morales G., 1999).

Campo	Sistemas aplicados	Años
Hawkins (EUA)	Producción Primaria	1940
	Inyección de gas de combustión	1975
	Inyección de N ₂	1991
Midale (Canadá)	Producción primaria	1954
	Inyección de agua	1962
	Inyección de CO ₂	1984
Samaria (México)	Producción primaria	1973
	Inyección de agua	1977
	Inyección de N ₂	Por iniciar
Tía Juana (Venezuela)	Producción primaria	1936
	Inyección de vapor	1961
Ekofisk (Noruega)	Producción primaria	1971
	Inyección de agua	1981
	Redistribución de agua	1991
	Inyección de N ₂	1996
Natih (Oman)	Producción primaria	1963
	Inyección de agua	1972
	Inyección de gas	1982

1.1.4 Criterios de selección del método de recuperación candidato

Se puede decir que no hay un proceso de recuperación mejorada que pueda ser considerado para todos los casos, es decir un proceso de aplicación universal. Cada proceso tiene su aplicación específica. Antes de iniciar un proceso de recuperación mejorada, la roca del yacimiento y las propiedades del fluido, así como la historia de producción debe ser analizada. Esto es importante para revisar el precedente proceso de recuperación secundaria y determinar así las razones principales por las cuales el aceite residual no fue producido. Los factores que afectan fuertemente el éxito de un proceso de recuperación secundaria serán usualmente también los factores que afecten el éxito de un subsecuente proyecto de recuperación mejorada o terciaria.

Todos los procesos de recuperación mejorada tienen limitaciones en su aplicación. Estas limitaciones han sido derivadas tanto de la teoría, como de experimentos de laboratorio, así como experiencias de campo. La selección de un proceso de recuperación candidato a implantación consiste básicamente de:

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

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

diseño de la prueba piloto, implementación de la prueba piloto, evaluación de la prueba piloto a escala de campo y beneficios comerciales.

Un yacimiento candidato a uno o más procesos de recuperación mejorada no deben ser descartados porque no satisface uno o dos de los criterios de selección. Cada prospecto debe ser evaluado de acuerdo con sus propios méritos analizando el yacimiento, operaciones y las variables económicas. Se puede decir, que la viabilidad técnica de varios de los métodos de recuperación mejorada, es fuertemente influenciada por la viscosidad del aceite, permeabilidad de la roca y profundidad del yacimiento.

1.1.5 Producción mundial de aceite, atribuible a procesos de recuperación mejorada

La producción total mundial de aceite (incluyendo gas líquido y condensado) es del orden de 84, 500, 000 barriles por día (B/D). La producción atribuible a los procesos de recuperación mejorada, es de 2, 500, 000 B/D. Por lo que el porcentaje mundial atribuible a los EOR con respecto a la producción mundial es de 3 %, *Thomas S., 2008*. En la Figura 3 se presenta la producción en porcentaje, atribuible a los procesos EOR por país, con respecto al total por procesos no convencionales.

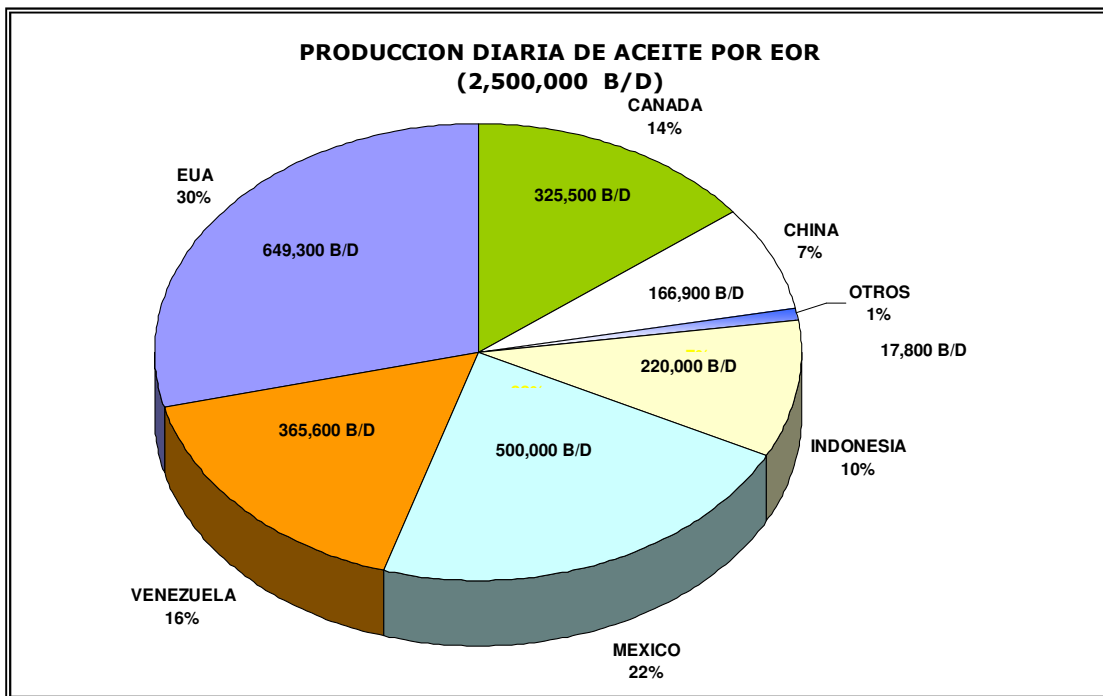


Figura 3. Porcentaje de la producción de aceite por países, atribuibles a métodos de recuperación mejorada con respecto a la producción total mundial por EOR, *Thomas S., 2008*.

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

Es importante resaltar que para implementar un proceso de recuperación es necesario conocer la dinámica de flujo de los fluidos de inyección. Lo que involucra la presencia de heterogeneidades, lo cual es indispensable en yacimientos naturalmente fracturados, el hecho de no detectarlas con oportunidad y, por consiguiente, el no considerar su influencia en el proyecto, puede reducir de forma importante la probabilidad de éxito del mismo. Las pruebas de trazadores constituyen una herramienta valiosa para la descripción de estas heterogeneidades y más aún, pueden proporcionar valores de los principales parámetros del sistema roca-fluidos que influyen de forma importante en el movimiento de los fluidos.

1.2 Pruebas de trazadores entre pozos

Petróleos Mexicanos (PEMEX-PEP) requiere investigar acerca del flujo de los fluidos inyectados y su efecto sobre el desplazamiento de aceite y gas, porque tiene varios proyectos de recuperación secundaria y mejorada, y por lo tanto, necesita identificar y entender las anomalías, heterogeneidades e interconectividades del yacimiento, para determinar las características del flujo de los fluidos de inyección en estos complejos sistemas. Las pruebas de trazadores son una herramienta adecuada para resolver el problema anterior; sin embargo se requiere más investigación sobre el flujo de trazadores en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF). La revolución tecnológica en los años recientes ha sugerido una nueva dimensión a la tecnología de trazadores, ha puesto un nuevo énfasis a los modelos matemáticos y a la simulación numérica de las pruebas de trazadores.

En términos generales, se puede decir que una prueba de trazadores entre pozos en un yacimiento, consiste en la inyección de una sustancia (radioactiva o química) disuelta en el fluido de inyección y el monitoreo de su arribo en los pozos productores vecinos. En la Figura 4 se presenta esquemáticamente una prueba de inyección de trazadores; se inyectan los trazadores A y B, y se monitorea en los pozos productores 1 y 2.

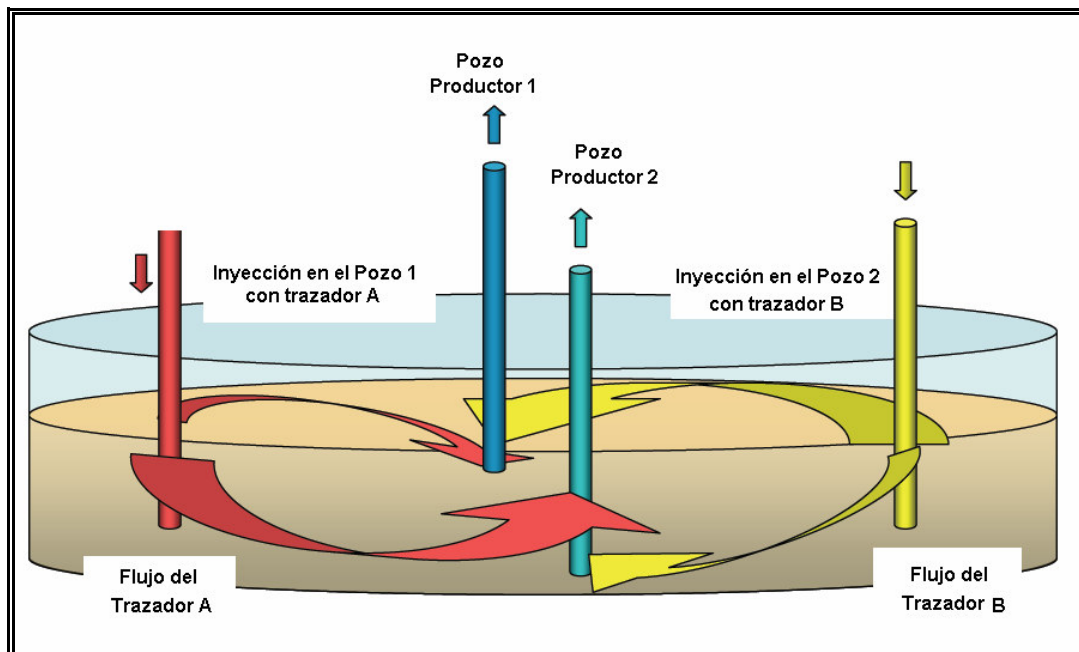


Figura 4. Esquema de una prueba de inyección de trazadores.

A partir de la respuesta del trazador (resultados del monitoreo) se construye una curva de surgencia de trazador en cada pozo productor, como se observa en la Figura 5.

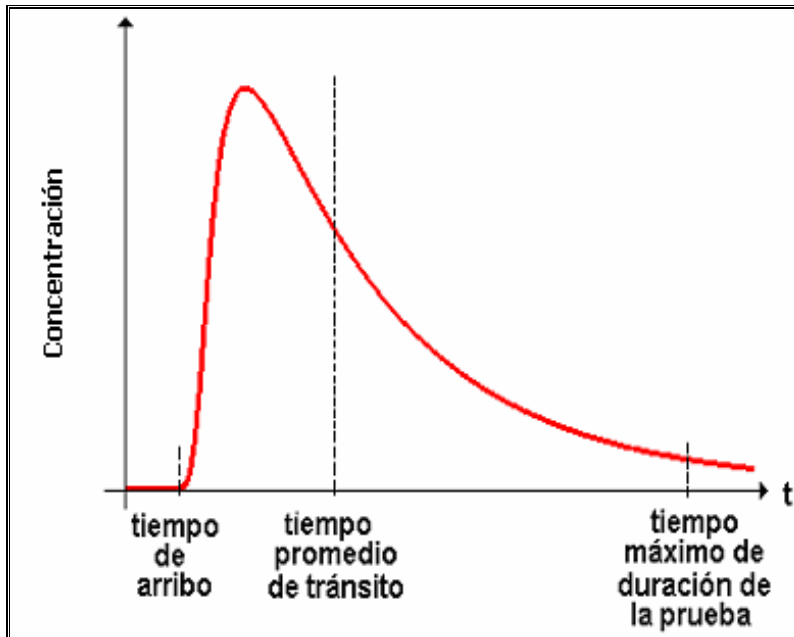


Figura 5. Curva hipotética de respuesta de trazador en un pozo monitoreado.

El diseño de la prueba debe determinar con la mayor precisión posible el tiempo de arribo del trazador y obtener con un mínimo de muestras una tendencia definida de la curva de respuesta.

Si el monitoreo no es adecuado y/o la cantidad de trazadores es insuficiente tan sólo se logra captar unos pocos puntos de la curva de surgencia, existe entonces gran incertidumbre en las partes más descriptivas de la curva, es decir: el tiempo de arribo, el tiempo al cual se alcanza el máximo valor de la concentración. Así por ejemplo, en la Figura 6 se presentan datos ilustrativos de un muestreo relativamente pobre. Los valores de tiempo de arribo y del punto máximo tienen incertidumbre grande debido a que existe mucho tiempo entre el segundo, el tercero y el cuarto punto. Además sólo tienen dos valores donde la concentración de trazador fue superior al nivel de fondo.

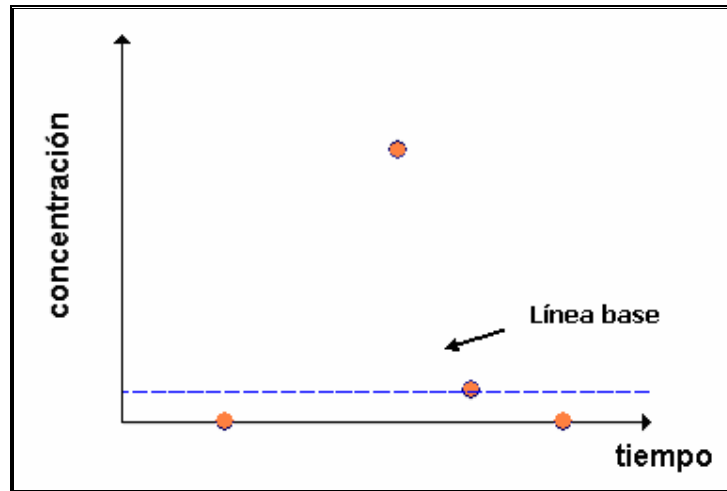


Figura 6. Tipo de respuesta del trazador obtenida frecuentemente.

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

Una de las limitantes para lograr una frecuencia de muestreo del intervalo de interés en la curva de surgencia, es que normalmente no se puede tener una inmediata retroalimentación del laboratorio de análisis de muestras. Si no fuese este el caso, la frecuencia de muestreo en los pozos de observación se podría incrementar tras la primera detección de presencia de trazador.

En forma general, aunque dependiendo de los objetivos que se tengan, el diseño de una prueba de trazadores consiste primordialmente en determinar: los pozos inyectoros y los pozos de producción que serán monitoreados, el tipo de trazador o trazadores a emplear, la cantidad de trazador a inyectar y el cronograma de muestreo.

Las pruebas de trazadores proporcionan información de inestimable valor sobre el comportamiento dinámico del fluido de inyección en el yacimiento, que opera bajo un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada. La información que surge de su aplicación no puede obtenerse por medio de otras técnicas, por lo que constituye la mejor opción cuando se trata de valorar fenómenos tales como la influencia ejercida sobre la recuperación de hidrocarburos por la habilitación o cierre de pozos inyectoros, existencia de heterogeneidades en el yacimiento, tales como canalizaciones o fallas, o la comunicación vertical entre estratos.

1.2.1 Uso de las pruebas de trazadores

Inicialmente, el propósito del empleo de los trazadores, era identificar el movimiento de los fluidos inyectados en la vecindad del pozo, como en el caso de su aplicación en la terminación de pozos, o bien, para determinar la conexión o comunicación entre pozos, tal es el caso de su aplicación en los procesos de recuperación secundaria y mejorada.

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

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

Por otro lado, en la recuperación secundaria y mejorada el uso de trazadores químicos/radioactivos ha permitido, no solamente prever la canalización del fluido si no también la determinación de las heterogeneidades del yacimiento, tales como tendencias direccionales y barreras de flujo. Las pruebas de trazadores entre pozos, también se han empleado en la evaluación de la eficiencia volumétrica de barrido y en el cálculo de la saturación residual de aceite en un área patrón individual. Los resultados obtenidos de este tipo de estudios son críticos en la optimización en todas las operaciones de inyección de fluidos en un campo petrolero.

En resumen, las pruebas de trazadores entre pozos son los únicos medios directos de seguir el movimiento de los fluidos inyectados. El conocimiento del movimiento de dichos fluidos es un elemento crucial en la optimización de ambos procesos, el de la terminación de pozos y el de recuperación de hidrocarburos en un campo. Sin el conocimiento de la información anterior, sería extremadamente difícil, si no es que imposible, el desarrollar un método para desplazar aceite en un yacimiento más eficiente, efectivo y bajo en costos.

Vale la pena mencionar que en México, tanto la UNAM como el Instituto Mexicano del Petróleo IMP son instituciones que han incursionado en este tema.

1.2.2 Trazadores radioactivos

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

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

Los trazadores radiactivos pueden clasificarse en cuatro principales grupos:

- A. Trazadores radiactivos artificiales.
- B. Trazadores activables.
- C. Trazadores radiactivos naturales.
- D. Isótopos estables.

A. Trazadores radioactivos artificiales

Son aquellos radioisótopos obtenidos de manera artificial, generalmente por un acelerador de partículas o por medio de los reactores nucleares, estos últimos son

fuerza importante de neutrones que son utilizados para producir gran variedad de radioisótopos.

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

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

Ventajas:

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

Desventajas:

- En ocasiones el equipo de detección suele ser caro.
- Su manejo puede ser complicado requiere de personal capacitado y autorizado.
- En ocasiones, su disponibilidad es escasa.
- Es necesario disponer de un permiso para su utilización.

A continuación se presenta una tabla con los trazadores radiactivos más comúnmente empleados en la industria petrolera:

Tabla 2. Trazadores radioactivos artificiales más empleados.

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

* kilo electrón Volt

B. Trazadores activables

En este caso, se emplea un compuesto químico no radiactivo pero que contiene en su estructura algún elemento radiactivo detectable por análisis por activación (análisis químico que permite la determinación y la cuantificación de un elemento), este deberá tener una forma química adecuada para que no sea absorbido por el

medio. Se emplean básicamente para estudiar el movimiento de los sedimentos y residuales sólidos.

Estos trazadores tienen las *ventajas* siguientes:

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

Y presentan las *desventajas* siguientes:

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

C. Trazadores radioactivos naturales

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

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

D. Isótopos estables

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

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

- Principales características de los trazadores radioactivos comúnmente empleados en la industria petrolera

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

- Tritio (H-3): se ha empleado generalmente como agua tritiada o como hidrocarburos tritiados. Es un emisor beta puro de baja energía (0.0186, Mega electrón Volt, MeV), Con una vida media de 12.33 años. Sigue perfectamente el movimiento del agua, es barato, se adquiere fácilmente,

tiene un grado de toxicidad bajo, es fácil de almacenar ya que no requiere grandes blindajes.

- Iodo-131(I-131): se emplea como yoduro de sodio o de metilo, o tri-oleina. Es emisor beta de 0.61 MeV; y emisor gamma 0.364 y 0.367 MeV. Su vida media es de 8.041 días, por lo que se puede emplear en trabajos con duración menor a 30 días. Es fácil de manejar y de transportar.
- Iodo-125 (I-125): usado como yoduro de sodio. Es emisor gamma de 0.0354 MeV y su vida media de 59.7 días, adecuado para experiencias duración medianas. Su comportamiento es semejante al que presenta I-131.
- Bromo-82 (Br-82): se emplea como bromo benceno o bromuro de metilo cuando el medio de aplicación es algún hidrocarburo; cuando el medio es acuoso se usa en forma de bromuro de amonio. Es emisor gamma de 0.554, 0.776 y 0.619 MeV. No existe en el agua natural y es poco retenido por el suelo. Su vida media es de 35.3 horas, óptimo para trabajos de corta duración. Como desventajas presenta las siguientes: requiere de grandes blindajes para su transporte y su manejo es delicado.
- Cobalto-60 (Co-60): es empleado como hexacianuro de cobalto. Es emisor de beta de 0.318 MeV y emisor gamma de 1.332 y 1.173 MeV. Presenta un buen comportamiento en aguas subterráneas, aunque es retenido en materiales arcillosos o silicios. Tiene una vida media de 71 días. Es emisor gamma de 0.81 MeV y de manejo delicado.
- Cobalto-58 (Co-58): es empleado al igual que el Co-60 es hexacianuro de cobalto y presenta el mismo comportamiento. Es apropiado para trabajos de mediana duración, tiene una vida media de 71 días. Es emisor gamma de 0.81 MeV y su manejo es delicado.
- Cobalto-57 (Co-57): su forma de uso y su comportamiento es semejante al Co-60. es emisor gamma de 0.122, 0.014 y 0.136 MeV. Tiene una vida media de 271 días, adecuado para trabajos a desarrollar a largo plazo.
- Iridio-192 (Ir-192): se emplea como hexacloruro de iridio, es un emisor beta de 0.666 y 0.535 MeV, gamma de 0.316 y 0.468 MeV, con una vida media de 74.2 días. Su uso requiere de mucho cuidado su uso ya que si llega a mezclar con sulfatos, fosfatos, oxalatos, etc., se presentan deficiencias en la determinación o detección del iridio. Su transporte es fácil, debido a que no requiere de grandes blindajes, pero es de manejo delicado.

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

1.2.3 Trazadores químicos

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

- a. Las tintas como trazadores químicos han sido utilizados desde hace mucho tiempo y en una gran variedad de aplicaciones, tal es el caso de las tintas fluorescentes también llamada rodamina, las cuales pueden ser detectadas en el rango de partes por billón; son muy susceptibles a la absorción en la roca del yacimiento.
- b. Los trazadores iónicos son los aniones de sales de sodio y amonio solubles en agua, tales como yoduro de potasio, nitrato de sodio, algunos tipos de cloruros, entre otros reportados en la literatura; su rango de detección se encuentra en

el de partes por millón, dependiendo de la salinidad del agua y sobre todo de la composición de la salmuera.

- c. Los trazadores orgánicos se tienen los alcoholes como el etanol (EtOH), metanol (MeOH), iso-propanol (IPA), butanol terciario (TBA), o solventes como el metilcetona (MEK).
- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS TRAZADORES QUÍMICOS GASEOSOS COMÚNMENTE EMPLEADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA
 - ⇒ Perfluorometilciclopentano (PMCP). Trazador químico, fase gas, poseen límites de detección tan bajos, o más bajos, que la mayoría de los trazadores radiactivos, permitiendo así su detección bajo un rango más amplio de escenarios posibles de flujo; son de ambiente amigable, no tóxicos, no reactivos y de bajo costo.
 - ⇒ Perfluorodimetilciclobutano (PDMCB). Trazador químico, fase gas, extremadamente estables a todas las condiciones a las cuales se pueden enfrentar durante el programa de trazadores entre pozos, presenta límites de detección bajos, es seguro de manejar; no tóxico, ni reactivo y de bajo costo
 - ⇒ Otros trazadores químicos gaseosos como el sulfuro hexafluorídico (SF6), halohidracarbuos, perfluorocarbonos y fluorocarbonos clorados o halocarbonos, conocidos comúnmente como tipo freón; estos últimos, antes de que se tuviera conciencia de su impacto adverso ambiental, fueron ampliamente utilizados en proyectos como: monitoreo de la dispersión del aire, movimiento subterráneo del agua, así como en procesos de medición y prueba de trazado entre pozos en operaciones de recuperación mejorada de hidrocarburos. Dichos trazadores presentan detectabilidad a muy bajas concentraciones (20 partes por trillón para el SF6). El uso del freón se vio restringido debido a que destruye la capa de ozono; sin embargo, en operaciones de recuperación mejorada, éste puede ser utilizado, ya que en este proceso, dicho gas no se libera a la atmósfera.

Estos trazadores tienen las *ventajas* siguientes:

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

Y presentan las *desventajas* siguientes:

- La desventaja más importante en el uso de trazadores químicos es la pérdida que éstos sufren por efecto de la adsorción, problema que también con frecuencia ocurre en el caso de los trazadores radiactivos.
- Necesidad de instrumental de complejidad elevada y alto precio.
- Imposible de medir *in-situ*.
- Todos los trazadores gaseosos, a diferencia de los trazadores líquidos, tienden a particionarse en los líquidos del yacimiento, presentando algunas limitaciones sobre su aplicación para determinar la trayectoria de flujo de fluidos inyectados en la formación.
- Presenta el gran inconveniente de que el muestreo necesario para el análisis debe ser un muestreo representativo, lo cual es muy difícil de

lograr. Si la recolección de las muestras es poca en los pozos de monitoreo, se corre el riesgo de obtener muestras en donde no se registren concentraciones del trazador. Sin embargo existe el factor económico como una limitante para destinar cualquier número de pozos como de monitoreo, y también interviene la frecuencia de muestreo que cada uno proporciona con respecto a los costos de dicha operación.

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

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

2. ANTECEDENTES

Las aplicaciones de las pruebas de trazadores entre pozos recientemente se han incrementado en la industria petrolera. Las pruebas de trazadores entre pozos, han sido utilizadas para investigar sobre el comportamiento de flujo y las propiedades que controlan los procesos de desplazamiento del gas y del aceite del yacimiento. Se usan para reducir la incertidumbre atribuidas a las comunicaciones entre pozos, al flujo horizontal y vertical; y a la determinación de la saturación residual de aceite (S_{or}).

Las pruebas de trazadores fueron desarrolladas para identificar el movimiento del agua subterránea a inicios de 1900, fueron de poco interés por la industria petrolera hasta mediados de la década de los 50. En esta década los ingenieros petroleros empezaron a conducir pruebas de trazadores para la determinación del flujo del agua inyectada a los yacimientos con propósitos de recuperación de hidrocarburos. Se pueden inyectar sustancias (trazadores) que marquen los fluidos de inyección, con el fin de determinar las rutas de flujo de estos fluidos de inyección.

El flujo en el yacimiento es anisotrópico, y los yacimientos muchas veces son estratificados con heterogeneidades significativas, como consecuencia el movimiento de los fluidos de inyección es difícil de predecir, especialmente en yacimientos con múltiples pozos inyectoros y productores. Sin embargo, las rutas de flujo pueden ser identificadas marcando los fluidos de inyección en cada pozo inyector, con diferente trazador y monitoreando la presencia de estos trazadores en cada pozo productor. Por lo anterior, múltiples trazadores son frecuentemente utilizados en este tipo de pruebas entre pozos en la industria petrolera.

Las pruebas de trazadores entre pozos proporcionan información sobre los patrones de flujo de los fluidos de inyección. Esta información es relevante, definitiva y no ambigua, lo cual ayuda a reducir la incertidumbre acerca de las rutas de flujo, discontinuidades y direcciones de fallas en el medio poroso. Por lo tanto, los especialistas en yacimientos pueden obtener información sobre la continuidad del yacimiento con los datos del trazador producido en cada pozo. Las barreras al flujo pueden ser identificadas por la no recuperación o retardamiento en la irrupción en la producción de los trazadores específicos, por lo que pueden aportar información que contribuya a la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados.

2.1 Antecedentes en el nivel mundial

De lo reportado en la literatura técnica sobre las pruebas de trazadores entre pozos, aplicadas a la industria petrolera, se puede decir que la mayoría de los artículos no identifican la composición química de los trazadores empleados y los trazadores se identifican simplemente por sus nombres comerciales. También, muy pocos de estos artículos proporcionan detalles sobre la selección del trazador y diseño de la prueba. Lo anterior se puede atribuir al hecho de que frecuentemente los resultados de las pruebas de trazadores son confidenciales en la industria petrolera; y como resultado no se aprende de los errores pasados, lo que conduce al lento desarrollo de los métodos de análisis de las pruebas de trazadores entre pozos petroleros. Actualmente, se cuenta con grandes avances en los métodos de análisis numéricos empleados en estudios de hidrología (Käss, W., 1998). Sin embargo la mayoría de los estudios reportados en la industria petrolera todavía son de naturaleza cualitativa, como se presenta en la Figura 7. Las localizaciones geográficas de dichas pruebas se presentan en la Tabla 3.

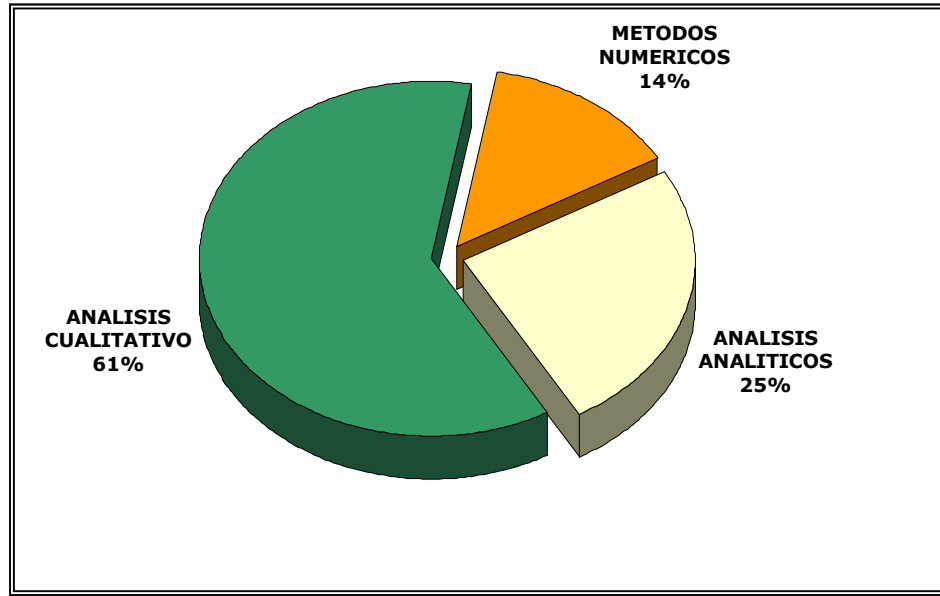


Figura 7. Métodos de análisis del total de las pruebas de trazadores entre pozos petroleros reportados en la literatura (43 pruebas). (Du Y. y Guan, 2005).

Tabla 3. Ubicación geográfica de Pruebas de Trazadores entre pozos en revistas (Du Y. y Guan, 2005).

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

De acuerdo con lo reportado en estos estudios, se puede mencionar que varios factores pueden conducir al fracaso en una prueba de trazadores, el factor más frecuente es un pobre programa de muestreo y/o pobre técnica de muestreo, otros factores son: una mala selección del trazador empleado y/o cantidad insuficiente del mismo. Como conclusiones de las experiencias reportadas se comenta lo siguiente: a) El diseño de la prueba de trazadores es crucial. Si el proyecto de trazadores no tiene un adecuado diseño, es casi imposible que la prueba sea exitosa, y b) La implementación del diseño de la prueba de trazadores es total en el éxito de la prueba.

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

2.2 Antecedentes en México

En México se han aplicado varios estudios de pruebas de trazadores entre pozos, a continuación se presenta una tabla que contiene prácticamente todas las pruebas realizadas en campos nacionales. Cabe mencionar que en México no se ha realizado ninguna prueba con el fin de obtener la saturación residual de aceite, así que todas las pruebas reportadas en la Tabla 4 se refieren a pruebas entre pozos cuyo objetivo general es detectar comunicaciones entre pozos. Esta tabla trata de representar el uso de las pruebas de trazadores entre pozos en México, en ésta se presenta año de aplicación, campo, ubicación, tipo de trazador, realizador y referencias.

Tabla 4. Pruebas de Trazadores Realizadas en México.

Inyección de Trazadores en campos mexicanos						
Año	Campo	Región	Tipo de del trazador	Realizador	Tipo de Análisis	Referencias
1973	Tamaulipas- Constituyentes	Norte	Radiactivos (Tritio, Tiocianato de amonio, Yodo)	PEMEX-IMP	Cualitativo	27,41,5
1983	Sitio Grande	Sur	Radiactivo (Tritio)	IMP	Cualitativo	6
1984	Samaria Sur	Sur	Radiactivos (Tritio, Iridio)	IMP	Cualitativo	9,19
1985	Campo Abkatún- Pol-Chuc:	Marina Suroeste	Radiactivo (Tritio)	IMP	Cualitativo	11, 20,21,18
1991	Abkatún-Pol-Chuc:	Marina Suroeste	Radiactivos (Tritio, C-14,Yodo-125,Co 57 y Co 60)	IMP	Cualitativo	11, 20,21,18
1996	Samaria Sur	Sur	Radiactivos (Tritio, Yodo-125 y Carbono- 14)	IMP	Cualitativo	35/ reporte
1997	Sitio Grande	Sur	Radiactivo (Tritio)	IMP	Cualitativo	7,12
1999	Jujo- Tecominoacán	Sur	Químicos (Perfluoromethycyclopentene (PMCP) y Perfluorodimethycybutane (PDMCB)),	ProTechnics – O Jeito	Cualitativo	33,30,31,
1999	Akal-G. Cantarell	Marina Suroeste	Radiactivos (tolueno tritiado,tritio)	ProTechnics Operación IMP	Cualitativo	35/reporte
2000	Akal-E, Cantarell	Marina Suroeste	Radiactivos fase gas (Metano tritiado,Tritio, kriptón)	ProTechnics Operación IMP	Cualitativo	35/ reporte
2002	Poza Rica	Norte	Químicos (25 tipos de la familia de ácido fluorobenzoicos (FBA))	OJeito y ProTechnics,	Cualitativo	38,43,42,1,5
2002	Campos Ku	Marina Noreste	Radiactivo fase gas (Metano tritiado)	IMP-GTT*	Cuantitativo	35,34,36,16
2002	Sitio Grande	Sur	Radiactivos (Yodo-125, Tritio , Carbono- 14)	IMP	Cualitativo	6, 11
2006	Complejo Antonio J. Bermúdez	Sur	Radiactivo fase gas (Metano tritiado)	IMP-GTT*	Cuantitativo	37,2

* Grupo de Tecnología de Trazadores

Cabe mencionar que como se observa en la Tabla 4, los realizadores de la pruebas hasta el año 2000 es personal del Instituto Mexicano del Petróleo del Área de Tecnología Nuclear, posteriormente se tiene una intervención de compañías privadas de una prueba de trazador gaseoso. Se realizaron otras dos aplicaciones con un nuevo esquema, pruebas de trazadores integrales (diseño, operación e interpretación) a cargo del grupo del IMP de Tecnología de Trazadores, GTT.

2.2.1 Análisis de pruebas realizadas en México

Con el propósito de investigar sobre los fluidos inyectados se han realizado en nuestro país las pruebas de trazadores presentadas en la Tabla 4. Lo que se presenta en esta sección es con el fin de mostrar el uso de las pruebas de trazadores en México.

Cabe mencionar que se cuenta con muy poca información al respecto, también se hace notar que la información disponible ha sido obtenida prácticamente a nivel personal, dado que no se cuenta con una base de datos que facilite el acceso a los reportes de las mismas, ni tampoco se cuenta con una lista de las pruebas realizadas. Por diversas razones no se pudo contar con todos los reportes, principalmente por el tiempo en el que fueron realizadas y porque en algunos casos es información confidencial. Lo anterior, es decir, el no contar con la información completa de las aplicaciones, refleja un problema serio, *"no se aprende de las experiencias y por lo mismo se avanza poco en desarrollos que mejoren las aplicaciones"*.

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

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

- En la información disponible analizada, no se observa que los realizadores hayan aplicado o seguido alguna metodología para el diseño de las pruebas, esto es: criterio para selección de trazadores, cálculo de la cantidad de trazador, concentración de la solución de trazador, predicción del comportamiento de flujo del trazador, programa de muestreo, niveles de detección.
- Los resultados presentados en los reportes se enfocan a presentar las curvas de concentración contra tiempo en los pozos recolectores, siendo su principal o único objetivo de estas pruebas determinar la dirección preferente de flujo. Con base en lo anterior, se considera que estas pruebas pueden ser aprovechadas para que además de los objetivos establecidos, pueda realizarse un análisis e interpretación de la prueba, para lograr hacer una caracterización de esa zona del yacimiento entre los pozos de prueba.
- No se presentan datos de pruebas de laboratorio de algunas de las características de los trazadores utilizados en las pruebas, como la adsorción

en la roca del yacimiento, el coeficiente de partición, niveles de detección, etc.

Con base en lo anterior, es posible concluir:

- Se han realizado diversos esfuerzos, sin embargo no se puede aprender de las experiencias, dado que no se reportan, y por lo mismo;
- No se cuenta con una base de datos sobre las pruebas realizadas en México.
- Las pruebas de trazadores realizadas en México, hasta el año 2002, en términos generales, no han proporcionado información adicional significativa, de tal forma que sean utilizadas en la toma de decisiones de los administradores de los yacimientos.

2.2.2 Principales contribuciones nacionales

En México se han realizado diversos esfuerzos para: a) asimilar el estado actual de esta herramienta y b) investigar y desarrollar elementos técnicos que sustenten un mejor uso de las pruebas de trazadores. Se debe mencionar, que si bien, los esfuerzos dedicados a la investigación y desarrollo sobre el tema no han sido suficientes, si han sido significativos, sobre todo en la última década. En particular dichos esfuerzos fueron realizados por la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, el Instituto Mexicano del Petróleo, IMP y Petróleos Mexicanos.

A continuación se presentan las principales contribuciones, Tesis, Artículos y Derechos de autor desarrollados por autores mexicanos.

A. Tesis elaboradas

Con base en una búsqueda bibliográfica se encontró que todas las tesis realizadas en torno al tema de pruebas de trazadores han sido desarrolladas por estudiantes de la Universidad Nacional Autónoma de México, siendo la mayoría de ellas de la Facultad de Ingeniería, desde el año 1969 a la fecha las cuales se enlistan en la Tabla 5. Estas tesis desarrollan diferentes aspectos de las pruebas de trazadores, modelado, operación y laboratorio, además de considerar trazadores radiactivos como químicos. En esta tabla se presentan las tesis relacionadas con las pruebas de trazadores, desarrolladas por autores mexicanos en los tres niveles; licenciatura, maestría y doctorado.

Tabla 5. Tesis desarrolladas en México relacionados con las pruebas de trazadores.

Autor	Título	Año	Nivel	Director de Tesis
López López, J. P.	Simulación del flujo de un trazador en yacimientos petroleros basada en líneas de corriente.	2007	Licenciatura (Ing. Química)	Coronado Gallardo, M.
González Ortiz, K. V.	Nueva metodología de diseño de pruebas de trazadores en yacimientos petroleros: aplicación de campo.	2005	Licenciatura (Ing. Petrolera)	Ramírez Sabag, J.
Álvarez Calderón de la Barca, G.	Rediseño de una herramienta para optimizar el desplazamiento de fluidos en medios porosos utilizando la técnica de dinámica de fluidos computacionales.	2004	Maestría en Ingeniería	López Parra, M., López Ramírez, S.
Pérez Reyes, V.	Análisis de resultados de pruebas de inyección con trazadores químicos al campo Jujo-Tecominoacan.	2004	Licenciatura (Ing. Petrolera)	Samaniego Verduzco, F.
Velásquez Manjarrez, O.	Aspectos prácticos de pruebas de trazadores radioactivos. Aplicación campo giraldas.	2002	Licenciatura (Ing. Petrolera)	Ramírez Sabag, J.
Amado Hidalgo, L. R.	Efecto de la partición de trazadores gaseosos en los líquidos del yacimiento y su uso para determinar la saturación residual de aceite in-situ.	2001	Maestría (Ing. Petrolera)	Rivera Rodríguez, J.
Pulido Bello, H. C.	Modelo de doble porosidad con flujo interporoso transitorio, para la interpretación de la respuesta de trazadores en yacimientos naturalmente fracturados.	2001	Maestría (Ing. Petrolera)	Rivera Rodríguez, J.- Samaniego Verduzco, F.
Solares Andrade, J.	Metodología empleada en la interpretación de pruebas de trazadores.	2001	Licenciatura (Ing. Petrolera)	Ramírez Sabag, J.
Carvajal Solano, A.,- Morales Luna N. B.	Uso de trazadores radioactivos en la caracterización de yacimientos petroleros.	1994	Licenciatura (Ing. Petrolera)	León Ventura, R.
Ramírez Sabag, J.	Flujo de trazadores en yacimientos naturalmente fracturados.	1992	Doctorado Ing. Petrolera	Samaniego Verduzco, F., Rivera Rodríguez, J
Rodríguez Gómez, G.	Aplicación de las técnicas de procesamiento digital de imágenes a la caracterización de yacimientos homogéneos y naturalmente fracturados por medio del uso de trazadores.	1992	Maestría (Ing. Petrolera)	Martínez Ángeles, R.
Jiménez Pérez, M.	Determinación del transporte litoral por medio de trazadores fluorescentes en la parte extrema de la barra del estero de Punta Banda, B.C.	1988	Licenciatura (Lic. en Oceanología)	Chee Barragán, A.
Ramírez Sabag, J.	Modelo para predecir el flujo de trazadores en yacimientos geotérmicos naturalmente fracturados.	1988	Maestría (Ing. Petrolera)	Rivera Rodríguez, J.
Pérez Cárdenas, F. C.	Dispersión de trazadores en medios porosos fracturados.	1986	Licenciatura Física	Swaan Oliva, A.

Rayo Romero, C.	Trazadores radiactivos e inertes usados en ingeniería.	1975	Licenciatura (Ing. Químico)	Moreno Gómez, A.
García Krasovsky, R.	Determinación de acarreo litoral por medio de trazadores fluorescentes en la Laguna de Agua Brava, Nay.	1973	Licenciatura (Lic. en Oceanología)	Obregón Sainz, C.
Ramírez Grycuk, E.	Algunas aplicaciones de los radioisótopos como trazadores.	1973	Licenciatura Físico	García Moreno, C.
Rodríguez Elizarrarás, G.	Uso de los registros de temperatura, medidores de flujo-molinete-hidráulico y trazadores radioactivos en los proyectos de inyección de agua.	1969	Licenciatura (Ing. Petrolera)	
Dena Bravo, F.	Un método de trazadores radiactivos para determinar la velocidad de un flujo de agua.	---	Licenciatura Físico	Mondragón B., A.

**Cabe hacer notar que todas las tesis encontradas corresponden a la Universidad Nacional Autónoma de México.*

B. Artículos elaborados

De acuerdo con la búsqueda bibliográfica realizada, se encontraron una serie de artículos sobre pruebas de trazadores realizadas por autores mexicanos, se hace notar que no necesariamente dicha búsqueda alcanzó a todos los artículos. La lista de dichos artículos por autores, revista y año se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6. Artículos elaborados por autores mexicanos sobre pruebas de trazadores.

Autores	Nombre del artículo	Revista-Congreso	Año
J. R. Rivera, J. S. Ramírez, y F. G. Rodríguez. UNAM	Parallel Fractures Model for Tracer Flow Through Geothermal Reservoirs	Proceedings, Twelfth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University	1987
J. Ramírez S., J. Rivera R., F. Samaniego V., F. Rodríguez. UNAM	A Semianalytical Solution for Tracer Flow in Naturally Fractured Reservoirs	Proceedings, fifteenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University	1990
J. Ramírez, F. Samaniego V., J. Rivera R., and F. Rodríguez UNAM-PEMEX	An Investigation of Radial Tracer Flow in Naturally Fractured Reservoirs	Proceedings, sixteenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford	1991
J. Ramírez-Sabag, and F. Samaniego V. UNAM	A Cubic Matrix-Fracture Geometry Model for Radial Tracer Flow in Naturally Fractured Reservoirs	Proceedings, seventeenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California	1992
J. Ramírez S., J. Rivera R. F. Samaniego V., y F. Rodríguez de la G. UNAM-PEMEX	Modelos Matemáticos para Predecir el Flujo de Trazadores a Tráves de Yacimientos Geotérmicos Naturalmente Fracturados	Encuentro Hispano Mexicano sobre Geología y Minería, México	1992
J. Ramírez S., Fernando Samaniego V., F. Rodríguez, J. Rivera R. UNAM-PEMEX	Tracer Flow in Fractured Reservoirs	SPE 25900	1993
J. Ramírez S., F. Samaniego-V., F. Rodríguez, J. Rivera-R. UNAM-PEMEX	Tracer Test Interpretation in Naturally Fractured Reservoirs	SPE 28691	1994
J. Ramírez S., F. Samaniego V., F. Rodríguez, y J. Rivera R. UNAM-PEMEX	An Inverse Problem Solution to the Flow of Tracers in Naturally Fractured Reservoirs	Proceedings, nineteenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford	1994
J. Ramírez-S., F. Samaniego-V. y cols. UNAM-SPE-PEMEX	Tracer-Test Interpretation in Naturally Fractured Reservoirs	SPE 28691-PA	1995

PRUEBAS DE TRAZADORES EN LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

Jetzabeth Ramírez Sabag

ANTECEDENTES

J. Ramírez, J. Rivera, F. Rodríguez. UNAM-PEMEX	Tracer flow model for naturally fractured geothermal reservoirs	Proceedings, thirteenth workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University	1998
Pulido B. H., Samaniego, V. F., Rivera. R. J., Camacho V. R	Modelo de doble porosidad e interpretación de la respuesta de trazadores radiactivos en Yacimientos Naturalmente Fracturados	Ingeniería Petrolera	2000
M. Coronado, J. Ramírez, O. Valdiviezo-Mijangos IMP	On the Analytical Model Used to Describe Tracer Flow in Oil Fields	Taller de América del Norte sobre aplicaciones de la Física de medios porosos	2003
M. Coronado, J Ramírez, F. Samaniego, IMP-UNAM	New Considerations on Analytical Solutions Employed in Tracer Flow Modeling	Transport in Porous Media	2004
M. Coronado, J. Ramírez, O. Valdiviezo, Fernando Samaniego. IMP-UNAM	Prueba de Trazadores Entre Pozos: Condiciones de Frontera en Modelos Analíticos y Comparación con Datos de Campo	Congreso Nacional de la AIPM	2004
C. Reyes-López and M.A. Marx-Rojano, y cols. PEMEX-SPE- ProTechnics-O'Jeito	An Interwell Waterflood Study - Flow Pattern and Reservoir Heterogeneity Evaluation of a Northern Field Formation in Mexico, Part I: Upper Section of the Field	SPE Europec/EAGE Annual Conference, 13-16 June 2005, Madrid, Spain.	2005
A.L. Hurtado, y cols. PEMEX-SPE- ProTechnics-O'Jeito	Production Enhancement for a Northern Mexico Field Well Resulting from Flowback Evaluations Using Chemical Frac Tracers: A Case History	SPE 95064-MS	2005.
M. Mercado y B. Martínez, y cols. PEMEX- ProTechnics- O'Jeito	Gas Flood-Flow Pattern Evaluation: Mesozoic Chiapas-Tabasco Basin Field Revisited	SPE 93241-MS	2005.
V. F. Samaniego, ; B.H. Pulido, Pemex; y cols. UNAM-PEMEX	A Tracer Injection-Test Approach to Reservoir Characterization: Theory and Practice	IPTC 11038-MS (International Petroleum Technology Conference)	2005
M. Coronado, J Ramírez, IMP	A New Analytical Formulation for Interwell Finite-Step Tracer Injection Tests in Reservoirs	Transport in Porous Media	2005
Pulido, B. H. Samaniego, V. F., Rivera, R. J., Camacho, R., y Ramírez, S. J PEMEX-UNAM	Double Porosity Model with Transient Interporosity Flow for the Response of Tracers in Naturally Fractured Reservoirs, Considering constant Mass Flux Injection	Proceedings of the Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering", Stanford U	2005
Edgar Meza y Francisco García, Nancy Muñoz, cols. PEMEX- COMESA	Optimization of Tracer Test Design- Practical Applications	International Oil Conference and Exhibition in Mexico, México	2007
M. Coronado, J. Ramírez y O. Valdiviezo-Mijangos IMP	On the boundary conditions in tracer transport models for fractured porous undergrounds formations	Mexicana de Física	2007
J. Ramírez-Sabag, O. Valdiviezo-Mijangos, M. Coronado IMP	Inter-well tracer test in oil reservoir using different optimization methods: A field case	Geofísica Internacional	2007
M Coronado, J. Ramírez-Sabag IMP	'Analytical model for tracer transport in reservoirs having a conductive geological fault'	Journal of Petroleum Science and Engineering	2008
M. Coronado, J. Ramírez, O. Valdiviezo y Carlos Somaruga IMP-U Copenague Argentina	A New Scheme to Describe Multi-Well Compressible Gas Flow in Reservoirs	Transport in Porous Media.	2008

C. Derechos de autor

Otra contribución importante es el desarrollo de metodologías cuyo objetivo en lo general es facilitar la aplicación de los diversos componentes necesarios para la aplicación de una pruebas de trazadores exitosa, dichas metodologías han sido registradas ante el Instituto Nacional de Derechos de Autor, en forma de manuales, los cuales se presentan como procedimientos, paso por paso, de forma tal que, el usuario lo pueda aplicar con facilidad. También en estos documentos se presentan los apoyos necesarios para el empleo de las técnicas presentadas, como modelos

matemáticos, métodos de optimización, software, ejemplos de aplicación, etc. dependiendo del caso en cuestión.

Se hace notar, que dichos procedimientos constituyen en si mismos una gran ayuda para que el personal que requiera diseñar e interpretar una prueba de trazadores, lo haga de forma sistemática. Además, estos manuales consideran el hecho de que algún usuario no esté familiarizado con el tema, por lo que dicho usuario podría, con relativa facilidad, aplicar las metodologías presentadas.

A continuación se presenta una tabla con los registros de Derechos de Autor, en esta se anota el nombre del método, autores, no. de Registro ante el INDA y el año. Todos estos registros han sido desarrollados por personal del Grupo de Tecnología de Trazadores, GTT del Instituto Mexicano del Petróleo.

Tabla 7. Registros de Derechos de Autor relacionadas con el tema.

Derechos de Autor sobre Pruebas de Trazadores.			
Nombre del Método	Autores	No. de registro INDA	Año
Manual para la estimación de parámetros en el dominio de laplace usando pruebas de trazadores	Valdiviezo Mijangos Oscar, Jetzabeth Ramírez Sabag, Coronado Gallardo Manuel	En trámite	2008
Manual para el análisis de pruebas de trazadores entre pozos petroleros	Jetzabeth Ramírez sabag	03-2008-013113215900-01.	2008
Manual Técnico y Guía de Usuario del Programa de Cómputo patrón de flujo	Coronado Gallardo Manuel, López López Joaquín, Ramírez Sabag Jetzabeth y Valdiviezo Mijangos Oscar. IMP-UNAM	03-2007-020812383400-01	2007
Programa de Cómputo patrón de flujo	Coronado Gallardo Manuel, López López Joaquín, Ramírez Sabag Jetzabeth y Valdiviezo Mijangos Oscar IMP-UNAM	03-2007-020812365800-01	2007
Manual Técnico de Modelos Matemáticos para la interpretación de pruebas de trazadores entre pozos	Manuel Coronado y Jetzabeth Ramírez-Sabag IMP	03-2006-020911395000-01.	2006
Manual de Diseño del Programa de Muestreo de Pruebas de Trazadores entre Pozos Petroleros	Jetzabeth Ramírez Sabag y Oscar Valdiviezo Mijangos IMP	03-2007-072712024000-1	2007
Intertraza, Sistema de Interpretación Matemática de prueba de trazadores entre pozos petroleros	Jetzabeth Ramírez-Sabag y David Uzziel López Illescas IMP	03-2004-022612041500-01	2004
Manual de Interpretación de pruebas de trazadores entre pozos en yacimientos petroleros	Jetzabeth Ramírez-Sabag y Manuel Coronado IMP	03-2004-022612054200-01	2004
Manual para resolver el Problema Inverso en pruebas de trazadores en el Dominio de Laplace	Jetzabeth Ramírez-Sabag y Daniel Morales Matamoros. IMP	03-2004-022611541100-01	2004
Procedimiento para estimar parámetros iniciales más cercanos al mínimo global utilizando varios Métodos de Optimización	Jetzabeth Ramírez-Sabag y Oscar Cerapio Valdiviezo Mijangos IMP	03-2003-121712104800-01	2003
Manual para el Diseño de pruebas de trazadores entre pozos en yacimientos petroleros	Jetzabeth Ramírez-Sabag y Manuel Coronado Gallardo	03-2003-051913214800-01	2003

3. PROBLEMÁTICA

Con base en lo presentado anteriormente, se cuenta con un buen número de aplicaciones de pruebas de trazadores entre pozos y sin embargo no se tiene reportado, en lo general, que hayan sido exitosas, es decir, que sus resultados contribuyan al conocimiento del yacimiento y de la dinámica de los fluidos inyectados. Lo anterior refleja una problemática asociada a este tipo de pruebas, dado que a pesar de las realizaciones de este tipo de estudios no se ha logrado el beneficio esperado. De acuerdo con lo presentado en la sección 2.1 Antecedentes en el nivel mundial, en lo general la mayoría de los análisis de este tipo de estudios han sido cualitativos y un porcentaje menor de análisis cuantitativo. Además de hacer notar que son muy pocas pruebas las reportadas (43 pruebas) en el intervalo de cincuenta años aproximadamente.

Las interrogantes serán, ¿porqué no se han conseguido mejores resultados de estos estudios?, ¿a qué se debe que por un lado, se requiera la aplicación de pruebas de trazadores, y por el otro no, se obtenga la información mínima que se supone deben de proporcionar?

Quizá algunas de las respuestas a las interrogantes anteriores las constituyan uno o varios de los siguientes factores:

- La comunicación entre quienes diseñan, quienes desarrollan la prueba en los campos petroleros y el personal que se dedica al modelado e interpretación; desafortunadamente es muy escasa o nula, lo que con frecuencia resulta un pobre diseño de la prueba, en modeladores quienes no consideran el significado de los datos de campo en sus modelos. Y en los profesionales prácticos (administradores de los campos petroleros), quienes se limitan a los aspectos cualitativos de la prueba.
- La literatura disponible está ampliamente dispersa y las aplicaciones realizadas por las compañías de servicio están escasamente documentadas en la literatura abierta (quizás por la naturaleza ampliamente competitiva de la industria). Lo que conlleva a que mucho del conocimiento pase de boca en boca entre los proveedores de servicios.
- La tecnología del análisis de los trazadores no está lo suficientemente desarrollada para determinar cuantitativamente información relevante del yacimiento, que sin lugar a dudas incidiría en incrementar la probabilidad de éxito de los proyectos de inyección de fluidos con fines de recuperación.

3.1 Problemática en la inyección de agua

El uso de los trazadores en la inyección de agua está basado en la suposición de que el movimiento del trazador refleja el movimiento del agua inyectada. Conforme lo anterior, la premisa es que el trazador estará adherido al agua inyectada a través de su viaje por la formación, sin pérdidas o retraso significativo. Esto depende de las reacciones químicas que se den en el yacimiento de acuerdo con la composición química del trazador y con las propiedades de la formación. Los isótopos radioactivos son usados para marcar los trazadores químicos para proveer una herramienta analítica de alta selectividad y sensibilidad. Las propiedades de los trazadores, sin embargo son definidas en los reportes sólo por su composición química.

La inyección de agua es usada mayoritariamente como proceso de recuperación secundaria para la recuperación de aceite. En casos donde el agua ingresa al campo

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

Los trazadores son agregados a las aguas de inyección por muchas razones y en una variedad de circunstancias. Ellos pueden ser una herramienta muy útil para describir el yacimiento, investigando anomalías no esperadas en el flujo, o verificando barreras geológicas o canales de flujo. Los trazadores pueden ser usados en una prueba piloto de campo antes de la expansión de la inyección.

El flujo en la mayoría de los yacimientos es anisotrópico. Las estructuras del yacimiento son usualmente estratificadas y frecuentemente contienen heterogeneidades significativas que conducen a variaciones desproporcionadas de flujo. Lo anterior es todavía más relevante cuando se trata de yacimientos naturalmente fracturados.

De una forma muy sencilla se puede decir que un yacimiento petrolero es un sistema constituido por dos medios: la roca porosa que almacena y los fluidos contenidos en ella, sistema roca-fluidos, así que es igualmente importante conocer las propiedades tanto de la roca como la de los fluidos. Con base en los tipos de yacimiento, algunos pueden considerarse sistemas continuos, es decir sus propiedades petrofísicas tienen variaciones suaves, sin embargo, existen otros yacimientos donde la roca está fracturada, formando sistemas discontinuos, formando bloques distribuidos aleatoriamente, los cuales son conocidos como yacimientos naturalmente fracturados, y dado que son altamente heterogéneos son muy difíciles de caracterizar, modelar y simular.

Cabe mencionar que la mayor parte de la producción de hidrocarburos es asociada a este tipo de yacimientos, en el sureste de México, en el área de Chiapas-Tabasco y la Sonda de Campeche, existen yacimientos naturalmente fracturados. Son éstos los más importantes de México. De ahí proviene la mayor parte de la producción petrolera del país.

Una característica de los yacimientos naturalmente fracturados es que pueden ser idealizados con el concepto de "doble porosidad". Por un lado, tienen una porosidad primaria, que es la asociada a los bloques de la roca y, por el otro lado, tienen una porosidad secundaria, que es la asociada a las fracturas y/o vóculos. Los estudios que se han hecho sobre el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados indican que el desplazamiento de los fluidos se lleva a cabo esencialmente a través de las fracturas, en tanto que los bloques de la roca actúan como elementos de almacenamiento.

Como un resultado, de lo anteriormente expuesto, la manera en la cual el agua se mueve en el yacimiento puede ser difícil de predecir. Las pruebas de trazadores son usadas en pruebas piloto de procesos de recuperación mejorada para monitorear el patrón de flujo del agua inyectada durante la prueba.

El uso de trazadores es básico para identificar la fuente de agua, de acuerdo con lo descrito anteriormente. La respuesta del trazador es una función de la posición y el tiempo provee una descripción cualitativa del movimiento del fluido que puede jugar un papel muy importante en el manejo del agua; sin embargo es también posible obtener mediciones cuantitativas del movimiento del agua en el yacimiento desde los datos de trazadores, siempre y cuando sean datos tales que reflejen el comportamiento del flujo del trazador a través del yacimiento.

Un trazador ideal debe cumplir con dos requisitos: debe seguir la ruta y la velocidad del agua en la cual es inyectada y debe ser fácil de identificar y medirse cuantitativamente. Diferencias en la prueba y en las condiciones de operación pueden conducir a grandes diferencias en la aparente respuesta del trazador. Estas diferencias han conducido a conclusiones contradictorias en el uso de este tipo de pruebas.

3.2 Problemática en la inyección de gases

La inyección de gas es usada en una variedad de procesos de recuperación secundaria y mejorada. En cada uno de estos, el gas de inyección puede tener una función completamente diferente y por lo mismo, un comportamiento diferente en el yacimiento. La función del trazador utilizado debe ser relacionada con la prueba que se lleve a cabo y el comportamiento del gas inyectado. Dichas pruebas frecuentemente involucran cambios de fase y el rol del trazador en la prueba debe ser comprendido para predecir la respuesta del trazador. El uso de trazadores gaseosos para seguir inyección de vapor esta basado en la premisa de que el trazador seleccionado seguirá solo la fase vapor. En todos los casos el trazador debe identificar la fuente del gas inyectado y debe ser capaz de monitorear su desplazamiento en el campo. De estos datos se pueden obtener las direcciones preferenciales de flujo, evaluar la presencia o ausencia de barreras de flujo o canales conductivos, y notar los tiempos de respuesta no esperados. Los no ideales trazadores de agua y trazadores gaseosos usualmente involucran reacciones con otras substancias en el yacimiento o materiales. Todos los trazadores gaseosos se particionan en ambas fases agua y aceite de acuerdo con su coeficiente de distribución; por lo tanto un trazador gaseoso usualmente se mueve diferente a la velocidad del gas que lo esta conduciendo. Como resultado, el concepto de un trazador ideal debe ser modificado de acuerdo con lo que convenga en la prueba de trazado. En particular, la identificación de un pulso de trazador de un elemento del gas inyectado puede ser perdida.

Los gases y el trazador gaseoso difieren en muchos aspectos del agua y el trazador en agua. Las diferencias involucran más que las obvias distinciones de las propiedades físicas y requieren algo de aproximación diferente. Cuando se traza la inyección de agua se tiene la opción de contar con trazadores que no interactúan con otras substancias del yacimiento. Sólo son restringidos por las rutas de flujo del agua, son invisibles con el aceite, no interactúan con los materiales de la formación y son representativos de un elemento de agua. Cuando se traza el gas de inyección esto no se cumple. Todos los trazadores disponibles en la fase gaseosa son particionables en el agua y en el aceite. Como resultado, cuando el gas es inyectado al yacimiento, los trazadores usados definen su trayectoria por separación cromatográfica. El yacimiento actúa como un cromatógrafo en el campo, así como un cromatógrafo analítico hace en el laboratorio. La inyección de gas sirve como medio del transporte del trazador gaseoso, y el tiempo de residencia del trazador en el yacimiento dependerá sólo de las propiedades del trazador, no de su medio de transporte (el gas de inyección). Este aspecto de los trazadores gaseosos se tiene que tomar en cuenta en el diseño de la prueba de trazador. La velocidad superficial del medio de transporte (gas inyectado) y la velocidad del trazador gaseoso no son usualmente las mismas.

La principal aplicación de los trazadores gaseosos es seguir la trayectoria del flujo del gas inyectado en el yacimiento para identificar la irrupción del gas por pozo y por falla geológica. Los problemas en el pozo son fácilmente identificados de los problemas geológicos. La presencia de fracturas, zonas ladronas, fallas conductivas o sellantes, u otras anomalías geológicas son usualmente identificadas por la respuesta del trazador. En este caso si la partición del trazador causa un retraso en

la respuesta del trazador relativa a la del gas, puede ser no importante dentro de los límites razonables. Hay sin embargo respuestas del trazador gaseoso que pueden indicar otros problemas. Una irrupción temprana del trazador en un desplazamiento visible puede ser un indicador de falla en el desplazamiento, los cuales pueden ocurrir por una variedad de mecanismos tales como por ejemplo, digitación viscosa, rompimiento de la miscibilidad. Pocos gases han sido reportados en la literatura para ser usados en la inyección de gas, mayormente el gas tritio, hidrocarburos tritiados, Kriptón-85 y Hexafluoruro de Azufre (SF6). Los factores más importantes en la elección del trazador son que no haya interferencias naturales y que el trazador se comporte de acuerdo con la prueba, en este caso el movimiento del gas.

3.3 Análisis cualitativo

De acuerdo con lo reportado en la literatura, se presentan varios factores que conducen al fracaso parcial o total de una prueba de trazadores. El resultado puede ser escasa o nula respuesta del trazador en los pozos monitoreados. El peor de los casos que puede presentarse es que no se detecte la presencia de trazador en los pozos monitoreados. Lo anterior debido a una o varias de las siguientes causas:

- Trazador inadecuado.
- Cantidad insuficiente de trazador inyectado.
- Desplazamiento del trazador a través de fallas, fracturas, microfisuras o formaciones de alta permeabilidad, que no fueron consideradas.
- El trazador inyectado y su medio de transporte (agua o gas) en zonas no productoras, por malas condiciones del pozo inyector (fugas, daño en la terminación).
- Programa de muestro inadecuado, es decir, mala selección de los pozos de observación y/o escaso número de muestras.
- Objetivos de la prueba no bien definidos.
- Otras.

Lo anterior, prácticamente se reduce a un diseño inadecuado, poco fundamentado.

3.4 Análisis cuantitativo, problemática en yacimientos naturalmente fracturados

Existen varios factores impiden que se obtengan valores de los principales parámetros que controlan los procesos de desplazamiento del trazador en el yacimiento. Uno de ellos, como ya se mencionó, es un diseño inadecuado, que no se simule previamente el comportamiento del trazador, a través de modelaciones analíticas y numéricas. Debido a que a) no se conozca una metodología de diseño que contemple estos elementos y b) porque la modelación de trazadores no es lo suficientemente desarrollada, por ejemplo, se cuenta con algunos modelos analíticos, para el caso de yacimientos homogéneos, en tanto que, prácticamente no se cuenta con lo propio para el caso de yacimientos naturalmente fracturados. Además, existe muy poco desarrollo en cuanto a al modelado del flujo de trazadores en fase gas. Aunado a lo anterior, vale la pena resaltar que también existe poco desarrollo en cuanto a la solución del problema inverso.

Se tiene un comportamiento muy diferente en el flujo de fluidos a través de medios porosos fracturados, estas formaciones tienen características muy especiales, que deben ser tomadas en cuenta tanto en el diseño como en la interpretación de la prueba. Estos yacimientos se caracterizan porque el flujo es anisotrópico y, normalmente son estratificados, con significativas heterogeneidades, lo que hace difícil predecir el movimiento del trazador,

especialmente en yacimientos en los que se tienen un gran número de pozos inyectoros y productores.

El análisis cuantitativo de una prueba de trazadores, depende de la habilidad para describir apropiadamente todos los procesos que influyen en el flujo del trazador a través del yacimiento. Esto es, depende del modelado de todos los procesos que pueden ocurrir cuando el trazador se desplaza a través del medio poroso fracturado, tanto procesos macroscópicos (convección y dispersión), como microscópicos (como difusión, reacción química, intercambio iónico, adsorción, partición y decaimiento radiactivo). Así pues, para realizar una prueba de trazadores entre pozos, es necesario contar con modelos matemáticos representativos del flujo del trazador a través de las diferentes formaciones en las que se apliquen dichas pruebas.

Una parte importante de la teoría disponible sobre trazadores fue desarrollada considerando yacimientos homogéneos, en tanto que, existen muy pocos modelos matemáticos aplicables a los medios fracturados. Por consiguiente, es muy difícil realizar un análisis cuantitativo de una prueba de trazadores en yacimientos naturalmente fracturados, es decir, lograr a la determinación de los parámetros del sistema roca-fluidos que controlan el proceso de desplazamiento.

Dado lo anterior, resulta muy complicado alcanzar los resultados esperados de este tipo de pruebas, incluyendo la determinación cuantitativa de parámetros importantes de flujo, puesto que la mayoría de los yacimientos en el mundo se encuentran en formaciones de este tipo (YNF), y en particular, la mayor producción de aceite en campos mexicanos, se encuentra asociada a este tipo de yacimientos.

Cabe decir que de acuerdo con lo reportado en la literatura, *Du y Guan, 2005*, un porcentaje muy pequeño de las pruebas de trazadores entre pozos reportadas (14%, correspondiente a 8 estudios), se analizaron a través de la simulación numérica, de ocho estudios, siete corresponden a simulación de flujo de trazador en la fase agua, de los cuales 6 se realizaron con modelos numéricos basados en diferencias finitas y uno con un simulador basado en el formulismo de líneas de corriente. En tanto que, sólo se encontró un estudio que simula el flujo de trazador fase gas.

En resumen, se podría clasificar la problemática que actualmente obstaculiza el análisis cuantitativo de pruebas de trazadores, de acuerdo con los siguientes grandes grupos, por tipo de formación y por fase de trazador:

- ⇒ **Modelado del flujo de trazadores en yacimientos naturalmente fracturados.**
 - Trazadores fase agua.
 - Trazadores fase gas.

- ⇒ **Modelado de trazadores en yacimientos homogéneos.**
 - Trazadores fase gas.

Como conclusión de esta sección, es evidente la necesidad de dedicar más esfuerzos al estudio del flujo de trazadores en medios fracturados, para desarrollar modelos aplicables a estos medios, con ello alcanzar un avance significativo en la modelación matemática (tanto analítica como numérica) y así obtener mayor beneficio de estas pruebas de campo.

De lo anterior se puede concluir que la teoría y tecnología de las pruebas de trazadores no está lo suficientemente desarrollada, sin embargo en los años recientes se ha incrementado el número de investigadores en esta área. Sin embargo, aún así, los grupos dedicados al análisis de pruebas de trazadores en el mundo son muy escasos, a continuación se mencionan los de mayor relevancia internacional, además se resumen sus principales líneas de trabajo y algunas de sus características.

Tabla 8. Grupos internacionales dedicados a estudio de Trazadores

Principales Desarrollos y Aplicaciones					
Grupos	Desarrollos simulación numérica	Desarrollos modelación matemática	Nuevos trazadores y técnicas de detección	Nuevos esquemas de diseño e interpretación	Aplicación en campo
Instituto de Energía Noruega IFE	Simulador de trazadores acoplado a CMG-STARs, Traz. gaseosos		Trazadores químicos	Aceite residual	Servicio completo
Univ. Texas, Texas A&M, Stanford	Transporte reactivo (UTCHEM)	Líneas de corriente, problema inverso, trazadores particionables		Mapeo 3D de aceite residual y permeabilidad	Análisis numérico Interpretación
Argentina, Brasil, China, Francia, Venezuela	Códigos simples (A,B)	Líneas de corriente (A,B,CH), Redes de fracturas (F)		Diseño integrado (CH)	Servicio completo (A,B,CH,V)
Compañías privadas (Tracerco, Protechnics)	Visualización	Trazadores particionables (Esso)	Trazadores químicos, muestreo automático		Servicio completo (análisis e interpretación a nivel cualitativo)
IMP-GTT	Códigos 2D Diferencias finitas y líneas de corriente	Flujo trazador en sistemas fracturados y con fallas, problema inverso	Sistema de detección en línea de trazadores emisión gamma	Nuevas metodologías, Diseño, Problema, Inverso, Interpretación y mapeo 2D de resultados	Servicio completo (análisis analítico y numérico) (laboratorio) + Soporte técnico

3.5 Problemática en México

Dada la experiencia que se tiene en México, respecto a los resultados obtenidos de las diversas aplicaciones de pruebas de trazadores entre pozos, se puede comentar que en la mayoría de los casos dichas pruebas indican lo siguiente principalmente:

- No han proporcionado la información esperada.
- En algunos casos se ha generado mayor incertidumbre, en lugar de reducirla.
 - No se han obtenido interpretaciones cuantitativas.

De aquí se puede mencionar, en términos generales, que este tipo de estudios ha sido subutilizada; y hoy día, todavía algunos profesionales consideran que son poco útiles y muy costosas.

Cabe mencionar que PEMEX-PEP, dado su requerimiento sobre la aplicación de este tipo de pruebas de campo, ha venido realizando pruebas de trazadores a través de compañías extranjeras tales como: Protechnics División, Core Lab., Chemical

Tracers, Inc. Tracers Technologies Internacional, Inc. Sin embargo, sus resultados no han satisfecho las expectativas del cliente, entre otras cosas porque:

- Sus aplicaciones no presentan diseños fundamentados.
- Sus resultados son muy escasos en interpretación del comportamiento de los fluidos inyectados.

La problemática anterior, puede ser principalmente atribuible a los siguientes factores:

- Desconocimiento del potencial y limitaciones de las pruebas de trazadores entre pozos.
- La teoría y tecnología de las pruebas de trazadores no está lo suficientemente desarrollada.

A continuación se resume los que serían, prácticamente, los dos principales problemas y sus posibles causas:

1. No se obtienen curvas de respuesta de trazador que puedan ser interpretables, debido principalmente a una o varias de las siguientes causas;

A. Diseños poco fundamentados, en los que se consideraron inadecuadamente uno o varios de de los siguientes componentes del diseño:

- Selección del trazadores
- Selección de pozos inyectoros y recolectores de muestras.
- Volúmenes a inyectar.
- Programa de muestreo.

B. Operación inadecuada

- Problemas en la inyección, toma y análisis de muestras.
- Discrepancias entre el programa de muestreo diseñado y el muestreo real obtenido.
- Toma y análisis de las muestras

2. No se interpretan las pruebas de forma *cuantitativa*, debido principalmente a una o varias de las siguientes causas;

- A. No se obtienen suficientes datos confiables
- B. Desconocimiento de modelos representativos y herramientas para su aplicación.
- C. No es utilizada la simulación numérica para la interpretación.
- D. No se integra la información disponible del campo.

4. METODOLOGÍA PROPUESTA, respuesta a la problemática

Derivado del análisis de la problemática anteriormente presentada, surge la necesidad de estudiar a fondo cada uno de los factores que han sido visualizados como claves para el éxito de este tipo de pruebas y desarrollar metodologías, así como los elementos técnicos necesarios, para evitar en la medida de lo posible, parte de los problemas que han sido analizados y con ello obtener mejor información de las pruebas de trazadores entre pozos. A continuación se presenta la metodología propuesta "Análisis de Pruebas de Trazadores" que ha sido desarrollada, por Ramírez-Sabag J., 2008, para los propósitos mencionados arriba.

4.1 Descripción del Procedimiento

El análisis de pruebas de trazadores requiere una metodología que contemple desde el diseño mismo de la prueba, el uso de uno o varios modelos matemáticos que representen el flujo de trazadores en medio poroso, uno o varios métodos de optimización, para la determinación de los parámetros involucrados en el proceso, la simulación numérica del proceso y de la interpretación del estudio que conduzca a presentar una sola imagen del yacimiento; integrando las fuentes de información disponibles.

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

A continuación se presenta una figura que representa el esquema de la metodología propuesta, así como la interacción dinámica entre las líneas de trabajo que conforman el análisis de las pruebas de trazadores.

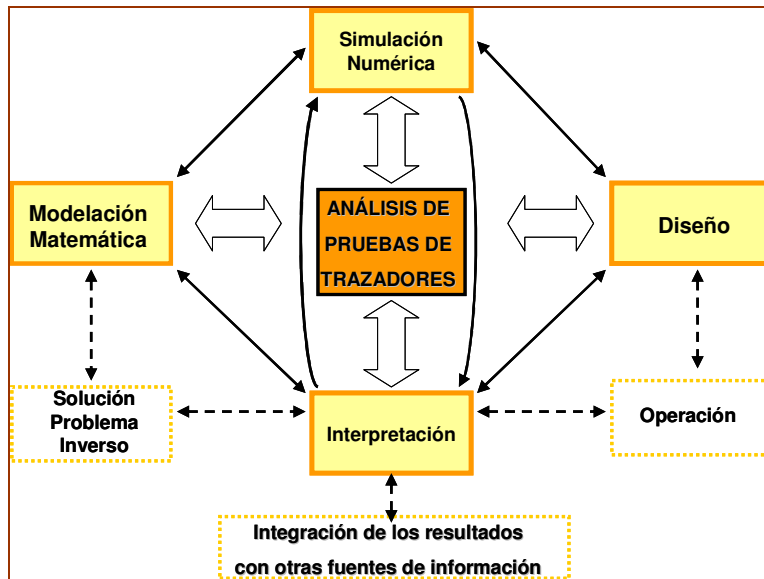


Figura 8. Representación esquemática de la metodología propuesta "Análisis de pruebas de trazadores", Ramírez- Sabag, 2008.

En este esquema subyace, como parte muy importante de la línea de trabajo de interpretación, la actividad correspondiente a la solución del problema inverso. Esta actividad merece ser una línea especial porque es muy amplia, y es de vital relevancia en la determinación de los valores óptimos de los parámetros involucrados en los modelos matemáticos y las técnicas correspondientes de optimización lineal y no lineal para la obtención de los mismos. Sin embargo, en este procedimiento forma parte de la línea de interpretación para simplificar el esquema presentado en la Figura 8.

A continuación se describen brevemente cada una de las líneas, así como su interacción con las restantes del esquema de trabajo propuesto. Se hace notar que si el lector requiere mayor detalle se recomienda consultar el documento *Ramírez-Sabag, 2008*, así como las referencias específicas citadas en cada línea de trabajo.

4.2 Modelación Matemática

Para desarrollar esta línea de trabajo, es necesario conocer y aplicar uno o varios de los modelos representativos del flujo de trazadores a través de medios porosos, existentes en la literatura técnica. Lo que se persigue con esta actividad es lograr ciertas predicciones del comportamiento del trazador inyectado en el medio poroso, como por ejemplo, obtener las curvas de respuesta y las curvas acumulativas del trazador en cuestión, en cada uno de los pozos productores involucrados en la prueba, para que con base en esto se estimen los tiempos de arribo, las velocidades medias y mínimas, y con ello estimar la cantidad de trazador necesaria y el programa de muestreo, principalmente. Por lo anterior, es preciso contar con la información de campo indispensable para alimentar los modelos matemáticos, por supuesto que en la medida que se apliquen modelos más representativos al flujo que se intenta modelar las predicciones realizadas serán más aproximadas a la realidad, sin embargo no es indispensable contar con toda la información de campo, es posible, emplear algunos datos reportados en la literatura, de yacimientos similares o bien de trazadores equivalentes. La idea es contar con algunas predicciones que se compararán con los resultados de campo obtenidos de la prueba. Es necesario mencionar que los parámetros que se determinan con esta prueba de trazadores corresponden a los parámetros involucrados en los modelos matemáticos que se apliquen, así que si existe algún parámetro de interés para determinar a través del análisis de la prueba de trazadores, y no está incluido en los modelos matemáticos, no será posible conocerlos a través de la solución del problema inverso. En el trabajo presentado por *Ramírez y cols., 2004*, se presenta un resumen bastante completo de la mayoría de los modelos matemáticos desarrollados para representar el flujo de trazadores en un medio poroso. Este resumen incluye modelos para diferentes tipos de inyección, tipos de flujo, condiciones de frontera con todas las suposiciones y condiciones necesarias para su aplicación, sus respectivos autores y las correspondientes referencias originales, por lo que se recomienda al lector consultar dicha referencia, dado que le facilitará la búsqueda en cuanto a los modelos matemáticos que representan el flujo de trazadores.

Las principales actividades a desarrollar en esta línea de trabajo son las siguientes:

- a) Selección y aplicación de los modelos que mejor describan la prueba a realizar.

- b) Análisis de los resultados obtenidos de cada modelo utilizado y su consistencia con las condiciones físicas de inyección y características del yacimiento.
- c) Comparación e integración de los resultados obtenidos con los diversos modelos analíticos y semi-analíticos empleados.

De esta etapa se obtienen gráficas por pozo de concentración de trazador en función del tiempo (llamadas curvas de *respuesta* o curvas de *surgencia*), se estiman los tiempos de arribo, de tránsito y del pico de la concentración; con esto se calculan las velocidades máxima, media y dominante del trazador (ver Figura 5). Con base en las predicciones de los modelos se obtiene la duración total de la prueba y a partir de estos resultados se obtiene un programa de muestreo fundamentado técnicamente. Una primera aproximación de la información requerida para aplicar los modelos matemáticos (velocidad del fluido, coeficiente de dispersión, etc.) es obtenida de la información de campo, la cual es necesario revisar, analizar y validar; y la que no estuviera disponible se obtiene de una búsqueda de la literatura, identificando las propiedades de sistemas roca-fluidos similares al sistema en cuestión.

Los valores de concentración en los pozos de observación de esta predicción del comportamiento del trazador se compararán con el valor global de concentración de trazador estimado en el diseño preliminar, con lo que se tendrá una primera retroalimentación. A continuación se presentan algunas gráficas que ilustran el modelado matemático con diferentes valores de los parámetros involucrados. La Figura 9 representa la aplicación del modelo de Zuber (*Kass, 1998*), representativo del flujo de trazador en un yacimiento homogéneo. Aquí se ilustran las curvas de surgencia en cuatro de los pozos productores involucrados en una prueba de trazadores, realizada en campo marino. Con el tiempo de surgencia y con la distancia entre el pozo inyector y productor se obtiene la velocidad máxima del trazador que se tiene que considerar para diseñar el programa de muestreo, por ejemplo de la Figura 9 se puede observar que para el caso del pozo A-89 el tiempo de surgencia o irrupción, t_i , es de 110 días, si sabemos que la distancia entre pozos es 10203 pies, la velocidad máxima es por lo tanto de 92.75 pies/día.

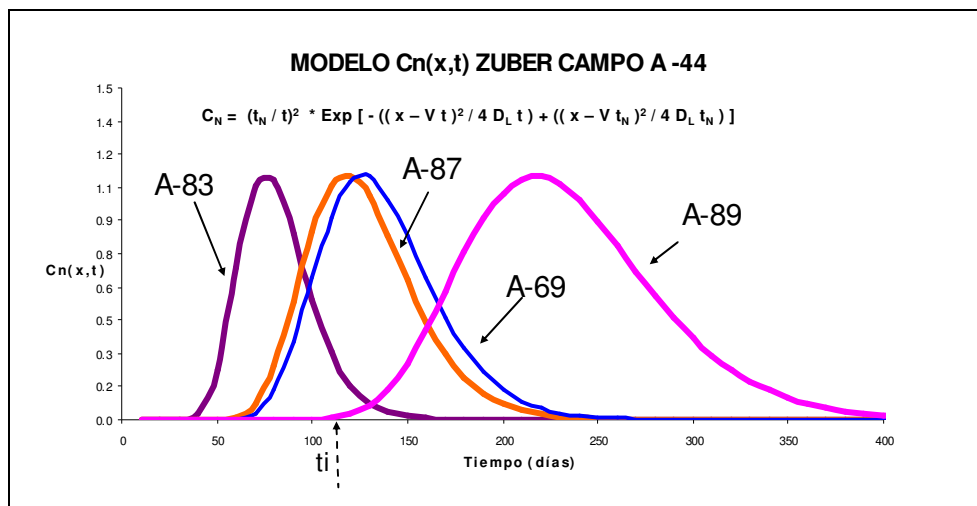


Figura 9. Predicciones de las respuestas del trazador en diferentes pozos, obtenidas con el modelo de Zuber (*Kass, 1998*).

A continuación se presentan dos gráficas de concentración contra tiempo, las cuales han sido obtenidas utilizando un modelo que representa el flujo de trazador a través de un medio fracturado de geometría radial (Ramírez, 1992). La Figura 10a muestra las curvas de surgencia considerando un medio homogéneo ($\eta=0$) y tres diferentes valores del numero de Peclet. La Figura 10b muestra las curvas de surgencia considerando la influencia del medio fracturado ($\eta=0.1$), en ambas figuras es considerando un trazador de decaimiento radiactivo adimensional de $\lambda = 0.0147$. De estas figuras se puede observar, el diferente comportamiento del trazador que se tiene para tres valores del número de Peclet y así como la respuesta del trazador en el caso de fluir a través de un yacimiento homogéneo (Figura 10a) o un yacimiento fracturado (Figura 10b).

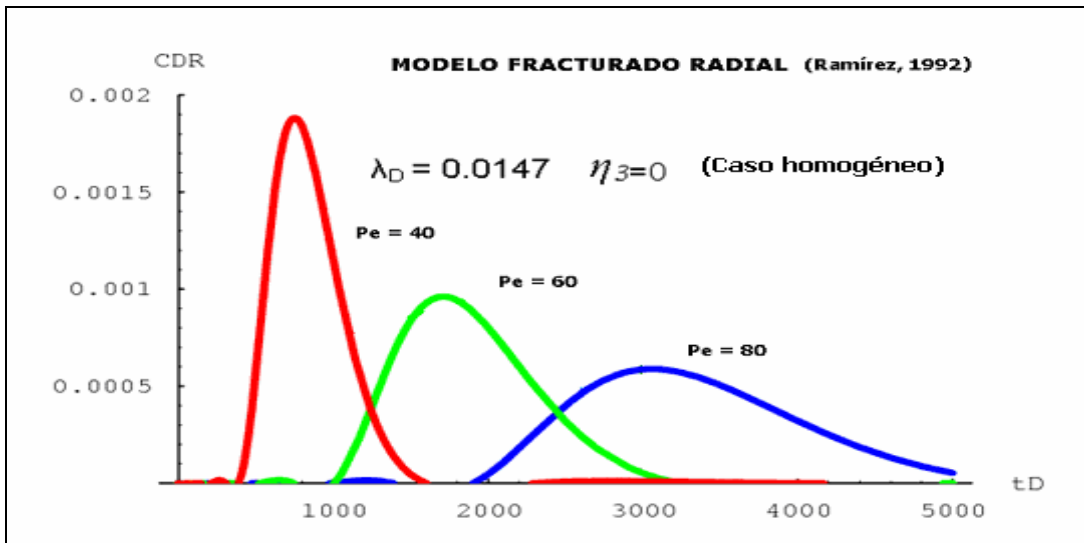


Figura 10a

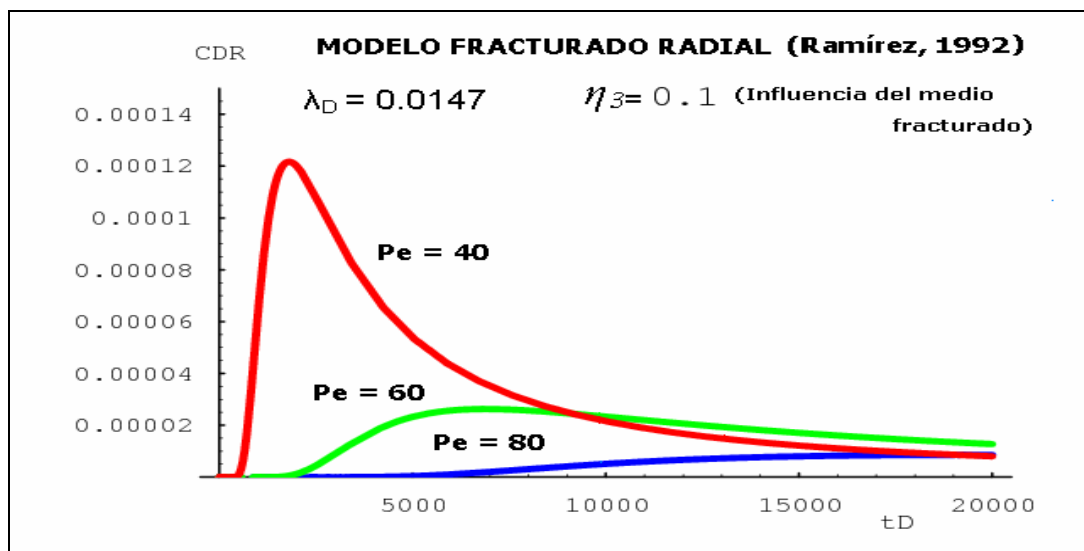


Figura 10b

Figura 10. Curvas de surgencia obtenidas con el modelo fracturado radial, (Ramírez, 1992), para diferentes valores de números de Peclet.

4.3 Diseño de la Prueba.

Un buen diseño, con base en una metodología, es básico para obtener una respuesta del(los) trazador(es) que pueda ser interpretada apropiadamente.

El diseño de una prueba de campo tiene dos componentes:

⇒ Trazador, elección del trazador para cada pozo, estimación de las cantidades de cada actividad requerida (volúmenes), detalle de las regulaciones y plan de adquisición e inyección de los trazadores.

⇒ Componente analítico, selección de la estrategia analítica, programa de muestreo y determinación de los límites de detección de los materiales trazadores.

Se recomienda, el uso del nuevo esquema para el diseño de pruebas de trazadores entre pozos, presentado por *Ramírez J. y Coronado M., 2003*; en el cual se incorporan elementos técnicos importantes como el modelado matemático y la simulación numérica del yacimiento.

De acuerdo con la metodología propuesta, en el diseño de la prueba se ocupa lo obtenido en la línea anterior, modelación matemática, como primer insumo, sin embargo como producto hacia la simulación numérica estaría el diseño preliminar de la prueba, basado en la modelación matemática. En esta línea se conforma el cronograma de muestreo, para lo cual se recomienda consultar el trabajo presentado por *Ramírez y cols, 2006*.

En resumen se puede describir el procedimiento de diseño propuesto como sigue: como punto de partida, se tiene una primera aproximación empleando el método convencional de dilución total, *Zemel, 1985*. Para obtener la cantidad ideal de trazador, se simula numéricamente la prueba, las predicciones realizadas de dicha simulación constituyen la retroalimentación al diseño, dado que si el campo en estudio cuenta con un modelo numérico confiable, estas predicciones nos proporcionarían las posibles irrupciones del trazador en los pozos involucrados, que quizá no son consideradas en el área inicial de estudio; así que con este fundamento se define el programa de muestreo final, la cantidad de trazador total a inyectar, considerando los límites de detección de los aparatos a emplear en el análisis radioquímico y cromatográfico de los datos.

El diseño final de la prueba se obtiene con base en los resultados de las curvas de surgencia, obtenidas tanto de la modelación matemática, como de la simulación numérica.

A continuación se presenta las principales consideraciones, pasos y etapas que constituyen esta línea de trabajo, extraídas del "Procedimiento para Diseño de Pruebas de Trazadores", INDA: 03-2003-051913214800-01, *Ramírez-Sabag J. y Coronado M. 2003*.

El procedimiento de diseño referido consta de varias etapas las cuales primeramente contemplan la definición de objetivos de la prueba, la recopilación de información del

yacimiento y el análisis de ésta. Después se plantea el diseño tradicional (basado en el método de dilución total), el cual posteriormente se amplía significativamente considerando modelos analíticos que permiten hacer predicciones, y aplicando luego simulación numérica del proceso para conocer la dinámica global del flujo en el campo e introducir el comportamiento de los trazadores en las condiciones específicas de la prueba. Cabe mencionar que en tanto se obtienen los resultados de cada etapa, son retroalimentadas las etapas restantes según corresponda. Finalmente, integrando toda esta información se genera el diseño final de la prueba.

Esquemáticamente se representa este proceso de diseño en la Figura 11. En esta figura se observa que el diseño tradicional sólo comprende la primera parte, será el diseño preliminar el que alimentará la modelación matemática, con lo obtenido en la modelación matemática (trazador y cantidad de trazador) se realizan las predicciones de la simulación numérica y se comparan las curvas de surgencia, con esto se verifican: a) si las concentraciones obtenidas en los pozos productores son lo suficientemente altas para ser detectadas por los aparatos En caso de no ser así se regresa a la modelación matemática y se calcula una cantidad mayor de trazador para garantizar su detección en los pozos productores, posteriormente se realizan nuevas predicciones; b) si los pozos inicialmente involucrados en el diseño preliminar son en efecto todos los que se deberán monitorear. Con frecuencia sucede que de la simulación numérica resultan pozos diferentes y/o adicionales a los considerados previamente, dado que el modelo numérico del campo tiene establecido las direcciones preferenciales de flujo, y es con base en esta información que se reporta la surgencia del trazador en pozos productores no involucrados en la fase inicial, hasta obtener el diseño final de la prueba, es decir, trazador, cantidad a inyectar y programa de muestreo, considerando todos los pozos que hayan sido reportados como productores de trazador, además de los considerados previamente en el diseño preliminar.

Este punto es crítico en el diseño como ya se mencionó en el apartado de antecedentes, en el cual se analizó que una falla frecuente en las pruebas de trazadores es que no se detecta el trazador en los pozos productores, ya sea por cantidad insuficiente de trazador y/o por no monitorear pozos hacia donde se dirigió el flujo de inyección.

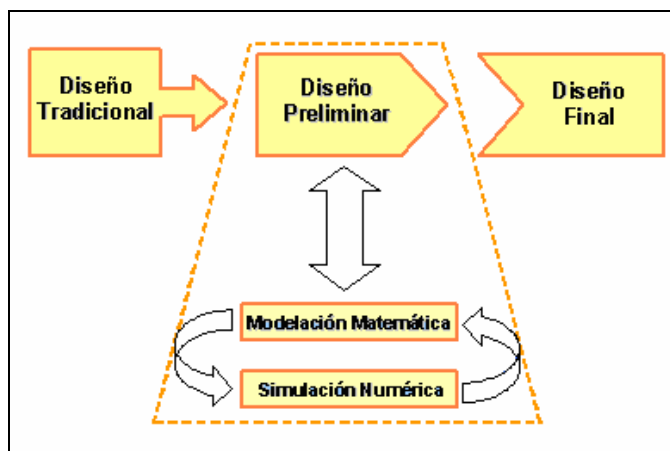


Figura 11. Procedimiento para el diseño de una prueba de trazadores INDA: 03-2003-051913214800-01, Ramírez J. y Coronado M., 2003.

A continuación se mencionan las principales etapas que constituyen el diseño de la prueba de trazadores.

ETAPA 1: Definición de los objetivos específicos de la prueba

ETAPA 2: Recopilación de la información del campo

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

ETAPA 4: Diseño tradicional y preliminar de la prueba.

ETAPA 5: Modelado matemático

ETAPA 6: Simulación numérica

ETAPA 7: Diseño final de la prueba

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

4.4 implementación en campo, operación.

Una vez que se ha diseñado la prueba con los elementos técnicos presentados arriba, la implementación de la prueba apegada al diseño es la parte total de las pruebas de trazadores.

El diseño final es la base para la ejecución de la prueba, es necesario tratar de cumplir lo más aproximadamente posible lo establecido en el diseño. Se requiere estar en permanente contacto con el personal de operación, dado que se pueden presentar diversos problemas, y estos tienen que ser resueltos por el personal que diseñó la prueba, pues, por supuesto que son estos últimos los que mejor decidirán sobre los imprevistos presentados. Por ejemplo, pozos que se encuentran cerrados temporalmente por diferentes razones, reparación, toma de información, afectaciones, libranza, cuestiones climáticas, etc. Además de lo anterior, es muy probable que se obtengan resultados de los análisis del laboratorio que puedan conducir a un cambio en el programa de muestreo, por ejemplo, arribos rápidos e inesperados en algunos pozos, etc.; y es el personal que diseñó la prueba quien tendría que realizar los posibles cambios con la finalidad de aprovechar al máximo cualquier oportunidad o bien, que sea la decisión menos costosa, pensando en función de los datos que no se obtendrían por las circunstancias que se presentaran. Así que, es indispensable contar con una constante y permanente comunicación entre los especialistas que diseñan la prueba, los que operan y los administradores del campo.

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

1. Revisión de los estados mecánicos de los pozos involucrados, tanto inyectoros como productores. Es necesario realizar una visita a los pozos (sean equipos terrestres o marinos) para determinar los puntos de muestreo de los pozos de monitoreo, verificar que cuenten con las válvulas adecuadas y observar las condiciones superficiales.

2. Cálculo de la capacidad de la tubería y volúmenes de desplazamiento de los fluidos de inyección. Se requiere del cálculo de la capacidad del aparejo de producción hasta la zona de disparos del o de los pozos inyectoros, para determinar los volúmenes necesarios para llenar el mismo aparejo de producción, y con ello estimar los volúmenes necesarios para desplazar el trazador hasta el punto de inyección.

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

4. Inyección del o de los trazadores. Se requiere una visita al pozo y contar con los registros de temperatura, previo a la inyección para definir el intervalo de admisión, revisar las condiciones operativas del pozo inyector y los accesorios que componen las válvulas y líneas del árbol del pozo para adaptar las condiciones del equipo de inyección de trazadores. El procedimiento de inyección se diseña con base en los procedimientos de seguridad/radiológica y no interfiere con operaciones de producción e inyección. Todas las operaciones de inyección son verificadas durante el ensayo para asegurar la integridad del sistema de inyección.

5. Muestreo de acuerdo a programa. Esta es una actividad que en si misma representa un reto, dada la logística que necesariamente tiene que estar perfectamente definida y el plan de contingencia en caso de alguna cuestión no prevista, por ejemplo, pozos afectados por los ejidatarios. Se deben de contemplar los equipos de muestreo necesarios y suficientes para llevar a cabo toda la labor, considerando, desde luego los permisos de acceso a las instalaciones de PEP, tanto del personal de muestreo, como de los vehículos utilizados. El procedimiento de muestreo debe ser seguido al pie de la letra dado que de no hacerlo la muestra puede ser no representativa. La identificación de las muestras en el pozo, así como en la bitácora llevada por el personal de muestreo deben ser lo más clara posible, dado que de ellas es que se interpretará el comportamiento del flujo de los fluidos de inyección. Así como otros factores no mencionados aquí, sin embargo, si se resalta la importancia de la comunicación del personal de operación con los especialistas que diseñaron e interpretarán la prueba.

6. Análisis radioquímico o cromatográfico de las muestras, de acuerdo al tipo de trazador. Se requiere una recepción y control de muestras riguroso, para que estas sean plenamente identificadas y se realice el análisis a las primeras que se han contemplado en el diseño del programa de muestreo y primer calendario de análisis, dependiendo del resultado de éstas se efectuará la siguiente etapa de análisis, así consecutivamente. Aquí también es necesaria una total comunicación

entre el personal de laboratorio y quienes coordinan la prueba de trazadores, dado que serán estos últimos quienes decidan sobre las acciones siguientes, con base en los resultados de la primera etapa de análisis.

7.Elaboración de los reportes de laboratorio, se debe de tomar en cuenta que los reportes de laboratorio deben de incluir todos los parámetros que los especialistas que interpretarán la prueba requieren conocer. En este punto se menciona que conviene que estos envíen una tabla que contenga toda la información requerida para la interpretación, como ilustración de lo anterior se presenta la Tabla 9.

Tabla 9. Ejemplo de la información proporcionada por el laboratorio de análisis radioquímico, en el caso de un trazador radioactivo fase gas.

Pozo A-35

Tracero Ref	Sample Ref RG/LPT	Date	Actual Result	Litres gas	Water collected (g)	CPM sample	CPM Blank	Efficiency
53396	0103/06	18/12/2006	0.17	4	2.553	12.17	7.41	26.75
53489	0203/06	19/12/2006	0.18	4	2.138	9.38	5.34	25.62
53448	0159/06	26/12/2006	0.20	4	2.472	9.84	4.88	25.06
53459	0171/06	28/12/2006	0.29	4	2.831	15.03	6.34	26.04
53478	0191/06	30/12/2006	0.32	4	1.455	10.09	5.52	24.49
53485	0199/06	31/12/2006	0.31	4	2.082	11.61	5.34	24.4
53498	009/07	02/01/2007	0.32	4	2.858	14.11	4.87	25.17
53572	099/07	13/01/2007	0.11	4	2.437	7.22	4.58	24.02

Además es necesario permanecer en contacto con el personal de laboratorio dado que pueden existir algunos inconvenientes, como el hecho de que el contenido de los cilindros porta muestras no alcance el volumen suficiente para que el equipo de detección alcance el límite pactado con anterioridad. No hay que olvidar que fue con base en el límite de detección que se diseñó la cantidad de trazador a inyectar y que si por alguna razón este límite no es respetado por el laboratorio, los resultados podrían ser no confiables, dado que al no detectar el trazador en la muestra, se puede interpretar que cantidades menores a este valor podrían estar contenidas en las muestras y por lo mismo encontrarse bajo la línea base, y pues no necesariamente puede ser correcto. La Figura 12 presenta un ejemplo de respuesta de trazador con su línea base.

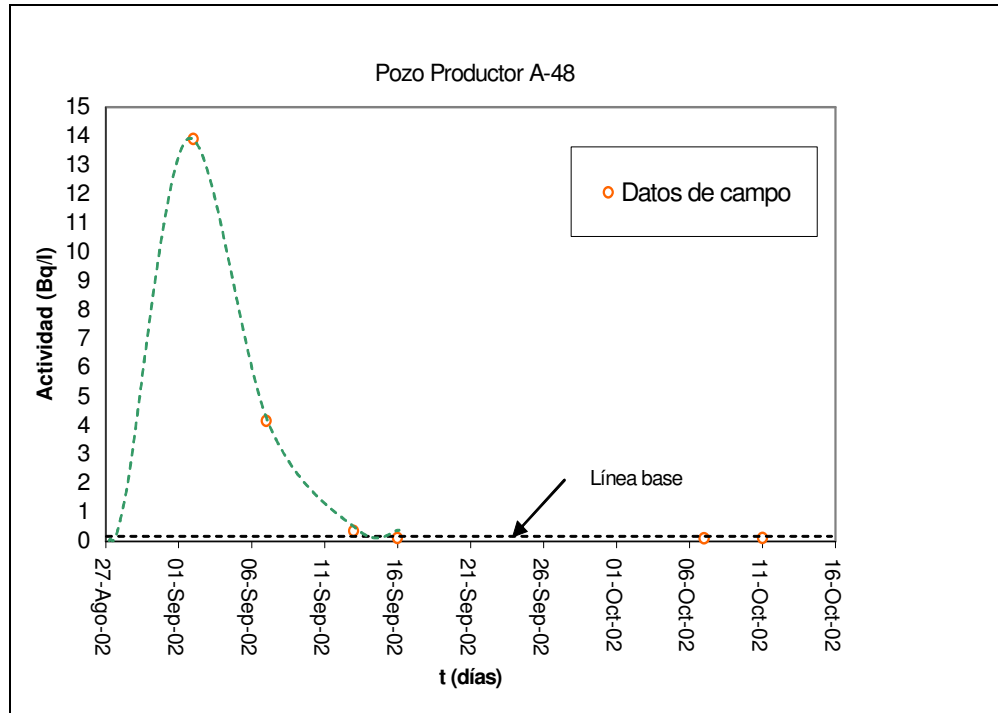


Figura 12. Gráfica C vs t, curva de surgencia de trazador en el pozo A-48.

Las Figuras 13 y 14, ilustran el equipo y los espectros obtenidos con lo equipos de medición Contador de Centelleo Liquido (LSC, Liquid Scintillation Counter).



Figura 13. Instrumento denominado contador de centelleo liquido (LSC), equipo Wallac 1410.

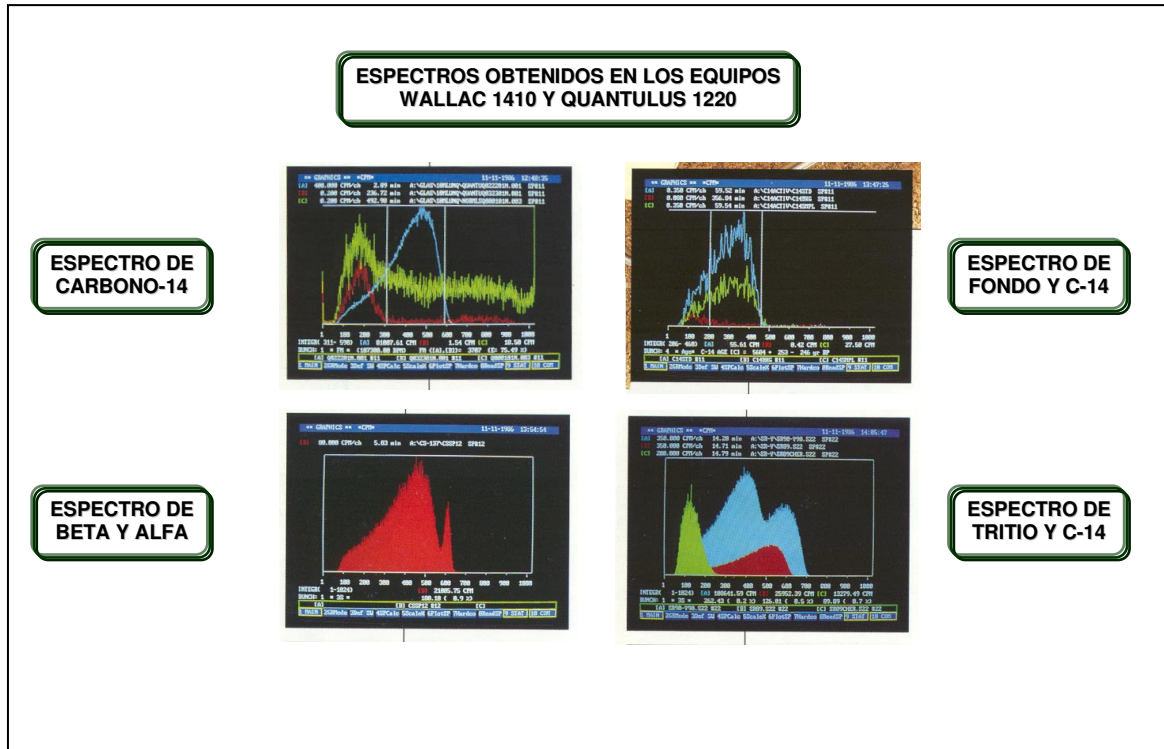


Figura 14. Interpretación de espectros con equipo Wallac 1410 y Quantulus 1220.

8.Procedimientos de seguridad radiológica, en el caso de trazador(es) radioactivos, se tiene que cumplir con estos procedimientos. Antes de efectuar una experiencia que implique el empleo de trazadores radioactivos, tanto del personal de instituciones oficiales como de empresas habilitadas para su uso, debe gestionarse el correspondiente permiso ante la autoridad de regulación nuclear, que es la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas, CNSNS. Para ello se elabora un informe detallado denominado "Procedimientos" en el que se justifique el empleo de radiotrazadores sobre otras técnicas. Adicionalmente, se presenta un cálculo de las dosis estimadas a ser recibidas tanto por los operadores como por el público y detallar las medidas de protección radiológica que se tomarán durante el desarrollo de las tareas. En estos procedimientos deben de incluirse aspectos vinculados, no sólo con las actividades de campo, sino también con el transporte de materiales radioactivos. Con esta información, personal de la mencionada autoridad efectúan un balance de riesgos y beneficios involucrados en el empleo de los radioisótopos y, eventualmente emitirá la correspondiente autorización. Una vez finalizadas las tareas se presentará un informe evaluativo de seguridad radiológica. Si el lector desea conocer mayor detalle sobre estos procedimientos de seguridad radiológica, se recomienda consultar la tesis realizada por *González, 2005*, en la cual se presenta una sección "Procedimientos de inyección y muestreo ante la CNSNS".

4.5 Simulación Numérica

Hoy en día, la mayoría de los yacimientos petroleros son estudiados de forma sistemática utilizando todas las herramientas existentes a la fecha, entre ellas, la simulación numérica. Actualmente, sin embargo, el uso de esta herramienta no ha sido utilizado para el diseño de pruebas de trazadores. Una parte importante en el procedimiento aquí propuesto es justo el empleo de la simulación numérica del yacimiento para predecir el comportamiento del trazador. El simulador a utilizar dependerá de la plataforma empleada por los especialistas para modelar numéricamente el yacimiento. Entre los simuladores comerciales que incluyen el transporte de trazadores se encuentra el Eclipse de la compañía *Geoquest, 2005*, que actualmente es el simulador mayormente utilizado para el modelado numérico de sus yacimientos por los ingenieros de Petróleos Mexicanos, Exploración y Producción. La importancia de utilizar el modelo numérico del yacimiento reside en considerar flujo de fluidos en tres dimensiones, fluidos con componentes en tres fases, y sobretodo en integrar los mecanismos de transporte del trazador al conjunto de las condiciones particulares bajo las cuales ocurre el flujo de fluidos en el campo de estudio, esto comprende: modelo geológico, propiedades PVT, estado mecánicos del los pozos, producción por pozo, inyecciones de fluido, etc.

De la simulación se obtendrá la curva de surgencia de producción de la concentración del trazador por pozo (*WTPC Vs t*), así como la producción total de trazador por pozo (*WTPT*) y producción total del campo (*FTPT*); también se obtiene gasto de producción del trazador por campo (*FTPR*). Estos resultados son necesarios para verificar que los niveles de trazador a detectar están dentro de la sensibilidad de los métodos y equipos de detección considerados en el diseño preliminar.

En esta etapa de la metodología propuesta, se realiza una revisión detallada de la información necesaria para un estudio del comportamiento de flujo de fluidos a través del yacimiento y determinación de la zona preferencial de flujo utilizando la opción de inyección de trazadores utilizando el simulador numérico de yacimientos de Eclipse 100 de GeoQuest. La inyección de trazadores dentro de este simulador es a través las opciones de simulación "Tracer Tracking" y "Environmental Tracers".

Con las pruebas de trazadores es posible determinar con datos duros las direcciones preferenciales de flujo, por lo que al simular numéricamente el proceso es posible comparar las predicciones del simulador con las irrupciones reales del trazador, de tal forma que se verifica o se mejora el modelo numérico.

El simulador Eclipse 100 permite por medio del módulo de trazadores ambientales simular entre otros fenómenos: adsorción del trazador en la roca, decaimiento radioactivo y difusión-convección en el medio. Con ello se busca que la predicción del flujo del trazador sea la más adecuada.

A continuación se describen brevemente los pasos a seguir en esta línea de trabajo.

PASO1. Adecuación del modelo numérico a la prueba de trazadores.

En caso del simulador numérico utilizado cuente con un módulo de pruebas de trazadores y que no se haya realizado ninguna predicción simulando la prueba, se procederá a realizarla. Para ello se deberá tomar especial atención en que la

simulación de la prueba sea justamente al tiempo en el que se efectuará o efectuó la prueba de campo. Es muy probable que sea necesario cambiar el paso de tiempo en el modelo numérico, porque para esta aplicación del simulador se requieren periodos de tiempo de meses durante 1 a 2 años aproximadamente, que es el tiempo que frecuentemente se monitorean los pozos.

Para la aplicación del simulador numérico a pruebas de trazadores es necesario que un especialista en simulación numérica de yacimientos realice las siguientes actividades:

- ⇒ **Revisión del modelo numérico del campo.**
- ⇒ **Actualización del modelo numérico a las condiciones de la prueba.**
- ⇒ **Incorporación de los cambios necesarios en el archivo “.data” del modelo a fin de incluir la prueba de trazadores en la simulación numérica.**

En este documento se presenta la aplicación del Simulador Eclipse mencionado anteriormente a una prueba de trazadores. Sin embargo, si el especialista cuenta con otro simulador numérico, es recomendable que lo utilice, sobre todo si es en ese simulador en el que se modela numéricamente el campo de interés. Para facilidad del especialista de simulación, se recomienda consultar el Apéndice B del “Manual de interpretación de pruebas de trazadores entre pozos”, Ramírez-Sabag J. y Coronado M. 2004, en el cual se presentan los cambios necesarios para incorporar la inyección del trazador en el modelo numérico. En dicho apéndice se detallan las Palabras Clave para las diferentes secciones del Eclipse 100 asociadas al módulo de Trazadores. La guía para el uso del módulo se encuentra en el Manual Técnico del Simulador.

PASO 2. Comparación de las curvas de respuesta del trazador con las obtenidas de la simulación numérica.

Una vez realizada la adecuación del modelo y la implementación de la opción de trazadores al caso en cuestión, se procede a realizar las primeras predicciones del simulador. Las variables principales a considerar se refieren al campo (F), al grupo (G) o al pozo (W). Los nombres de las variables en el simulador son:

Field	Group	Well	Información
FTPR	GTPR	WTPR	Tracer Production Rate
FTPT	GTPT	WTPT	Tracer Production Total
FTPC	GTPC	WTPC	Tracer Product. Concentration
FTADS			Tracer Adsorption
FTDCY			Tracer Decay

Se grafican las variables de interés en función del tiempo por pozo y por campo. Así por ejemplo:

Por pozo: $WTPC$ vs t ; $WTPT$ vs t
 Por campo: $FTPC$ vs t ; $FTPT$ vs t .

La siguiente figura ilustra dos gráficas, correspondientes a la respuesta del trazador a través de la concentración WTPC, Fig. 15a y la producción acumulada por pozo WTPT, Fig.15b.

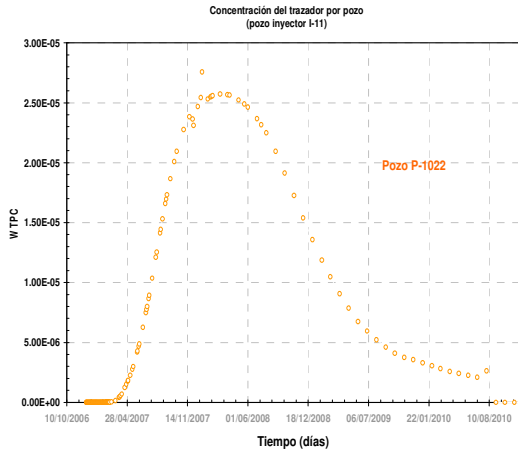


Fig. 15a

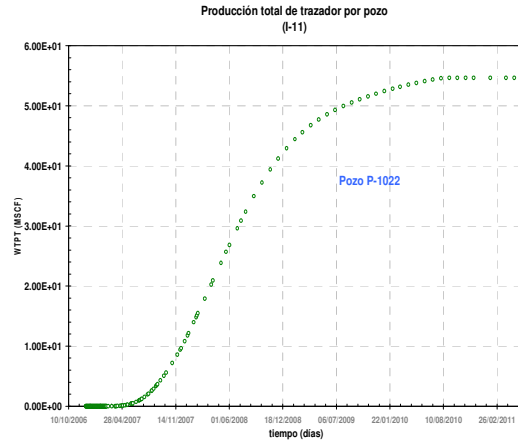


Fig. 15b

Figura 15. Comportamiento de la curva del trazador por pozo en función del tiempo.

Es muy probable que se presenten diferencias entre la curva de campo de respuesta de trazador (C vs t) y la del simulador. Dichas diferencias se pueden referir a los tiempos de irrupción, a concentraciones, y/o al comportamiento del trazador. A continuación analizaremos algunas de ellas.

Primero, en cuanto al comportamiento de la curva, se debe considerar que puede existir un cierre del pozo de inyección por diversos motivos, entre otros por motivos económicos. De ser así, la curva del trazador no estaría completa. Considerar esta posibilidad es importante cuando se requiere un análisis a tiempos mayores que la duración de la prueba de trazadores.

Segundo, es posible que existan cambios en los pozos de producción, es decir, cerrados por reparación, abiertos a producción, cambio en los intervalos de producción. Puede ser esta la razón por la cual en el simulador se manifiesta trazador en algunos pozos a diferencia de la prueba.

Tercero, es probable que se presenten diferencias en los tiempos de irrupción en un pozo, esto es la base principal, por la cual se puede suponer que el modelo numérico considera permeabilidades un tanto diferentes a las que equivaldrían a tener las irrupciones que se presentan en el campo.

Cuarto, también es muy probable que el tiempo de duración de la prueba sea corto y el monitoreo de pozos no alcance a proporcionar las curvas de respuesta completas. Si se simula a tiempos mayores que la duración de la prueba, entonces no se tendrán datos medidos contra cuales comparar los resultados de la simulación numérica.

Los ajustes correspondientes a los problemas planteados anteriormente, dependerán de la comparación de las curvas reportadas por el simulador y las curvas de las observaciones. De acuerdo, a los primeros resultados se realizarán las modificaciones

pertinentes en el archivo de datos, básicamente cambios en el paso de tiempo, límites económicos, pozos productores que han sido cerrados o abiertos, por ejemplo. Cuando las condiciones bajo las cuales se realizó la prueba están representadas en el modelo numérico, sean las mismas, las curvas reportadas con las predicciones realizadas con los cambios antes mencionados, serán las que sirvan de base para la interpretación de la prueba.

Es conveniente mencionar que el simulador Eclipse, puede manejar las aplicaciones de trazadores en forma adimensional o bien, de acuerdo al sistema de unidades elegido previamente. También es conveniente considerar el límite de detección de los aparatos de medición (debido a que el simulador asigna el cero a valores menores o iguales a 10^{-20}), y el nivel de detección con el equipo es mayor. Por ejemplo, si el nivel de detección del equipo de medición es de 0.1 Bq/l, aunque los reportes del simulador presenten valores de concentración del orden de 10^{-18} , en la práctica no es posible medirlos, así que para este caso se deben considerar valores menores de 2.0×10^{-16} Ci/MSCF.

La Figura 16, ilustra una gráfica de C vs t para diferentes pozos, en esta figura se puede apreciar las diferentes respuestas del trazador en tres pozos productores. Estas predicciones por pozo sirven de base para la retroalimentación de la simulación numérica al diseño preliminar y al modelado matemático es esencialmente en los siguientes aspectos:

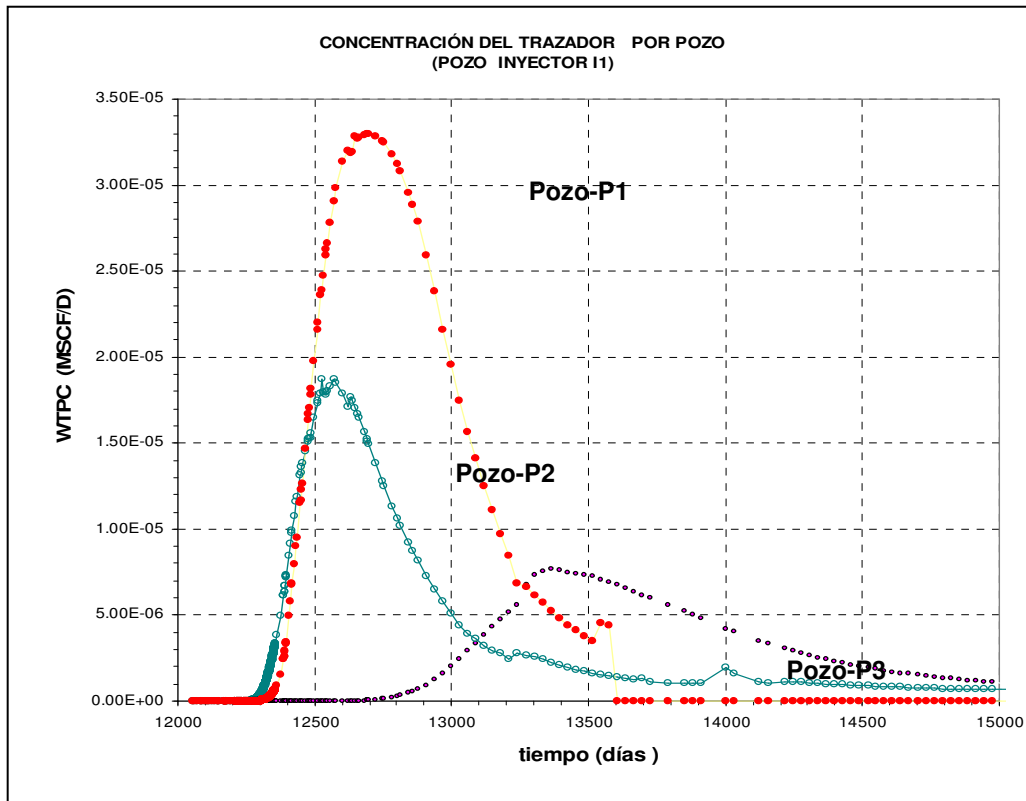


Figura 16. Predicciones de la respuesta del trazador en diferentes pozos.

1. Los valores de concentración reportados por el simulador, C_D , son adimensionales, $C_D = C/C_0$, donde C es la concentración del trazador (en masa o en actividad radioactiva por volumen) y C_0 la concentración de inyección o de referencia (definida ésta como la masa o actividad del trazador total inyectado en el volumen de inyección de fluido). Con el valor de la concentración de inyección se determina la concentración real en los pozos de observación. De los rangos de valores de estas concentraciones obtenidas por pozo y por campo, y de la actividad mínima detectable del equipo, se modifica o ratifica la cantidad de trazador mínima a inyectar.

2. De acuerdo a las direcciones preferenciales de flujo reportadas por la simulación del proceso, y a su vez dependientes de la información con la que se alimentó el modelo numérico del campo, y teniendo en cuenta las condiciones de operación del mismo, se obtienen los pozos susceptibles de producir trazador, mismos en los que las predicciones de la prueba reportaron presencia de trazador. Con esto se amplía el diseño preliminar de la prueba, incluyendo como pozos observadores todos los pozos que reporten producción de trazador.

3. Otro aspecto importante en el que la simulación numérica contribuye al diseño preliminar de la prueba de trazadores es el que se refiere al tiempo de duración de la prueba, así como al rediseño del programa de muestreo. De las curvas de respuesta de trazador por pozo, se determinan los tiempos de arribo, medio y final de la prueba (este último cuando ya no se detecta el trazador inyectado en el pozo de observación o ya no es necesario continuar el muestreo, que es la parte final de la curva en la Figura 16. Con estas curvas se estima el tiempo de duración de la prueba y el programa de muestreo por pozo, teniendo como base los valores de los tiempos antes mencionados. Con esta información se rediseña el programa de muestreo obtenido de la modelación matemática.

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

4.6 Problema Inverso

Es en esta línea de trabajo que se obtienen los valores de los parámetros involucrados en el proceso del flujo de trazador a través del medio poroso. El problema inverso consiste en determinar valores de parámetros a través de las señales conocidas de entrada y salida, se determinan los valores del sistema. Habrá que recordar que uno de los objetivos de las pruebas de trazadores es la estimación de las variables que dominan los procesos de desplazamiento de los fluidos en el yacimiento. Lo anterior es

parte del proceso que se llama optimización. Para lo cual es necesario contar con: a) un modelo representativo del flujo de trazador, b) los datos de campo graficados (concentración contra tiempo), c) uno o varios métodos de optimización no lineal (a través de un algoritmo), y d) valores iniciales de los parámetros, que serán los del punto de partida del proceso de búsqueda de los parámetros óptimos. Una vez realizado el proceso se obtendrán los valores promedio de las propiedades del sistema roca-fluidos, que representan la mínima diferencia entre los datos medidos u observados en los pozos monitoreados y las predicciones del modelo matemático. Esto es, se estiman los valores de los parámetros tales que permitan reproducir, el mismo comportamiento que se ha observado en los pozos productores. El procedimiento se describe brevemente a continuación, por medio de los siguientes pasos:

PASO 1. Tratamiento de datos de la curva a ajustar.

Es necesario contar con una curva de respuesta de trazador "adecuada". Con estos datos se procede al "tratamiento de los datos para el ajuste" que consiste en encontrar un polinomio que se ajuste a los datos, esto puede ser a través de las técnicas disponibles en paquetes de cómputo como el Matlab, Mathematica, Origin, Maple etc., o bien al especialista puede realizar el ajuste de los datos a un polinomio de grado "n". Lo anterior es con el fin de contar con un número mayor de datos reales u observados, en caso de considerarlo necesario. Cabe aclarar que en este "tratamiento de los datos para el ajuste" también se considera una posible interpretación de los datos o bien "eliminación" de algún punto que se "dispare" demasiado. Esto es a criterio del analista de pruebas de trazadores.

PASO 2. Elección del método de optimización.

Una vez realizado el paso anterior se procede a seleccionar un método de optimización para resolver el problema inverso para el ajuste de modelos a los datos de campo. Esta elección dependerá básicamente de los métodos disponibles, o que haya utilizado el especialista. Se recomienda al lector consultar el trabajo presentado por *Ramírez y cols., 2005*. En esta referencia se presenta una lista de los métodos de optimización que han sido utilizados en estas aplicaciones. En dicho trabajo se analizan diez métodos de optimización no lineal, sus principales características y la biblioteca en la cual se encuentran disponibles; así como el o los autores de los algoritmos. Algunos de estos métodos se encuentran disponibles en paqueterías de cómputo como Matlab, Gams, Mathematica, biblioteca IMSL para Fortran y en compendios como Numerical Recipes (Press, 1992), entre otros. En el Apéndice A, de la referencia citada, se anexa una subrutina en Fortran con el método de Rosenbrock para que el especialista pueda acceder a ella con facilidad. Sin embargo, si el lector considera que puede utilizar algún otro, lo puede emplear por supuesto. Se recomienda elaborar un pequeño programa de cómputo en el lenguaje de programación que sea de preferencia del analista de trazadores.

Paso 3. Determinación de parámetros óptimos.

El ajuste consiste en hacer mínimas las diferencias al cuadrado de ambas concentraciones (la observada o medidas en el pozo en cuestión y la calculada a través del modelo matemático seleccionado) la obtenida a través del cálculo, los métodos de optimización minimizan la siguiente función objetivo (*Walkup y Horne, 1985; Ramírez et al. 1994*):

$$OF(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n) = \sum_{i=1}^n [C_i(t_i) - C(t_i, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n)]^2$$

donde $\{C_i(t_i)\}$ es el conjunto de datos de campo (obtenidos del "tratamiento para el ajuste" del paso 1 para esta etapa) y $\{C(t_i, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n)\}$ es el conjunto de datos de concentración calculados con el modelo matemático representativo del proceso. A manera de ilustración, el conjunto de α 's podrían corresponder por ejemplo a las variables físicas, masa inyectada, M , distancia real recorrida por el trazador entre los pozos, x , la velocidad promedio del mismo, v y el coeficiente de dispersión, D .

Los valores de α que resulten del ajuste serán los parámetros con los que se calcularán los valores de las variables físicas involucradas en los modelos matemáticos.

A manera de ejemplo, en la Figura 17 se presenta los datos de campo, dos curvas obtenidas con el mismo modelo matemático pero con conjuntos de valores de los parámetros involucrados no optimizados, (líneas punteadas) y también se presenta la curva resultante del ajuste, (línea continua) utilizando el algoritmo de *Nelder - Mead*, 1965.

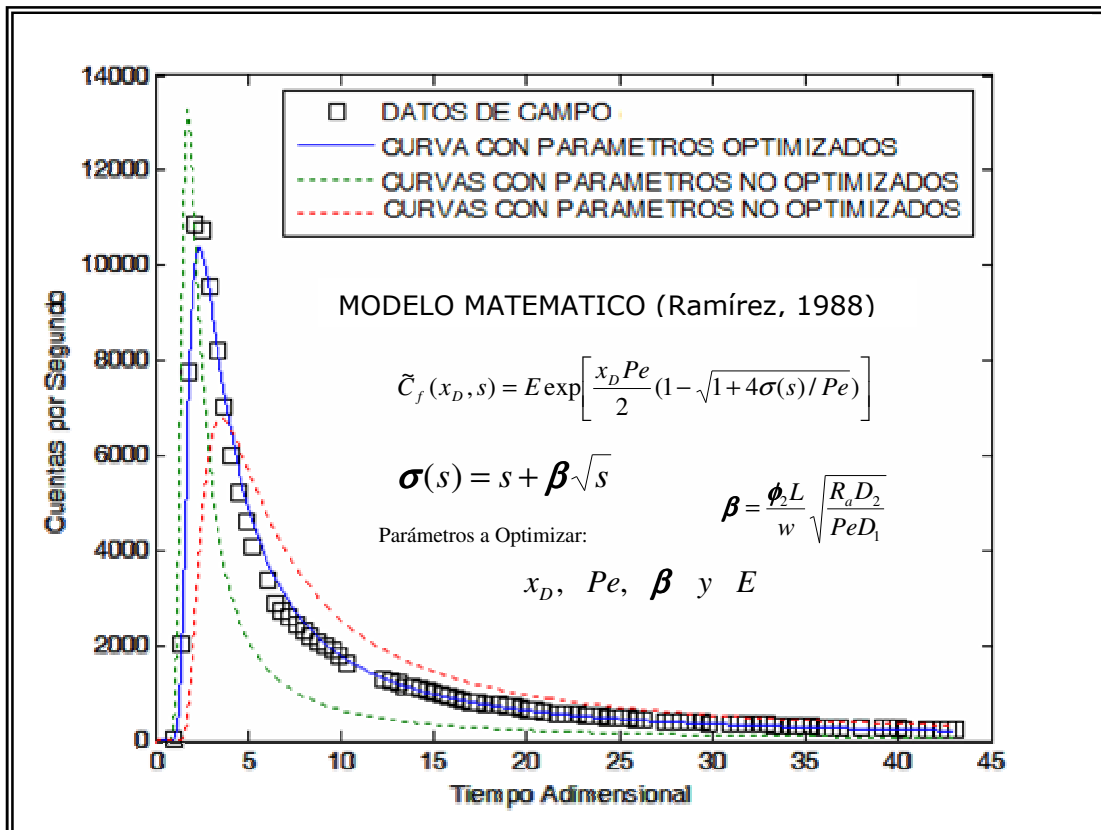


Figura 17. Ajuste de curvas con el algoritmo de optimización de *Nelder - Mead*, 1965.

4.7 Interpretación de la Prueba.

En esta línea de trabajo convergen los resultados obtenidos en las líneas anteriores, los resultados de la prueba basada en el diseño de las tres primeras etapas y en el comportamiento global del yacimiento. Aquí se estiman las variables físicas del sistema roca-fluidos involucradas en los modelos matemáticos, se determinan los balances de materia, los volúmenes barridos, se estiman las direcciones principales de flujo, y se realiza un "ajuste" del modelo numérico en lo relativo a la permeabilidad, encontrándose los valores de permeabilidad "equivalente", correspondientes al flujo de trazador reportado por la prueba. Adicionalmente, se integran los resultados obtenidos de la prueba de trazadores con la información proveniente de otras fuentes, para que así se presente una imagen única del yacimiento. Es importante mencionar que cuando hay discrepancias entre la información obtenida de las diversas fuentes, es menester revisar, analizar y validar cada uno de los procedimientos con los que se obtuvo información del sistema roca fluidos, hasta lograr presentar una imagen del yacimiento congruente con toda la información de las herramientas disponibles.

A continuación se describen las etapas de la que consta esta línea de trabajo que a su vez están construidas por sus correspondientes pasos, de acuerdo con el procedimiento presentado por Ramírez J. y Coronado M., 2004 en el "*Manual de interpretación de pruebas de trazadores entre pozos en yacimientos petroleros*" INDA: 03-2004-022612054200-01.

Etapa 1. Modelación Matemática.

- PASO 1.** Recopilación y análisis de la información del yacimiento.
- PASO 2.** Recopilación y análisis de la información de la prueba de trazadores a interpretar.
- PASO 3.** Construcción de las curvas de respuesta del trazador.
- PASO 4.** Determinación de las curvas de trazador total producido.
- PASO 5.** Selección de modelos matemáticos representativos.
- PASO 6.** Cálculo de la curva de respuesta del trazador por medio de Modelos matemáticos.
- PASO 7.** Comparación de la curva de respuesta del trazador con las Predicciones del o los modelos matemáticos.

Etapa 2. Solución del Problema Inverso.

Aquí se aplicará lo presentado en la línea de trabajo problema inverso.

- PASO 1.** Tratamiento de datos de la curva a ajustar.
- PASO 2.** Elección del método de optimización.
- PASO 3.** Determinación de parámetros óptimos.

PASO 4. Obtención de curvas de trazador recuperado.**Etapa 3. Análisis de resultados y comparación con la simulación numérica.****PASO 1.** Adecuación del modelo numérico a la prueba de trazadores.**PASO 2.** Comparación de las curvas de respuesta del trazador con las Obtenidas con la simulación numérica.**Etapa 4. Interpretación.**

De la modelación matemática se obtienen parámetros del sistema roca-fluidos, como velocidades promedio "reales", y algunos parámetros (según los parámetros en el modelo matemático utilizado) como: dispersividad hidráulica, distancia real recorrida, coeficiente de dispersión, ancho de fractura, porosidad de la matriz, porosidad de la fractura, entre otros, todos ellos obtenidos del ajuste de las curvas de respuesta del trazador y de las predicciones del modelo utilizado). Así como también, una estimación del trazador recuperado y determinación de iso-propiedades por zona del yacimiento en cuestión (utilizando los datos del Paso 3 de la Etapa 2). En esta etapa también se establecen las direcciones preferenciales de flujo, de acuerdo con las irrupciones del trazador en los pozos del campo, los volúmenes barridos, y el balance de materia del trazador y el tiempo de duración de la prueba.

De la simulación numérica, se obtienen direcciones preferenciales de flujo, arribos de trazador, balance de materia a tiempos largos, de acuerdo con el esquema de explotación del campo, permeabilidades (datos del modelo numérico) que no necesariamente coinciden con las "reales", por lo que es necesario realizar un "ajuste" del modelo numérico, en cuanto a la relación de permeabilidades y de acuerdo con el caso, identificar barreras "impermeables" que no lo son, así como otras barreras que sí impiden el flujo de los fluidos, que no han sido incluidas en el modelo geológico.

A continuación se enlistan las actividades a realizar en la etapa de interpretación de la prueba de trazadores.

PASO 1. Revisión de los objetivos originales de la prueba de trazadores.**PASO 2.** Determinación de diferencias con el modelo matemático.**PASO 3.** Determinación de las variables físicas (Problema inverso).**PASO 4.** Determinación del volumen barrido.**Paso 5.** Coefficiente de dispersión en términos de la permeabilidad.**PASO 6.** Establecimiento de discrepancias con la simulación numérica.**PASO 7.** Determinación de una permeabilidad "equivalente" por zona.**PASO 8.** Integración de la información proveniente de otras fuentes.

En el documento, "Manual para la interpretación de pruebas de trazadores" *Ramírez-Sabag J. y Coronado M., 2004* se presenta una síntesis de los modelos matemáticos representativos del flujo de trazadores, desde los más sencillos hasta los más complejos, reportados en la literatura, lo cual es una herramienta adicional, para que el usuario de este manual realice su interpretación con el modelo de su elección. De forma similar, también se presenta una tabla con los métodos de optimización y sus principales características, que han utilizados en la solución del problema inverso de trazadores, de tal forma que el usuario cuente con una variedad de elementos a utilizar para su interpretación.

4.8 Principales ventajas de la metodología propuesta.

Las principales ventajas de este procedimiento son las siguientes:

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

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

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

De todo lo anterior se puede concluir que el producto aquí presentado para el análisis de pruebas de trazadores es una herramienta sólida y sustentada, que permitirá al usuario contar con mejores elementos para la realización de las mismas. Y por consecuencia, le facilitará la obtención de datos de campo que representen con mayor fidelidad el flujo del trazador a través del medio poroso, matemática y la simulación numérica.

El procedimiento permite la determinación de los principales parámetros del sistema roca-fluidos que influyen en el comportamiento del flujo del trazador a través de medios porosos. Con las propiedades promedio obtenidas del ajuste de curvas es posible estimar zonas con isopropiedades en el campo de estudio.

El uso de esta metodología puede conducir a una interpretación de las pruebas de trazadores no sólo para tiempos cortos (relativos a la duración de la prueba) sino también para tiempos grandes. Por cuestiones económicas, no es posible regularmente seguir las pruebas de trazadores a tiempos grandes, gracias al procedimiento aquí presentado es posible extrapolar los resultados de la prueba y considerarlos en la toma de decisiones.

También se concluye que una interpretación de las pruebas de trazadores basada en el procedimiento propuesto permite evaluar de forma integral el comportamiento de los fluidos de inyección a un yacimiento con fines de recuperación de hidrocarburos.

4.9 Conclusiones sobre la metodología

Se ha presentado un procedimiento constituido por cada una de las líneas de trabajo que deben desarrollarse como parte del análisis de pruebas de trazadores entre pozos petroleros. Se ha demostrado, con base en las lecciones aprendidas de las pruebas de trazadores entre pozos que los principales problemas para la obtención de información cuantitativa de las pruebas de trazadores son: inadecuado diseño de la prueba, pobre muestreo y que existen pocas herramientas desarrolladas para la interpretación de estas pruebas. De lo reportado en la literatura, es posible afirmar que no existe un procedimiento que incluya todos los aspectos que tiene que ser considerados en el análisis de las pruebas de trazadores entre pozos. Aquí se propone un procedimiento que considera la interacción dinámica entre las principales líneas de trabajo que tienen que ser consideradas para el éxito de una prueba de trazadores entre pozos. Se presentó una guía para el desarrollo de cada una de estas líneas, incluso se presentan cada uno de los pasos a seguir dentro de cada una de estas actividades.

El especialista que aplica este procedimiento "*Análisis de pruebas de trazadores*", obtendrá un diseño de una prueba de trazado sustentado en modelación matemática y simulación numérica, que le permite disminuir los problemas que se presentarían de no obtener un diseño fundamentado en estos elementos técnicos. Se presentan también facilidades para el seguimiento de la metodología propuesta, por ejemplo se presentan las referencias "*Manual de diseño de una prueba de trazadores entre pozos*", "*Manual*

de interpretación de pruebas de trazadores”, se facilita la aplicación de la modelación matemática dado que se sugiere la consulta de referencias con resúmenes, tanto del modelos representativos de flujos de trazadores en medios porosos, como de métodos de optimización.

También se ha mostrado que la retroalimentación entre la simulación numérica, los datos de campo y la modelación matemática de una prueba de trazadores, completa la información que puede ser obtenida de este tipo de pruebas. Así por ejemplo, se resalta la determinación de permeabilidades “equivalentes” correspondientes a la permeabilidad que reproduce el flujo de trazador reportado por los datos de campo.

Con este procedimiento no sólo se puede determinar la comunicación entre diferentes zonas de un campo y calcular propiedades promedio del mismo también, sino que también es posible, a partir de los resultados de una prueba de trazadores, mejorar el modelo numérico del campo, al menos en la zona de estudio.

Por lo anterior, es posible concluir, que el uso de esta metodología es una herramienta importante en el análisis de pruebas de trazadores, desde el diseño mismo de la prueba, su operación hasta la interpretación de forma integral. El procedimiento aquí presentado proporciona elementos adicionales que facilitan al especialista realizar un análisis cuantitativo de la pruebas de trazadores, dado que trata de evitar en sí mismo, problemas diversos que con frecuencia se han presentado en este tipo de aplicaciones tanto en el nivel internacional como en México.

5. NUEVOS RETOS

Pruebas de un sólo pozo y entre pozos para la determinación de la Sor.

El desarrollo de campos maduros ha sido y seguirá siendo un objetivo muy atractivo para incrementar la producción de hidrocarburos. Las prácticas para desarrollar campos maduros pueden ser clasificadas en dos grandes grupos: a) ingeniería de pozos b) ingeniería de yacimientos. De acuerdo con las definiciones básicas de yacimientos maduros, se puede mencionar que una primera definición es: "un yacimiento después de un cierto período de producción", una definición más específica es referida al "campo que ha alcanzado un pico en su producción o el campo que produce con una significativa declinación de presión"; y la tercera definición podría ser cuando "el campo en cuestión ha alcanzado su límite económico después de su producción primaria y secundaria". Las tecnologías para revitalizar campos maduros están basadas en aplicaciones de pozo o de yacimiento. Una vez que el máximo número de pozos se ha alcanzado en el campo, prácticas de desarrollo de pozos pueden ser utilizadas como: reparación/terminación, estimulación, tratamientos, optimización del levantamiento, etc. El siguiente paso sería la perforación de pozos inyectores para mantenimiento de presión o desplazamiento, principalmente como parte de los procesos de recuperación.

Para cualquiera de las prácticas arriba mencionadas, se requiere conocer primero la cantidad y localización del objetivo, es decir, el aceite que se busca recuperar. Por lo que la primera incógnita que surge para el desarrollo de este tipo de yacimientos, es la estimación de reservas remanentes enfocándose en la determinación de la cantidad y localización del aceite residual después de recuperación primaria y secundaria. Después de valorar el aceite remanente, habría que estudiar los métodos de recuperación apropiados para cada caso. El estudio de su aplicabilidad en yacimientos maduros dependerá de la eficacia (incremento en la recuperación) y de la eficiencia (costo y tiempo de recuperación).

Es pues, la determinación de la saturación residual de aceite después de los procesos de recuperación de hidrocarburos, un reto importante, hoy día.

A la fecha se cuenta con varias técnicas para la determinación de la saturación residual de aceite: análisis de núcleos, registros de pozos, estudios volumétricos de ingeniería de yacimientos, datos de producción, pruebas de variación de presión y pruebas de trazadores. En cuanto a los estudios volumétricos del yacimiento y el análisis de núcleos, se puede mencionar que son técnicas que se pueden utilizar para estimar la cantidad de aceite remanente pero no permiten obtener la distribución de la misma. Las pruebas de trazadores son utilizadas para determinar la localización y distribución del aceite remanente.

La saturación residual de aceite obtenida del análisis de núcleos puede no ser representativa para el yacimiento completo, porque el desplazamiento a escala de campo no es controlado sólo por factores microscópicos; además puede ser incierta esta estimación debido a la distribución del tamaño de poro, heterogeneidades a escala del núcleo y la compleja mojabilidad. Los valores de saturación residual de aceite obtenido en el laboratorio pueden variar dependiendo del gasto, el tipo de muestra (tapón o núcleo completo) y de las técnicas de preparación de las muestras.

Los registros convencionales y especiales (sin embargo por su alto costo no siempre pueden ser utilizados) pueden proporcionar una estimación de la

saturación residual de aceite, sin embargo, debido a la naturaleza empírica del exponente empleado en la ecuación para obtener la saturación de aceite (si no hay gas libre en el yacimiento), el uso de registros convencionales para la obtención de la S_{or} ha sido siempre cuestionado, además de que existen técnicas sólo aplicables a agujero descubierto o agujero entubado.

Las pruebas de variación de presión, pueden estimar la S_{or} , si la permeabilidad es obtenida de este tipo de pruebas y si se tienen disponibles las permeabilidades relativas del análisis de núcleos, dado que se obtienen saturaciones usando datos de las permeabilidades relativas. La S_{or} puede ser obtenida a través de las compresibilidades; compresibilidades de la formación, aceite y agua, (c_f , c_o y c_w) respectivamente. La compresibilidad total, c_t , se obtiene de las pruebas de variación de presión, aunque en muchas ocasiones se tiene algún grado de incertidumbre en la determinación de esta compresibilidad. Por lo anterior, es necesario contar con el análisis de núcleos para las permeabilidades relativas y es posible sólo para casos en los que existan las fases aceite y agua, como fases continuas.

Datos de producción, son otra técnica posible para la determinación de la S_{or} , con la historia de producción se estima la producción final (N_p). Existen las técnicas gráfica y analítica. Aquí la certidumbre de la saturación residual obtenida depende fuertemente de la confiabilidad de los datos de producción.

Las pruebas de trazadores constituyen otra herramienta para la determinación de la saturación residual de aceite. El principio es el siguiente: cuando un trazador químico es inyectado al yacimiento, sus moléculas son localmente distribuidas entre el agua y el aceite en el yacimiento; en equilibrio termodinámico se tiene un valor de coeficiente de partición (obtenido del laboratorio). Las moléculas del trazador se moverán con una velocidad característica que depende de la fracción de tiempo que ocupan en cada fase. Las velocidades para cada trazador son obtenidas de la prueba de campo y los coeficientes de partición del laboratorio. Cuando un trazador con un conocido coeficiente de partición es inyectado y se mide el tiempo de arribo en otro pozo se puede obtener la saturación residual de aceite.

En resumen, se han discutido brevemente cinco técnicas para la estimación de la saturación residual de aceite. Registros de resistividad, magnético nucleares y análisis de núcleos, los cuales requieren de nuevos pozos perforados. EL registro de neutrón y las pruebas de trazadores se pueden aplicar en pozos viejos entubados, sin embargo todavía existe mucha incertidumbre en estas técnicas dado los parámetros de los cuales dependen, así como de las suposiciones que cada una de estas técnicas utiliza como premisa.

Adicionalmente cabe señalar, que los diversos reportes en la literatura técnica con aplicaciones a la industria petrolera en los que se estima esta saturación residual de aceite, corresponden principalmente a casos de pruebas de un sólo pozo, aplicadas a yacimientos homogéneos, en zonas invadidas por agua.

Como se comentó anteriormente, las pruebas de trazadores constituyen un método viable para la determinación residual de aceite, esta metodología está basada en la teoría de separación de una mezcla de dos o más compuestos por distribución entre dos fases, de las cuales una de las dos es estacionaria y la otra fase móvil, la cual establece que varios componentes fluyendo a través de medios porosos sufrirán un retraso de acuerdo con sus coeficientes de partición a la fase inmóvil (aceite).

Los trazadores, se pueden dividir en dos categorías: ideales (pasivos), los cuales permiten seguir perfectamente el movimiento de la fase que se quiere marcar, y los

trazadores particionables, los cuales se distribuyen entre las fases (agua y aceite, o gas y aceite). Los trazadores ideales son muy utilizados en las pruebas entre pozos para obtener información acerca del patrón de flujo, velocidad establecida en el campo, continuidad, y algunas características del sistema roca-fluidos. Los trazadores particionables son usados tanto en las pruebas de un sólo pozo, como en pruebas entre pozos para estimar la saturación residual de aceite, usualmente previo a la aplicación de un proceso de recuperación en los campos.

En México no se ha realizado ninguna prueba de trazadores para la estimación residual de aceite. Por lo que, como parte de los retos que se tienen en particular en México es incorporar trazadores particionables en las aplicaciones de fase gas y fase agua para ser utilizados en la determinación de la *Sor*, ya sea en zona invadida por agua, como por gas. Se requiere realizar experimentos en los cuales se demuestre la aplicabilidad de la metodología en el laboratorio y así como utilizar los simuladores UTCHEM y Eclipse (simuladores de yacimientos) para demostrar el uso de los trazadores en pequeña y gran escala

En resumen, hoy día representa un reto desarrollar metodologías que permitan la estimación de la saturación residual de aceite a través de pruebas de trazadores (tanto de un sólo pozo como entre pozos) en zona de gas y en zona de agua, en yacimientos homogéneos como en yacimientos naturalmente fracturados.

Por lo anterior, resulta necesario enfocarse a incrementar la teoría y tecnología en torno a los tópicos arriba mencionados; de tal forma que el desarrollo de cuatro líneas principales de trabajo, estudio de trazadores particionables, comportamiento de flujo, comportamiento fisicoquímico, diseño, y simulación de pruebas de trazadores; permitirá lograr los avances suficientes para estar en condiciones de su aplicación en campos de México

Se hace notar que PEMEX-PEP tiene el urgente requerimiento de estimar la saturación remanente de aceite cuando el yacimiento ya ha sido invadido por agua o por gas. Como ha sido mencionado, es de vital importancia estimar la saturación remanente de aceite en el yacimiento, después de que éste ha sido sujeto a un proceso de recuperación secundaria o mejorada, justamente para evaluar la aplicación de algún proceso subsiguiente con la finalidad de incrementar reservas y por consecuencia recuperar mayor cantidad de hidrocarburos de este tipo de yacimientos.

Tal es el caso de varios de los campos pertenecientes a las Zonas Marina Noreste y Zona Marina Suroeste, así como varios campos de las Regiones Sur y Norte. Por lo anterior, es muy importante para PEP, contar con una solución tecnológica apropiada para la estimación de la saturación remanente de aceite, tanto en zonas invadidas de agua como en zonas invadidas de gas, y así como, por ejemplo, considerando yacimientos fracturados.

Cabe mencionar, que a pesar de los urgentes requerimientos sobre este tipo de estudios, PEP tiene actualmente muy escasas opciones para realizarlos, alianzas con universidades extranjeras- cías. Extranjeras, que por cierto no satisfacen del todo sus requerimientos, dado que no se tiene experiencia en yacimientos altamente fracturados, ni en zona de gas. Así que resulta altamente estratégico para la industria petrolera nacional promover la investigación y desarrollo tecnológico en este tema.

6. COMENTARIOS FINALES

Existen tres importantes requerimientos de PEMEX-PEP que conciernen al estudio de pruebas de trazadores, los tres impactan fuertemente en el incremento del factor final de recuperación de sus yacimientos.

1. Aplicación de pruebas de trazadores para la estimación de la saturación residual o remanente de aceite, parámetro indispensable para la evaluación de la viabilidad (técnica y económica) de un proceso de recuperación en un campo en declinación de su producción, en cuanto al volumen estimado como su distribución en el yacimiento.
2. Aplicación de pruebas de trazadores para la determinación de propiedades del sistema roca-fluidos, así como caracterización dinámica del yacimiento, como para la identificación de barreras al flujo, zonas de alta permeabilidad, fallas conductivas, etc., que influyen de forma importante en la eficacia y eficiencia de los proyectos de recuperación de hidrocarburos.
3. Aplicación de pruebas de trazadores para el diagnóstico problemas de alta producción del agua en detrimento de la productividad de los pozos.

Sin embargo, a pesar de estos urgentes requerimientos, aún no se cuenta con una herramienta lo suficientemente desarrollada, para incidir de forma contundente en la solución de este tipo de problemas.

Se ha realizado un análisis sobre la problemática en torno a las pruebas de trazadores entre pozos, tanto en el nivel internacional, como en México. Se puede mencionar que los principales problemas para la obtención de información cuantitativa de estas aplicaciones son: inadecuado diseño de la prueba, pobre muestreo y que existen pocas herramientas desarrolladas para la interpretación de estas pruebas.

Como respuesta a esta problemática se ha presentado una metodología: "*análisis de pruebas de trazadores*", que comprende nuevos elementos técnicos y procedimientos, que conducen a obtener mejores resultados de estos estudios de campo. Con ello se ofrece una técnica más sustentada que aporta bases para las mejores prácticas de pruebas de trazadores.

Por lo anterior, es posible concluir, que el uso de esta metodología es una herramienta importante en el análisis de pruebas de trazadores, desde el diseño mismo de la prueba, su implantación en campo hasta la interpretación de forma integral. El procedimiento aquí presentado proporciona elementos adicionales que facilitan al especialista realizar un análisis cuantitativo de las pruebas de trazadores, dado que trata de evitar en sí mismo, problemas diversos que con frecuencia se han presentado en este tipo de aplicaciones en el nivel internacional.

Se ha enfatizado la escasez de grupos dedicados a la investigación y desarrollo tecnológico en torno a estas pruebas de trazadores, lo que implica la necesidad de formar recursos humanos en esta área, así como promover la integración de grupos multidisciplinarios dedicados al estudio de esta importante herramienta.

Se mencionaron prácticamente todas las aportaciones desarrolladas por autores mexicanos (tesis, artículos y metodologías), así como las aplicaciones realizadas en campo que si bien han sido relevantes, es una muestra de que han sido escasos los esfuerzos dedicados a esta área.

Lo anterior pues, indica que los retos en esta materia son importantes, que si bien, el avance logrado hasta ahora es significativo todavía nos resta mucho por alcanzar. Hoy día ante la situación actual de la industria petrolera nacional, cobra mayor relevancia las aportaciones que se realicen en este tema, sobre todo, porque pruebas de trazadores diseñadas, implementadas e interpretadas correctamente, proporcionan información de inestimable valor para el éxito de los proyectos de recuperación de hidrocarburos.

Jetzabeth Ramírez Sabag

7. REFERENCIAS

- 1 Asadi M., 2004, "Poza Rica Field Interwell Waterflood Tracer", Final Report, ProTechnics and OJeito, May 2004, Houston TX.
- 2 Arteaga M., J. Molina, R. Hernández, and F. Flamenco, PEMEX E&P, 2007. "A Successful Gas Injection Pilot Test in a Mature and Complex Fractured Carbonate Reservoir, Oxiacaque Field, Southern Mexico", SPE 114010-MS.
- 3 Donaldson EC, Chilingarian GV y Yen TF (eds), 1989. "Enhanced Oil Recovery, II-Processes and Operations", Developments in Petroleum Science. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Science Publishers.
- 4 Du Y. y Guan L., 2005. "New Mexico Tech, & Texas A&M U.: Interwell Tracer Tests: Lessons Learned From Past Field Studies", SPE 93140.
- 5 Edgar Meza and Francisco García, Pemex; Nancy Muñoz, COMESA; and Carlos Reyes and Arturo Amador, PEMEX, 2007. "Optimization of Tracer Test Design-Practical Applications", International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 27-30 June, Veracruz, México.
- 6 Edgar Meza y cols., 2005. "Diseño y evaluación de pruebas de inyección de trazadores para proyectos de recuperación secundaria o mejorada en campos de PEP – Campo Sitio Grande", Subgerencia de Recuperación Mejorada, Reporte técnico, diciembre, PEMEX, México.
- 7 Falconi de La Fuente, G.,y cols. , 2000. "Prueba piloto de trazadores radiactivos en los pozos del activo Cantarell", Informe mensual junio, IMP, México.
- 8 Falconi de La Fuente, G.,y cols. 2000 "Prueba piloto de trazadores radiactivos en los pozos del activo Cantarell", Informe mensual-Junio, IMP, México.
- 9 Falconi de La Fuente, G.,y cols., 1985. "Estudio de radiotrazado en el campo Samaria", Departamento de Aplicación de Tecnología Nuclear, Reporte del proyecto D. 6201, IMP, México.
- 10 Falconi de La Fuente, G.,y cols., 2001. "Estudio de radiotrazado en el campo Giralda Activo Muspac", Informe final del proyecto: F.53595 y F.01207, IMP, México.
- 11 Falconi de La Fuente, G.,y cols., 2001. "Proyecto: F.33505 Estudio de radiotrazado en los campos Pol, Chuc Y Batab", IMP , México.
- 12 Falconi de La Fuente, G.,y cols., 2003. Informe Final de Estudios de trazadores radioactivos a los campos de la Coordinación de Diseño y Explotación Sitio Grande. Proy. F.53832 / F.53943. Instituto Mexicano del Petróleo. Dirección Regional Sur. Septiembre, México.
- 13 Falconi de La Fuente, G.,y cols.,Informe final (1987) "Estudio de radiotrazado en el campo Abkatun de la Región Marina." Instituto Mexicano del Petróleo. Dirección Regional Sur, México.

- 14 Farouq, Ali, SM. y Thomas, S., 1996. "The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods", Journal of Canadian Petroleum Technology.
- 15 Geoquest-Schlumberger, "Manual del Simulador Eclipse de Geoquest-Schlumberger", Versión 2005A, Technical Description y Reference Manual. Ver también el sitio de Internet <http://www.sis.slb.com/content/software/simulation>.
- 16 González Ortiz, Karla Berenice, 2005. "Nueva metodología de diseño de pruebas de trazadores en yacimientos petroleros: aplicación de campo", Tesis licenciatura UNAM, México.
- 17 Green, D. and Willhite, G., 1998. "Enhanced Oil Recovery", textbook series, SPE, Richardson, TX,8.
- 18 Instituto Mexicano del Petróleo, (1992). "Estudio de multitrizado en el complejo Abkatún-Pol-Chuc", Informe trimestral julio-septiembre del Proyecto CB0-6201, México.
- 19 Instituto Mexicano del Petróleo, 1985. "Estudio de radiotrazado del campo Samaria", Proyecto D-6201, julio, México.
- 20 Instituto Mexicano del Petróleo, 1990. "Estudio de multitrizado entre pozos del campo Abkatún". Reporte final, enero, México.
- 21 Instituto Mexicano del Petróleo, (1991). "Estudio de multitrizado en el complejo Abkatún-Pol-Chuc", Informe anual del Proyecto CB0-6201, Región sur, México.
- 22 Käss, W., 1998. "Tracing Technique in Geohydrology".- A.A. Balkema, 581 pp, Rotterdam
- 23 Kreft, A. and Zuber, A.: 1978, "On the physical interpretation of the dispersion equation and its solution for different initial and boundary conditions", Chem. Eng. Sci. 33, 1471-1480.
- 24 Maloszewski P. y A. Zuber, (1984). "Interpretation of Artificial and Environmental Tracers in Fissured Rocks with a Porous Matrix", Proceedings of the Symposium Isotope Hydrology 1983, IAEA, Vienna.
- 25 Morales G., 1999. "Los esquemas de explotación de yacimientos de hidrocarburos. Sus alcances, limitaciones y complementariedad en la generación de valor económico". Trabajo elaborado para el ingreso a la Academia Mexicana de Ingeniería como académico de número, México.
- 26 Morales G., 2007. "Presentación en el foro sobre seguridad energética", PEMEX Exploración y Producción", junio, México.
- 27 Najera, J., (1973). "Aplicación de tritio como trazador en el campo Tamaulipas- Constituciones", 73BH/132 IMP, México.
- 28 Nehring, R., 2006. "How Hubbert method fails to predict oil production in the Permian Basin". Oil & Gas Journal.
- 29 Nelder J. A., Mead R (1965). "A simplex method for function minimization". Comput Journal 7, pp. 308-313

- 30 PEMEX, 2004. "Inyección de gas al campo Tecominoacán activo integral Bellota-Jujo PEP-Región Sur", Reporte final, abril, México.
- 31 Pérez Reyes, Victor Hugo, 2004. "Análisis de resultados de pruebas de inyección con trazadores químicos al campo Jujo-Tecominoacán", Tesis licenciatura UNAM, México.
- 32 Press, W., Teukolsky, S., Vettering, W. Y Flannery, B. 1992. "Numerical Recipes in C ", Cambridge University Press.
- 33 Protechnics – O Jeito, 1999. "Resultados finales de la inyección de trazador PMCP en N2 en el campo Jujo-Tecominoacán", marzo 26 , PEMEX, México.
- 34 Ramírez J. y cols., 2002. "Proyecto F. 30286 Inyección de trazador radiactivo en un campo del Activo Ku-Maloob-Zaap", Informe Final, IMP, México.
- 35 Ramírez J. y cols., 2003. "Proyecto: D.00082 Caracterización de yacimientos naturalmente fracturados a través de análisis de prueba de trazadores", IMP diciembre, México.
- 36 Ramírez J. y cols., 2003. "Proyecto F. 30502 Muestreo y análisis de trazador radioactivo en campos del Activo Ku-Maloob-Zaap", Informe final, IMP, México.
- 37 Ramírez J. y cols., 2008. "Proyecto F.54093 Prueba de trazadores radioactivos en pozos del complejo Antonio J. Bermúdez", Informe final IMP, México.
- 38 Ramirez J. y cols., 2005. "Proyecto F.54067 Evaluación de la prueba de trazadores realizada por Protechnics y Ojeito en el campo Poza Rica", IMP, Región norte, México.
- 39 Ramírez-Sabag J. and Samaniego, F., 1992, "A cubic matrix-fracture geometry model for radial tracer flow in naturally fractured reservoirs", Seventeenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, January 29–31, Stanford University, Stanford, CA.
- 40 Ramírez-Sabag J., Valdiviezo-Mijangos, O., y Coronado, M., 2005. "Inter-well tracer tests in oil reservoirs using different optimization methods: A field case". *Geofísica Internacional*, Vol. 44, Num. 1, pp. 113-120. Instituto Mexicano del Petróleo, México D.F., México.
- 41 Reyes López Carlos A., Pedro L. Córdova Díaz, Luis A. Amador Ortega, Leopoldo Arguello M., 2007. "Modelo integral de diseño, implantación y ejecución de un proyecto de inyección de CO2, en el yacimiento JSA, Campo Tamaulipas-Constituciones", México, Ingeniería Petrolera, enero.
- 42 Reyes-Lopez C. and M.A. Marhx-Rojano, Pemex; M. Asadi, SPE, ProTechnics; and D.R. Casas, SPE, O'Jeito S.A. de C.V., 2005. "An Interwell Waterflood Study - Flow Pattern and Reservoir Heterogeneity Evaluation of a Northern Field Formation in Mexico, Part I: Upper Section of the Field", SPE Europec/EAGE Annual Conference, 13-16 June, Madrid, Spain.
- 43 Santillán Sánchez J. R., Casas D.R., 2000. "Presentación técnica del

-
- servicio integral de radiotrazadores y registro espectral para la evaluación de operaciones de terminación, reparación y mantenimiento de pozos petroleros*", Ingeniería Petrolera, noviembre, México.
- 44 Satter, A., 1002. "Reservoir Management: Technical Perspective ". SPE Paper 22350, SPE Int' l. Mtg. on Pet. Engr., Beijing, China, March 24-27,
- 45 Thomas, S., (2008). "Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP", Vol. 63 (No. 1, pp. 9-19
- 46 Velásquez Manjarrez, Octavio, 2002. "Aspectos prácticos de pruebas de trazadores radioactivos. Aplicación campo giraldas", Tesis licenciatura UNAM, México.
- 47 Walkup , G.W. y Horne, R.N., 1985. "Characterization of Tracer Retention Processes and Their Effect on Tracer Transport in Fractured Geothermal Reservoirs". SPE California Regional Meeting, Bakerfield, CA, marzo 27-29, 1985. Artículo SPE # 13610.
- 48 Zemel, B., (1995). "Tracers in the Oil Filed", Elsevier Science, Developments in Petroleum Science, 43, Amsterdam.

CURRICULUM VITAE

Jetzabeth Ramírez Sabag

Líder Tecnológico de Especialidad, Instituto Mexicano del Petróleo, IMP
Jefe de Proyecto de Investigación y Desarrollo, IMP
Jefe de Proyecto de Aplicación Industrial, IMP
Profesor Asignatura "A", Facultad de Ingeniería, UNAM
Sistema Nacional de Investigadores, Investigadora Nacional, Nivel 1

CURRICULUM VITAE

Jetzabeth Ramírez Sabag

Lugar y Fecha de Nacimiento: México, D. F. 25 abril 1958

Nacionalidad: Mexicana

Estado Civil: Casada

Domicilio: Pisco 586, Col. Lindavista

Teléfono: 57521901

Teléfono oficina: 91756990

E-mail: jrsabag@imp.mx

R.F.C. RASJ580425-IV2

1. FORMACIÓN PROFESIONAL

1.1 Título

Licenciatura en Ingeniería Civil Fecha de Examen 30-10-1980.

1.2 Grados

Doctorado en Ingeniería Petrolera Fecha de examen: 06-11-1992.

➤ Maestría en Ingeniería Petrolera Fecha de examen: 16-03-1988.

1.3 Especialidades

➤ Especialidad "Ingeniería de Yacimientos Geotérmicos", OLADE-UNAM, impartido en las instalaciones de la División de Educación Continua, Campo los Azufres, CFE y el Instituto de Investigaciones Eléctricas, 1984.

2. EXPERIENCIA PROFESIONAL

2.1 Cargos

⇒ Instituto Mexicano del Petróleo

- Jefe del proyecto de Investigación D.00376: Modelado de Yacimientos a través de Pruebas de Trazadores, 01 de enero 2007 a la fecha.
- Jefe del proyecto de Desarrollo Tecnológico F.54093: "Prueba de Trazadores Radiactivos en Pozos del Complejo Antonio J. Bermúdez", Región Sur, PEMEX-IMP, del 24 de julio de 2006 a 24 de enero 2008, en ejecución.
- Jefe de los proyectos de Investigación D.00319 y D.00364: "Pruebas de Trazadores Aplicadas al Control de Agua", 2005-2006, terminado.
- Jefe del proyecto de Desarrollo Tecnológico F.54067: "Asistencia Técnica para Proyectos de Recuperación de Hidrocarburos". Partida 3 "Soporte técnico en el Diseño y Análisis de Pruebas de Inyección de Trazadores", Región Norte, PEMEX-IMP, 2005, terminado.
- Jefe del proyecto de Desarrollo Tecnológico F.30502: "Muestreo y análisis de trazador radioactivo en campos del Activo Ku Maloob Zaap", Región Marina Noreste, PEMEX-IMP, 2003, terminado.
- Jefe del proyecto de Investigación D.0082: Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados a través de Pruebas de Trazadores, 2000-2003, terminado.
- Jefe del proyecto de Desarrollo Tecnológico F.30286: "Inyección de un Trazador Radioactivo en uno de los Campos del Activo Ku Maloob Zaap", Región Marina Noreste, PEMEX-IMP, 2002, terminado.

-
- Jefe del proyecto de Desarrollo Tecnológico F.30020: "Estudio de Inyección de Trazadores en Campos del Activo Ek-Balam", Región Marina, PEMEX-IMP, 2001, terminado.
 - ⇒ Facultad de Ingeniería, UNAM.
 - Profesor Asignatura "A", 2000 a la fecha, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM.
 - Profesor Titular "A" T. C. Mayo 1997 a Agosto 1999, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Facultad de Ingeniería, UNAM.
 - Profesor Asociado "C" T. C. Enero de 1993 a Junio de 1995 y Técnico Académico Titular "A " T. C. Junio de 1989 a Diciembre de 1992, División de Estudios de Posgrado (DEPFI), Facultad de Ingeniería, UNAM.
 - ⇒ Asesor Nacional, Junio a Noviembre de 1987, CEPAL, ONU, México.
 - Participación en el proyecto: "Análisis Energético de los Países de Latinoamérica".
 - ⇒ Investigador del Departamento de Geotermia, Abril de 1984 a Marzo de 1987, Instituto de Investigaciones Eléctricas.
 - Obtención de una beca del Instituto para los estudios de maestría en Ingeniería Petrolera, UNAM.
 - Investigador del Departamento de Desarrollo Profesional, Noviembre 1982 a Marzo de 1984, Instituto de Investigaciones Eléctricas.
 - Participación en los Proyectos:
 - Sistema modular de Enseñanza Individualizada para Ingenieros de proyectos de Plantas Hidroeléctricas.
 - Capacitación para los Instructores del Centro de Adiestramiento de operadores de Ixtapantongo.
 - ⇒ Técnico Académico titular "B", 1986-1988, Posgrado de Ingeniería, UNAM.
 - ⇒ Profesor Asignatura "A", 9 horas, 1982-1984, Facultad de Ingeniería, UNAM.
 - ⇒ Investigador del Departamento de Hornos, División Plantas Industriales, 1981, Instituto Mexicano del Petróleo.
 - Análisis y Diseño de Estructuras de Acero en Hornos Industriales.
 - ⇒ Profesor Asignatura "A", 25 horas, 1979-1981, ENEP Aragón, UNAM.

2.2 Liderazgo

- ⇒ Líder Tecnológico Regional, Zona Centro, 01 de enero 2007 a la fecha.
- ⇒ Líder del ÁREA TECNOLOGÍA DE TRAZADORES, del Instituto Mexicano del Petróleo, 1999 a la fecha, la cual es estratégica para el IMP, dados los requerimientos que tiene PEMEX hoy día de esta herramienta.
- ⇒ Liderazgo técnico del grupo que se dedica a al estudio integral de pruebas de trazadores (diseño, operación, análisis e interpretación). Grupo de Tecnología de Trazadores del IMP.

2.3 Docencia

- Impartición de las siguientes asignaturas de la carrera de Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, UNAM:
 - Físicoquímica de Explotación.
 - Evaluación de la Producción.
 - Comportamiento de Pozos.
- Impartición de las siguientes asignaturas de la maestría en Ingeniería Petrolera, Posgrado de Ingeniería, UNAM:
 - Fenómenos de transporte.
 - Matemáticas Aplicadas a la Ingeniería Petrolera.

- Flujo de Fluidos a través de Medios Porosos.
- Recuperación Mejorada de Hidrocarburos*.
- Físicoquímica de los Hidrocarburos*.
- Seminario de Investigación.
- Trabajo de Investigación 1.
- Trabajo de Investigación 2.

* Como parte de mi preparación doctoral

- Impartición de las siguientes asignaturas en el Posgrado del Instituto Mexicano del Petróleo, Área de Explotación de los Hidrocarburos.
 - Seminario de Integración de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.
 - Matemáticas Aplicadas a la Ingeniería Petrolera, Posgrado.
 - Caracterización Dinámica de Yacimientos.
- Impartición del Curso "Inyección de Nitrógeno", de 40 horas al personal de PEMEX-PEP, en Villahermosa, Tabasco 2006.
- Impartición del curso Físicoquímica de los Hidrocarburos de 40 horas al personal de PEMEX-PEP, especializado en producción de hidrocarburos en la Universidad del Carmen, Campeche 2003 y 2004.
- Impartición de la asignatura: "Principios de Fenómenos de Transporte", de la Especialización de Recuperación Secundaria y Mejorada, Facultad de Ingeniería, UNAM, las dos ocasiones en las cuales se ha ofrecido esta especialización, 2001 y 2002.
- Impartición de un curso corto sobre el Análisis de Pruebas de Trazadores dirigido al personal del Departamento de Tecnología Nuclear, de la Región Sur del IMP, personal involucrado en la operación de este tipo de pruebas.
- Impartición del curso propedéutico "Principios de Fenómenos de Transferencia", dirigido a los aspirantes de la maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural, (40 horas) 2005 y 2007.
- Participación en la elaboración de los Apuntes de Principios de Energética.
- Impartición de las Asignaturas, ENEP Aragón:
 - Termodinámica.
 - Física Experimental.
 - Laboratorio de Termodinámica y Física Experimental.

Investigación

PEMEX requiere investigar acerca del flujo de los fluidos inyectados al yacimiento y su efecto sobre el desplazamiento de aceite y gas, porque tiene importantes proyectos de recuperación secundaria y mejorada y por lo tanto, necesita identificar y entender las anomalías, heterogeneidades y conectividades del yacimiento, para determinar las características del flujo de los fluidos de inyección en estos sistemas complejos. Las pruebas de trazadores constituyen una herramienta adecuada para resolver el problema anterior, sin embargo se requiere más investigación sobre el flujo de trazadores en yacimientos naturalmente fracturados (YNF).

- Apertura en el IMP de una línea de investigación sobre el flujo de trazadores en Yacimientos Naturalmente Fracturados, como respuesta a los requerimientos de PEMEX.
- Jefe de Proyectos estratégicos de Investigación flujo de trazadores en yacimientos, 1999 a la fecha, sobre los cuales versan en cinco líneas de trabajo: diseño (operación), modelación matemática, problema inverso, interpretación y simulación numérica.

- Cabe hacer notar que tanto mi tesis de Maestría como la de Doctorado fueron dedicadas a describir el flujo de trazadores en YNF, siendo estas las primeras tesis de posgrado (en México) desarrolladas en este tema.
- El tema central de todas mis investigaciones es en el área de trazadores en yacimientos, los artículos que he publicado representan un alto porcentaje de todas las publicaciones desarrolladas por autores mexicanos sobre trazadores entre pozos.

Existen actualmente muy pocos grupos dedicados a la investigación y desarrollo en torno a las pruebas de trazadores entre pozos. En el nivel internacional, se pueden mencionar, el IFE, Noruega, la Universidad de Stanford, California, la Universidad de Austin, Texas, la universidad de Neuquén en Argentina. En el nivel nacional existe el grupo formado recientemente por quien suscribe y se puede decir que es el ÚNICO hoy día en México.

Se realizaron 5 proyectos de aplicación industrial para PEMEX Exploración y Producción, en las cuales se aplicaron los desarrollos y metodologías generadas en investigación:

- a) Primer diseño de pruebas de trazadores con fundamento en la modelación matemática y simulación numérica en yacimientos homogéneos, así como primer diseño, ejecución y aplicación en yacimientos fracturados.
- b) Primera prueba integral, diseño, operación e interpretación empleando un trazador fase gas en un campo mexicano.
- c) Primera prueba integral de trazadores como parte de una prueba piloto de inyección de gas (diseño, operación, interpretación) en campos terrestres.
- d) Se desplazó a las compañías extranjeras porque el IMP ofreció un producto integrado con elementos adicionales a los que estas compañías ofrecen.
- e) Aplicación de los desarrollos obtenidos en el proyecto de investigación y aplicación de tecnologías de vanguardia.
- f) Aplicaciones del producto completo "análisis de pruebas de trazadores" (diseño, operación, análisis e interpretación) en yacimientos fracturados.
- g) Transferencia tecnológica.
- h) Retroalimentación aplicación-investigación-aplicación.

2.5 Asesoría

- ⇒ Asesor Nacional, Junio a Noviembre de 1987, CEPAL, ONU, México. Participación en el proyecto: "Análisis Energético de los Países Latinoamérica".

2.6 Administración

- Administración y Planeación económica como jefe del proyecto de Investigación D.00376: Modelado de Yacimientos a través de Pruebas de Trazadores, 01 de enero 2007 a la fecha.

- Administración y Planeación económica como jefe del proyecto de Desarrollo Tecnológico F.54093: "Prueba de Trazadores Radiactivos en Pozos del Complejo Antonio J. Bermúdez", Región Sur, PEMEX-IMP, del 24 de julio de 2006 a 24 de enero 2008, terminado.
- Administración y Planeación económica como jefe de los proyectos de Investigación D.00319 y D.00364: "Pruebas de Trazadores Aplicadas al Control de Agua", 2005-2006, terminado.
- Administración y Planeación económica como jefe del proyecto de Desarrollo Tecnológico F.54067: "Asistencia Técnica para Proyectos de Recuperación de Hidrocarburos". Partida 3 "Soporte técnico en el Diseño y Análisis de Pruebas de Inyección de Trazadores", Región Norte, PEMEX-IMP, 2005, terminado.
- Administración y Planeación económica como jefe del proyecto de Desarrollo Tecnológico F.30020: "Estudio de inyección de trazadores en campos del Activo Ek-Balam", Región Marina, PEMEX-IMP, 2001, terminado.
- Administración y Planeación económica como jefe del proyecto de Desarrollo Tecnológico F.30502: "Muestreo y análisis de trazador radioactivo en campos del Activo Ku Maloob Zaap", Región Marina Noreste, PEMEX-IMP, 2003, terminado.
- Administración y Planeación económica como jefe del proyecto de Investigación D.0082: Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados a través de Pruebas de Trazadores, 2000-2003, terminado.
- Administración y Planeación económica como jefe del proyecto de Desarrollo Tecnológico F.30286: "Inyección de un Trazador Radioactivo en uno de los Campos del Activo Ku Maloob Zaap", Región Marina Noreste, PEMEX-IMP, 2002, terminado.

3. OBRAS REALIZADAS

3.1 Proyectos realizados

- Proyecto de Investigación D.00376: Modelado de Yacimientos a través de Pruebas de Trazadores, julio 2006-diciembre 2007, en ejecución.
- Proyecto de Desarrollo Tecnológico F.54093: "Prueba de Trazadores Radiactivos en Pozos del Complejo Antonio J. Bermúdez", Región Sur, PEMEX-IMP, del 24 de julio de 2006 a 24 de enero 2008, en ejecución.
- Proyectos de Investigación D.00319 y D.00364: "Pruebas de Trazadores Aplicadas al Control de Agua", 2005-2006, terminado.
- Proyecto de Desarrollo Tecnológico F.54067: "Asistencia Técnica para Proyectos de Recuperación de Hidrocarburos". Partida 3 "Soporte Técnico en el Diseño y Análisis de Pruebas de Inyección de Trazadores", Región Norte, PEMEX-IMP, 2005, terminado.
- Proyecto de Desarrollo Tecnológico F.30502: "Muestreo y análisis de trazador radioactivo en campos del Activo Ku Maloob Zaap", Región Marina Noreste, PEMEX-IMP, 2003, terminado.
- Proyecto de Investigación D.0082: Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados a través de Pruebas de Trazadores, 2000-2003, terminado.
- Proyecto de Desarrollo Tecnológico F.30286: "Inyección de un Trazador Radioactivo en uno de los Campos del Activo Ku Maloob Zaap", Región Marina Noreste, PEMEX-IMP, 2002, terminado.
- Proyecto de Desarrollo Tecnológico F.30020: "Estudio de inyección de trazadores en campos del Activo Ek-Balam", Región Marina, PEMEX-IMP, 2001, terminado.

3.2 Desarrollo de infraestructura

- Desarrollo de un “Nuevo Producto” (de acuerdo al nuevo esquema de IMP) de la Línea de Productos 6, de la Dirección Ejecutiva Exploración Producción del IMP, “Análisis de Pruebas de Trazadores”, 2002, vigente.
 - Formación de un grupo líder en el Análisis de Pruebas de trazadores, que involucra personal altamente capacitado en las líneas de trabajo involucradas, diseño, modelación matemática, operación, simulación numérica, problema inverso e interpretación, 2001 a la fecha. Líder del Grupo.
- ⇒ Yacimientos Naturalmente Fracturados.
Caracterización dinámica (análisis de trazadores).
- Desarrollo de modelos que describen el flujo de trazadores.
 - Caracterización de yacimientos a través de la interpretación de pruebas de trazadores.
 - Desarrollo de una metodología para el diseño de pruebas de trazadores.
 - Desarrollo de una metodología para la interpretación de pruebas de trazadores.
 - Desarrollo e implantación de un proceso de trabajo sobre el análisis de pruebas de trazadores, que incluye todas las líneas de trabajo para estudios de este tipo, modelación matemática, diseño y operación de la prueba, problema inverso e interpretación.
 - Incorporación de los modelos a simuladores numéricos.
 - Desarrollo de una metodología para el ajuste de las curvas de respuesta del trazador en el espacio de Laplace.
 - Desarrollo de una metodología para estimar los valores iniciales.
 - Desarrollo de un sistema para la interpretación matemática de pruebas de trazadores.

3.3 Códigos y normativa

- Participación en la creación del Programa de Especializaciones de Ingeniería Petrolera, Perforación y Mantenimiento de Pozos, 1998 (UNAM).
- Elaboración de las Normas Complementarias de las Especializaciones, para ser autorizadas por el H. Consejo Técnico de la Facultad de Ingeniería y Posteriormente turnarlas para la autorización del H. Consejo Universitario.
- Participación, como miembro del Área Temática de Explotación del Petróleo, de lineamientos operativos del Posgrado del IMP.
- Participación en la creación de la asignatura Seminario de Investigación de Ingeniería petrolera.

3.4 Formación de recursos humanos

- Formación un grupo de investigación y desarrollo, líder en esta especialidad, enfocado a resolver problemas prioritarios en la recuperación de hidrocarburos a través del análisis de pruebas de trazadores, mismo que está generando nuevas metodologías y desarrollos, lo cual ha contribuido al fortalecimiento de las capacidades del IMP para proporcionar soluciones de alto contenido tecnológico a PEMEX. Este grupo está constituido por profesionales de distintas disciplinas y especialidades muy específicas, las cuales han sido canalizadas al estudio de trazadores en todas las líneas de trabajo establecidas, actualmente de 10 personas, 4 doctores, 4 maestros y dos

ingenieros (primer grupo de trabajo en México dedicado a investigación y desarrollo en pruebas de trazadores).

➤ **Tesis dirigidas**

1. Metodología de diseño de pruebas de trazadores. Casos de campo. Ingeniería Petrolera,
(Nivel Licenciatura) 01/07/05
2. Apuntes de la Asignatura Comportamiento de Pozos, Ingeniería Petrolera
(Nivel Licenciatura) 18/05/04
3. Aspectos Prácticos de Pruebas de Trazadores Radioactivos (Nivel
Licenciatura) 16/01/02
4. Metodología empleada en la Interpretación de Pruebas de Trazadores,
Ingeniería Petrolera
(Nivel Licenciatura) 11/06/01
5. Inyección con Polímeros, Ingeniería Petrolera
(Nivel Licenciatura) 23/05/01
6. Evaluación Integral del Efecto de Daño de la Formación, Ingeniería Petrolera
(Nivel Licenciatura) 01/11/00
7. Aplicación de los Registros de Producción en Pozos de la Zona Marina de
Campeche, Ingeniería Petrolera
(Nivel Licenciatura) 01/02/99

3.5 Artículos en publicaciones arbitradas

- "Inter-well tracer test in oil reservoir using different optimization methods: A field case", *Geofísica Internacional*, 2005, Vol. 44, Num. 1, pp 113-120, J. Ramírez-Sabag, O. Valdiviezo-Mijangos, M. Coronado.
- "Analysis of Interwell Tracer Tests in Oil Reservoirs Using Different Optimization Methods: Application to a Field Case", *Geofísica Internacional*, 2005, en prensa, J. Ramírez-Sabag, O. Valdiviezo-Mijangos, M. Coronado.
- "A New Approach to the Inverse Problem in the Interpretation of Interwell Tracer Test of Reservoir", J. Ramírez-Sabag, Daniel Morales M., *Engineering Petroleum Science and Technology*, Enviado a publicación.
- "Tracer Test Interpretation in Naturally Fractured Reservoirs", *SPE Formation Evaluation*, September 1995, Page: 186-192, VOL. 10, Jetzabeth Ramírez-S., Fernando Samaniego-V., Fernando Rodríguez, Jesús Rivera-R.
- "Tracer Test Interpretation in Naturally Fractured Reservoirs", *SPE 28691*, 1994, Jetzabeth Ramírez S., Fernando Samaniego V., Fernando Rodriguez, J. Rivera R.
- "Tracer Flow in Naturally Fractured Reservoirs", *SPE 25900*, *SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium Denver Colorado, U.S.A.* Abril 12-14, 1993, pag. 579-590, Jetzabeth Ramírez, Fernando Samaniego V., Jesús Rivera R., Fernando Rodríguez.

Como segundo autor:

- "On the boundary conditions in tracer transport models for fractured porous undergrounds formations", M. Coronado, J. Ramírez-Sabag and O. Valdiviezo-Mijangos, *Revista Mexicana de Física*, 2007, 53 (4) 2007 260-269
- "Analytical model for tracer transport in reservoirs having a conductive geological fault", Manuel Coronado and Jetzabeth Ramírez-Sabag, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (Enviado a revisión 2007)

- "A new analytical Formulation for interwell finite-step tracer injection test in reservoirs". Manuel Coronado and Jetzabeth Ramírez-Sabag, *Transport in porous media* (2005) 60:339-351.
- "New Considerations on Analytical Solutions Employed in Tracer Flow Modeling", *Transport in Porous Media*, febrero 2004, Kluwer academic publisher, Page 221-237, Editor J. Bear, Manuel Coronado, Jetzabeth Ramírez, Fernando Samaniego.
- "Further considerations on the boundary conditions used in reservoir tracer test models: analysis of some field cases, de los autores Manuel Coronado, Jetzabeth Ramírez-Sabag, Oscar Valdiviezo-Mijangos y Carlos Somaruga. Enviado a publicación.
- "Fitting tracer test response curves using genetic algorithms and direct search methods", Autores: Manuel Coronado, Jetzabeth Ramírez-Sabag, Oscar Valdiviezo-Mijangos y Manuel Coronado. En preparación para enviar a publicación.
- "Analytical Finite-Step Tracer Test Model for Two Injection Fluid Input schemes", *Water Resources Research*, M. Coronado, J. Ramírez-Sabag, Enviado a publicación.

3.6 Presentación en Congresos

- Coloquio de Especialidades "La Ingeniería en el Desarrollo de México", Monterrey, Nuevo León, México, 2007 "Uso de las Pruebas de Trazadores Entre Pozos en los Procesos de Recuperación de Hidrocarburos", Jetzabeth Ramírez-Sabag.
- Taller de Medios Porosos *PORO 2007*, Puerto Vallarta, Jalisco, México, "Modeling Compressible Gas Flow in Oil Reservoirs for 2D Tracer Transport Simulation based on Streamlines", Manuel Coronado, Jetzabeth Ramírez-Sabag, Oscar Valdiviezo-Mijangos y Carlos Somaruga.
- "An Inverse Problem Solution to the Flow of Tracers in Naturally Fractured Reservoirs"
PROCEEDINGS, nineteenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 18-20, 1994, SGP-TR-147, page 35-42, Jetzabeth Ramírez S., Fernando Samaniego V., Fernando Rodríguez, Jesús Rivera R.
- "A Cubic Matrix-Fracture Geometry Model for Radial Tracer Flow in Naturally Fractured Reservoirs".
PROCEEDINGS, seventeenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 1992, Jetzabeth Ramírez-Sabag, Fernando Samaniego V.
- "Modelos Matemáticos para Predecir el Flujo de Trazadores a Tráves de Yacimientos Geotérmicos Naturalmente Fracturados"
Invitación: Encuentro Hispano Mexicano sobre Geología y Minería, México 1992, Jetzabeth Ramírez S., Jesús Rivera R. Fernando Samaniego V., Fernando Rodríguez de la G.
- "An Investigation of Radial Tracer Flow in Naturally Fractured Reservoirs".
PROCEEDINGS, sixteenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 23-25, 1991, SGP-TR-134, page 67-73, Jetzabeth Ramírez-Sabag, Fernando Samaniego V., Jesús Rivera R., Fernando Rodríguez.
- "A Semianalytical Solution for Tracer Flow in Naturally Fractured Reservoirs".
PROCEEDINGS, fifteenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 23-25, 1990, SGP-TR-130, page 137-145, Jetzabeth Ramírez S., Jesús Rivera R., Fernando Samaniego, Fernando Rodríguez.
- "Parallel Fractures Model for Tracer Flow Through Geothermal Reservoirs".

PROCEEDINGS, Twelfth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 20-22, 1987, SGP-TR-109, page 229-232 J.R. Rivera, J. S. Ramírez, F. G. Rodríguez.

Como segundo autor

- 4° Congreso Internacional y 2° Nacional de Métodos Numéricos en Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Morelia Michoacán, 2007. "Aplicación de algoritmos evolutivos en pruebas de trazadores", Oscar C. Valdiviezo-Mijangos, Jetzabeth Ramírez-Sabag y Manuel Coronado.
- "Prueba de Trazadores Entre Pozos: Condiciones de Frontera en Modelos Analíticos y Comparación con Datos de Campo". XLII Congreso Nacional de la AIPM en Acapulco 2004. Manuel Coronado, Jetzabeth Ramírez-Sabag, Oscar Valdiviezo, Fernando Samaniego.
- "On the Analytical Model Used to Describe Tracer Flow in Oil Fields" 5 th Taller de América del Norte sobre aplicaciones de la Física de medios porosos, noviembre 7-11, 2003. Puerto Vallarta, México. Manuel Coronado, Jetzabeth Ramírez-Sabag, Oscar Valdiviezo-Mijangos.

3.7 Libros

- Obra intitulada "Productividad de Pozos Petroleros", editado en Noviembre 2007, por la Facultad de Ingeniería, tiraje 500 ejemplares. International Standard Book Number, ISBN, 978-970-32-4757-8. Autores: Jetzabeth Ramírez, Gerardo Lozano y Rodolfo Pérez. Facultad de Ingeniería, UNAM. 2007.

3.8 Patentes/Derechos de Autor

- "Manual para la estimación de parámetros en el dominio de laplace usando pruebas de trazadores", Valdiviezo Mijangos Oscar, Jetzabeth Ramírez Sabag, Coronado Gallardo Manuel y, 2007, Registro INDA en trámite.
- "Manual para el análisis de pruebas de trazadores entre pozos petroleros", Ramírez Sabag Jetzabeth, 2007, Registro INDA 03-2008-013113215900-01.
- "Manual técnico y guía de usuario del programa de cómputo F +Tr, flujo y transporte de trazador en campos petroleros." Coronado Gallardo Manuel, Ramírez Sabag Jetzabeth y Valdiviezo Mijangos Oscar, 2007, Registro INDA 03-2007-121713004100-01.
- "Programa de computo F + Tr, flujo de Transporte de Trazador en Yacimientos Petroleros". Coronado Gallardo Manuel, Ramírez Sabag Jetzabeth y Valdiviezo Mijangos Oscar, 2007, Registro INDA 03-2007-121712562200-01.
- "Manual de diseño del programa de muestreo de pruebas de trazadores entre pozos petroleros", Ramírez Sabag Jetzabeth y Valdiviezo Mijangos Oscar, 2007, Registro INDA. 03-2007-072712024000-1
- "Manual Técnico y Guía de Usuario del Programa de Cómputo Patrón de Flujo". Autores: Coronado Gallardo Manuel, López López Joaquín, Ramírez Sabag Jetzabeth y Valdiviezo Mijangos Oscar. Registro INDA: 03-2007-020812383400-01.
- "Programa de Cómputo Patrón de Flujo". Autores: Coronado Gallardo Manuel, López López Joaquín, Ramírez Sabag Jetzabeth y Valdiviezo Mijangos Oscar, Registro INDA: 03-2007-020812365800-01

-
- "Manual Técnico de Modelos matemáticos para la interpretación de pruebas de trazadores entre pozos". Autores: Manuel Coronado y Jetzabeth Ramírez-Sabag. Registro INDA: 03-2006-020911395000-01.
 - "Nuevos esquemas de visualización para el análisis e interpretación de pruebas de trazadores en pozos petroleros". Autores: Manuel Coronado y Jetzabeth Ramírez-Sabag. Registro INDA: 03-2005-121912202800-01
 - "Intertraza sistema de interpretación matemática de prueba de trazadores entre pozos petroleros". Autores: Jetzabeth Ramírez-Sabag y David Uzziel López Illescas. Registro INDA: 03-2004-022612041500-01.
 - "Manual de interpretación de pruebas de trazadores entre pozos en yacimientos petroleros". Autores: Jetzabeth Ramírez-Sabag y Manuel Coronado Gallardo. Registro INDA: 03-2004-022612054200-01.
 - "Manual para resolver el problema inverso en pruebas de trazadores en el Dominio de Laplace". Autores: Jetzabeth Ramírez-Sabag y Daniel Morales Matamoros. Registro INDA: 03-2004-022611541100-01.
 - "Procedimiento para estimar parámetros iniciales más cercanos al mínimo global utilizando varios métodos de optimización". Autores: Jetzabeth Ramírez-Sabag y Oscar Cerapio Valdiviezo Mijangos. Registro INDA: 03-2003-121712104800-01.
 - "Manual para el diseño de pruebas de trazadores entre pozos en yacimientos petroleros". Autores: Jetzabeth Ramírez-Sabag y Manuel Coronado Gallardo. Registro INDA: 03-2003-051913214800-01.

4. RECONOCIMIENTOS

4.1 Premios

- Premio Anual IMP, Segundo Lugar, en el marco del 39 Aniversario del IMP, Agosto 2004. en reconocimiento al trabajo desarrollado de Investigación y Desarrollo del grupo de trabajo de Tecnología de Trazadores, formación y liderazgo del grupo.
- Medalla de plata Gabino Barreda, en reconocimiento a los estudios de Doctorado en Ingeniería, 21 de mayo de 1997.
- Primer Doctorado en Ingeniería Petrolera, DEPMI, UNAM 1992.
- Premio Mejor Tesis en el nivel de Doctorado en Ingeniería, 7 de Diciembre de 1992, en el marco del "Concurso Nacional de Tesis y Trabajos Terminadas en Áreas de la Ingeniería.
- Medalla y Diploma por 10 años de Antigüedad Docente, F. I. UNAM, 1992.
- Mención Honorífica, Examen de Maestría, 1988.

4.2 Distinciones

- Miembro del Sistema Nacional de Investigadores, expediente 9561, 2009-2012, 2006- 2008 y julio 1990 a junio 1994
- Miembro del Subcomité de Recuperación Mejorada, Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación, PEMEX-PEP, 2004-2005 a 2008, del 2009 al 2012 a la fecha.
- Miembro de la RED de Expertos de Recuperación Secundaria y Mejorada, Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación, PEMEX-PEP, octubre 2004 a la fecha.

-
- Miembro del Padrón de Tutores del Programa del Posgrado en Ingeniería, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1997 a la fecha.
 - Miembro del Comité de área temática del Posgrado del Instituto Mexicano del Petróleo, 2003-2005 y 2006-a la fecha
 - Miembro del Comité de Honor del Posgrado del Instituto Mexicano del Petróleo, 2005-a la fecha.
 - Miembro del Comité de Evaluación del Posgrado del Instituto Mexicano del Petróleo, 2007-a la fecha.
 - Consejero Interno, Alumno, del H. Consejo Interno del Posgrado.
 - Becario de CONACYT para realizar estudios de Doctorado de Ingeniería, UNAM.1987-1988.
 - Becario del Banco de México para realizar estudios de Maestría.
 - Becario de CONACYT para realizar estudios de Maestría.

4.3 Cargos de importancia

- Líder Tecnológico Regional, Zona Centro, 01 de enero 2007 a la fecha, Instituto Mexicano del Petróleo.
- Jefe de Proyecto de Investigación, Programa de Investigación de Recuperación de Hidrocarburos, anteriormente del programa de Yacimientos Naturalmente Fracturados. Agosto de 1999 a la fecha, Instituto Mexicano del Petróleo.
- Jefe de proyecto de Desarrollo y Aplicación Industrial, Exploración y Producción, IMP, 2001 a la Fecha.