

METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE TRAZADORES ENTRE POZOS COMO HERRAMIENTA COMPLEMENTARIA EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

Germán Orlando Pérez López¹, Julio Cesar Patiño Sánchez¹, Nicolás Santos Santos²

RESUMEN

En ciertos campos, especialmente donde la principal fuente de energía del yacimiento es la inyección de agua y/o gas, se acostumbra a implementar actividades como la inyección de trazadores entre pozos (interwell tracer test), con el fin de definir heterogeneidades de la roca del yacimiento, establecer comunicaciones entre estratos, determinar canalizaciones preferenciales de flujo, evaluar el comportamiento dinámico de los fluidos de inyección, identificar acumulaciones remanentes de crudo, determinar la distribución de saturación en el yacimiento, entre otros alcances.

Este artículo, desarrolla una metodología que permite el análisis de este tipo de pruebas, a partir de todos los aspectos de la información suministrada.

Palabras Clave: Trazador, Caracterización, Heterogeneidad, Irrupción, Dilución, Partición.

ABSTRACT

In certain fields, specially where the main source of energy is the water or gas injection, is important to implement activities like the injection of interwells tracers, with the purpose of define reservoir rock heterogenities, to ubicate the contact between layers, to determine preferential flow chanalizations, to evaluate the dynamic behavior of the injection fluids, to identify oil accumulation residue, to determine the distribution of saturation in the reservoirs, among other reaches

This paper, developes a methodology that allows analyze interwell tracers tests, considering all the aspects from the provided information.

Keywords: Tracers, Characterization, Heterogeneity, Irruption, Dilution, Partition

¹Ingeniero de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

²Ingeniero de Petróleos, M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander, Director Grupo Modelamiento Procesos De Hidrocarburos, UIS. Bucaramanga, Colombia.

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de determinar condiciones dinámicas de los yacimientos; así como también, la determinación cuantitativa de los diferentes parámetros de flujo que influyen en los procesos de inyección de fluidos y sus efectos de presión y producción, a medida que el yacimiento es explotado, se evidencia la necesidad de implementar actividades que permitan la consecución de un modelo integral del yacimiento para su uso final en la optimización del proceso de recuperación. Para tal fin, las Pruebas de Trazadores entre Pozos han llegado a ser cada vez más importantes como herramienta probada y eficiente.

Los trazadores son compuestos de propiedades químicas específicas que disueltos en agua, gas e incluso vapor, son inyectados en los pozos con el fin de obtener una mejor descripción de los yacimientos sin que de ninguna manera se modifique las características de transmisión del sistema; estos, pueden ser utilizados en procesos de recuperación secundaria o terciaria, durante pruebas piloto de nuevas obras de inyección de fluidos y cuando se desee evaluar cualquier obra de inyección.

PRUEBAS DE TRAZADORES ENTRE POZOS

(Perez, et al, 2006; William et al, 1987)

La tecnología de inyección de trazadores entre pozos se ha probado y aplicado en muchos campos a través de todo el mundo. Según la literatura se han reportado alrededor de 70 estudios que cubren la realización de 43 pruebas (de estas el 61% corresponden a trabajos de inyección de agua y el 39% a inyección de gas), dentro de las cuales por la utilización de trazadores en trabajos de inyección conjunta de agua y gas se destacan los campos: El Furrial (Venezuela), Gullfaks (Mar del Norte),

Judy Creek (Canadá) y Snorre (Noruega). Sin embargo, en la interpretación de los resultados sigue prevaleciendo el análisis cualitativo sobre métodos analíticos y numéricos (61%, 25% y 14% respectivamente).

En Colombia, son muy contados los estudios realizados mediante la utilización de esta técnica debido a la falta de literatura especializada y al relativo “alto costo” que representa implementar la tecnología de inyección del trazador. Sin embargo, desde 1999 se vienen adelantando estudios de caracterización de yacimientos mediante la inyección de trazadores de gas, en los campos Cusiana y Cupiagua con el fin de monitorear el movimiento y distribución de los fluidos inyectados mientras se mantiene la presión del yacimiento. Los resultados obtenidos han permitido evaluar la alta anisotropía del yacimiento, sugerir la distribución radial del gas inyectado, proponer trabajos de reparación, optimizar la producción y mejorar el factor de recobro por redistribución de volúmenes de inyección y mejoramiento de perfiles inyección-producción.

La prueba consiste en la adición de uno o varios elementos de fácil detección en el fluido a inyectar y su posterior recuperación a través de los pozos productores mediante un cronograma específico de muestreo. Donde, el movimiento del trazador refleja el movimiento del fluido inyectado; convirtiendo a esta prueba en una forma eficaz de monitorear y definir el comportamiento dinámico de los fluidos dentro del yacimiento. Y así determinar los principales parámetros de flujo que influyen durante el proceso de inyección.

DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

Para la realización de las pruebas de trazadores se proponen tres fases:

- Diseño de la prueba.
- Operación de inyección y muestreo.
- Evaluación e integración de los resultados.

Dentro de los factores críticos que aseguran el éxito en la realización de pruebas de trazadores entre pozos se deben tener en cuenta:

- Partir de un amplio conocimiento de las zonas permeables y no permeables y sus relaciones entre ellas, ya que son las heterogeneidades las que controlan el flujo de los fluidos dentro del yacimiento.
- Asegurarse de obtener una buena correlación entre la prueba de laboratorio y la prueba de campo, tratando de reproducir fielmente en el laboratorio las condiciones geofísicas, productivas y dinámicas de yacimiento bajo condiciones científicas.
- Identificar concentraciones mínimas de trazador a utilizar para garantizar su presencia en los fluidos producidos.
- Evaluar estrategias de control que garanticen la eficiente recolección de muestras y su correspondiente análisis de concentración de trazador ya que de esto va a depender la correcta evaluación e interpretación de los resultados.

DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES ENTRE POZOS.

(Pavel, 2002; Perez, et al, 2006; Thang, 2005; William et al, 1987)

En la parte del diseño, necesitamos definir y especificar aspectos como los objetivos de la prueba, las zonas a caracterizar, los inyectores ideales, el trazador más apropiado, entre otros. Ver Figura 1.

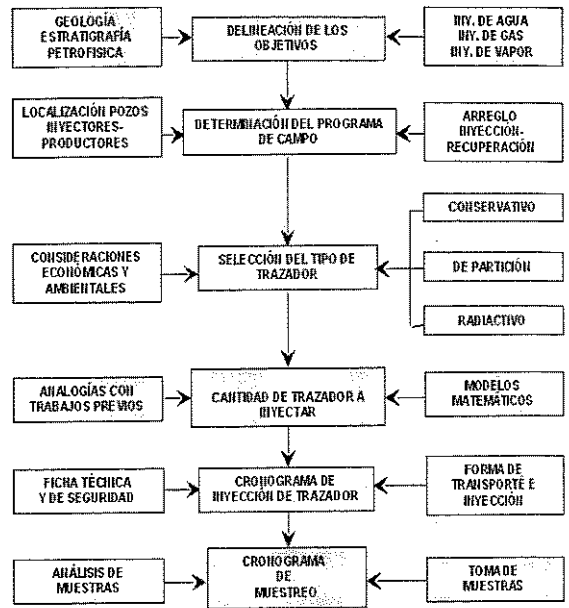


Figura 1. Fase de Diseño para la Realización de Pruebas de Trazadores entre Pozos.

Objetivos de la Prueba. Se debe partir del conocimiento de las condiciones de yacimiento existentes como: el estudio de la información obtenida por medio de la geología, la estratigrafía, los registros de pozos, las pruebas de presión, la historia de producción, los cortes de agua y los tiempos de irrupción del trazador. Lo anterior, con el fin de obtener principalmente, un mayor conocimiento y descripción de las heterogeneidades y la distribución de los fluidos remanentes dentro del yacimiento, de los cuales dependerán los proyectos de recuperación secundaria y terciaria

Los objetivos deben ser definidos tan específicamente como sea posible, y deben dirigirse principalmente a solucionar interrogantes o problemas que se tengan sobre el conocimiento del yacimiento. De esta manera, se puede constituir como un soporte importante en la construcción del modelo dinámico del mismo. Algunos de los objetivos que pueden plantearse en un programa de inyección de trazadores son:

- Distribución espacial 3D de la permeabilidad con una mejor delineación de zonas fracturadas y barreras de permeabilidad.
- Identificación de canales preferenciales de flujo, zonas inundadas y estratificación.
- Comunicación vertical y horizontal entre los pozos y las formaciones.
- Evaluación de la eficiencia volumétrica de barrido por cada fluido inyectado.
- Determinación del movimiento del frente de invasión.
- Optimización de arreglos Inyección-producción.
- Identificación de acumulaciones de hidrocarburos remanentes y distribución de saturación de aceite residual en el yacimiento.

Determinación del programa de campo.

El desarrollo de esta etapa es función de los objetivos del proyecto, la unidad o unidades de flujo que se van a evaluar, la extensión superficial del proyecto y la distancia entre pozos.

- **Localización de los pozos inyectoros y productores.** La selección del número de inyectoros depende del tamaño del proyecto, en trabajos de gran extensión se hace necesario la utilización de más de un pozo inyector, manteniendo la siguiente regla: “dos inyectoros continuos deben utilizar distintos tipos de trazadores” para facilitar su posterior análisis de procedencia.

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

- **Determinación del tipo de Arreglo inyección-recuperación.** Depende del nivel de complejidad y heterogeneidad de la unidad de flujo que se desea caracterizar, el número de trazadores a inyectar (arreglos de inyección directa, selectiva o por malla), y el número de localizaciones dentro del pozo en las cuales los trazadores van a ser muestreados.

Selección del tipo de trazador. Para seleccionar los trazadores más indicados se debe fijar atención en algunos requisitos previos para asegurar el éxito técnico y económico de la operación, cerciorándose que sean realmente efectivos. Para tal fin, se deben tener en cuenta algunos aspectos como:

- El proceso de recuperación y análisis de las muestras debe ser fácil y la detección debe darse en pequeñas concentraciones.
- Las características del trazador debe permitir una buena recuperación para el balance de materia.
- Deben ser inmunes a las bacterias y químicamente estables.
- No debe alterar las propiedades físico-químicas de los fluidos, de las formaciones, ni estar presentes naturalmente en el yacimiento.
- Debe tener un periodo de descomposición o de vida media (para el caso de los radiactivos), lo suficientemente largo para garantizar su buen funcionamiento durante el transcurso de toda la prueba.
- Satisfacer las regulaciones ambientales.

Por esta razón, es necesario realizar análisis detallados de laboratorio para evaluar la compatibilidad de los trazadores con los fluidos y la roca a condiciones de yacimiento,

de tal forma que se puedan cuantificar los niveles de absorción, los efectos de partición, y las respuestas del trazador ante características propias del yacimiento como: la composición química de la roca y la composición y tipo de hidrocarburos recuperados.

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

Tipos de trazadores. Los tipos de trazadores utilizados en la industria del petróleo se dividen en dos grandes grupos: los químicos, y los de partición. Sin embargo, algunos de los compuestos que han probado ser apropiados para ser utilizados como trazadores pueden ser marcados con isótopos radioactivos. Estos materiales, conocidos como trazadores radiactivos, superan en el mercado al número de los otros trazadores, por esta razón son estudiados aparte.

- **Trazadores químicos.** Son trazadores conservativos (no interactúan con los otros fluidos del yacimiento y permanecen en el fluido de inyección), compuestos por aniones o cationes de una sal. Generalmente los más utilizados son los aniones, debido a que los cationes tienden a reaccionar químicamente con las arcillas de la formación.

Estos trazadores son utilizados en su mayoría en proyectos de inyección de agua. Algunos de los aniones más utilizados

son: Etilenodiamina Tetracético (EDTA), Tiocianuro (SCN), Iridio-192, Yodo, Bromo, Cloro, Nitratos y formas de Amoníaco, Potasio y Sodio.

- Se caracterizan porque durante su proceso de inyección se disuelven parcialmente en las otras fases presentes en el yacimiento. Retrazándose en comparación al frente de avance del fluido de inyección. Este retraso, es análogo a una separación cromatográfica y es una medida directa de la saturación de las otras fases en el yacimiento. Saturación de aceite y agua en proyectos de inyección de gas, y, saturación de aceite y gas en proyectos de inyección de agua.

Los trazadores de partición usados en proyectos de inyección de agua son soluciones acuosas de alcoholes inferiores como Metilos, Etilos e isopropilos. De otro lado, entre los trazadores de gas reportados en la literatura encontramos el Helio, Hexafluoruro de Azufre $-SF_6-$ Metano perdeuterado $-CD_4-$; Argón, Monóxido de Carbono $-CO-$ y Oxido Nitroso $-NO_x-$ Metano y Etano Perfluorados (CF_4) , (C_2F_6) .

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

$$k_d = \frac{C_p}{C_g} \quad (1)$$

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

En proyectos de inyección de vapor, técnica relativamente reciente, son utilizados el SF_6 , C_2 , N_2O , He, varios Alcanos Perfluorados

menores como el CF_4 , C_2F_6 , C_3F_8 , Neón y Argón, Además el Metilo, Étilo y otros alcoholes mayores.

- **Trazadores radiactivos.** Son compuestos químicos marcados con isótopos o elementos radiactivos que son incorporados a los fluidos de inyección. Las ventajas de estos son que requieren muy poco tiempo de inyección, los yacimientos poseen nada o muy bajas concentraciones de ellos y son muy fácilmente detectables en los pozos productores debido a la emisión de partículas alfa; rayos gama o emisión de neutrones.

Los Trazadores radiactivos usados en proyectos de inyección de agua son el Yodo-131, Cloro-86 y Bromo-86, el Tritio (HTO). En proyectos de inyección de gas, encontramos el tritio como gas, y en mezclas de Metano (CH_3T), Etano (C_2H_5T) o Propano (C_3H_7T); además encontramos el Criptón-85 y el Xenón-133. De otro lado, en pruebas de inyección de vapor se ha reportado el uso del I-131 como Yoduro de Metilo, Kr-85, Xe-133, Iones de Yoduro, Cloruro, Tiocianato y hexacianuro Cobaltado.

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

Para estimar la cantidad de trazador a utilizar podemos utilizar la solución de modelos

matemáticos como la Ecuación de Abbaszadeh-Dengami and Brigham (formulada en distintos casos donde se tienen en cuenta efectos como dispersión, difusión y dilución, debido a la expansión del fluido y separación de los trazadores); o, el Modelo de Dilución Total (estima un volumen adicional anticipado obtenido del calculo de volumen poroso entre el pozo inyector y los pozos productores considerando el espesor de la formación y las condiciones de yacimiento conocidas).

Con el fin de verificar consistencias con los trazadores seleccionados y los resultados obtenidos podemos recurrir a analogías con trabajos previos en yacimientos que expresen semejanzas estáticas y dinámicas de yacimiento y de los fluidos.

Cronograma de inyección del trazador. Dentro del cronograma de inyección se debe plantear los procedimientos de transporte al campo y su posterior inyección, considerando todas las ventajas y desventajas de los métodos existentes y ofrecidos por cada una de las compañías de servicios. Es importante también establecer una relación de equipos y maquinaria a utilizar durante el proceso de inyección a fin de determinar algunas consideraciones técnicas y de seguridad para antes y después de la inyección.

Cronograma de toma de muestras. Se constituye como parte fundamental de la fase de diseño. Puesto que de esta depende la información que se obtendrá de la prueba. Este cronograma debe ser diseñado para obtener toda la información posible e importante de la prueba mientras se mantiene el costo del análisis económico.

Este programa, va a depender directamente de las condiciones y características geológicas y de la ingeniería del yacimiento. Así mismo,

la frecuencia de muestreo depende del tipo de fluido, de la distancia entre el pozo inyector y los pozos productores, de las tasas de inyección-producción y de los tiempos de arribo o irrupción del trazador.

Actualmente se proponen programas de muestreo donde la frecuencia es mayor durante las primeras etapas, hasta la irrupción del trazador, y posteriormente se reduce gradualmente a medida que se va adquiriendo la suficiente información. Un ejemplo de cronograma de muestreo es planteado en la tabla 1.

Tabla 1. Cronograma de Muestreo Propuesto Para la Prueba.

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

Cronograma análisis de muestras. Para el análisis de las muestras, deben estar identificados plenamente los procedimientos de detección o conteo específicos para cada tipo de trazador a utilizar.

El material radiactivo puede identificarse por medio de su radiación emitida, a través de la energía que este le transfiere al detector (cromatografía, contadores de centelleo, medidores de carga y contadores de gas entre otros). Para el caso de los no radiactivos, la detección de las muestras se realiza a través de medios lumínicos, ópticos (absorción, emisión), o cromatograficos (cromatografía iónica, de gases o de líquidos). Este análisis se puede llevar a cabo en laboratorios dentro o fuera del campo o por medio de equipos en línea.

FASE DE OPERACIÓN

(Matamoros et al, 2003; Perez, et al, 2006)

Consiste en el trabajo de campo. En esta etapa se realiza el transporte del trazador seleccionado, su inyección, el muestreo (con base en el diseño) y el análisis de las muestras en el laboratorio, ver figura 2.

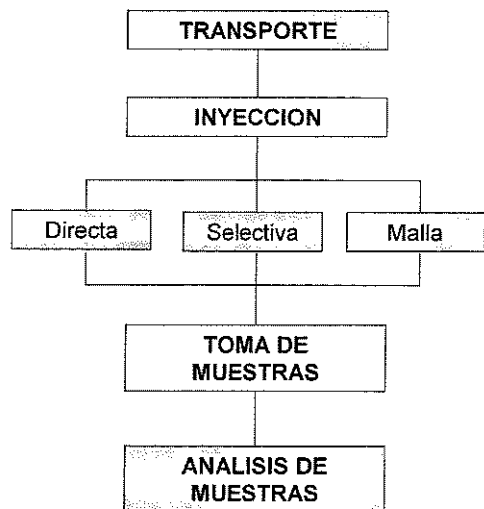


Figura 2. Operaciones a Realizar Durante el Desarrollo de una Prueba de Trazadores.

Transporte e inyección del trazador. Cuando se quiere evitar el contacto con soluciones concentradas a fin de reducir las posibilidades

de expansión, el trazador es ubicado en un gel dentro de un contenedor para ser transportado, e inyectado por medio de un pistón. Los cilindros de inyección se conectan directamente a la línea de inyección, desplazando hidráulicamente la solución hacia la corriente. Los pozos inyectoros deben prepararse colocando boquillas en las líneas de inyección para evitar que el trazador se adhiera a las paredes de la tubería.

Otro método consiste en el transporte del trazador al campo en una ampolla de vidrio, introducirlo al pozo en la punta de un pistón y romperlo mecánicamente después de haberse iniciado el flujo. Sólo en el caso de que la química del trazador no interactúe con las paredes del pozo y que no existan fugas se puede conectar al cabezal de inyección, por medio de una válvula, una botella con el trazador a inyectar.

Terminada la inyección del trazador, se continúa inyectando fluido. En ocasiones hasta 10 veces el volumen inyectado, a fin de remover todo el material que pudiese quedar y minimizar riesgos de contaminación.

Toma de Muestras. Dada las bajas concentraciones que normalmente se encuentran en los fluidos provenientes de los pozos productores, el muestreo puede ser realizado por parte del personal local previamente entrenado. Se recomienda el uso de materiales quirúrgicos como guantes, caretas o tapabocas, gafas, y gorro para evitar contaminaciones que posibiliten el hecho de malas mediciones.

En proyectos de inyección de agua, el muestreo se realiza recogiendo aproximadamente un galón de los fluidos producidos que llegan al múltiple de producción. Cada muestra, es enviada al laboratorio para su separación de fases de crudo y agua, Separadas las fases, se almacena el agua para posteriormente determinar la concentración de los trazadores.

En proyectos de inyección de gas, las muestras son generalmente tomadas del separador gas-liquido. Esta practica incluye el descarte de condensados, sin embargo, la recolección de muestras en separadores conducen a la dilución del trazador en el volumen de gas y la contaminación con trazadores provenientes de otros pozos. Este inconveniente puede evitarse montando un pequeño separador de prueba en los pozos que van a ser muestreados.

También es posible recolectar muestras al circular el gas producido a través de un absorbedor. Existen tamices moleculares inorgánicos y de carbón, que a su vez, evitan el manejo de gas a alta presión, y mantienen las muestras en un pequeño volumen.

Análisis de Muestras. El análisis de la presencia de los trazadores en estos fluidos debe realizarse en laboratorios especializados o que contengan toda la maquinaria e instrumentación necesaria, utilizando técnicas de separación previstas en el diseño.

EVALUACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS.

(Idrobo et al, 2003; Pavel, 2002; Pérez, et al, 2006; Ramirez et al, 1993; Vasco et al, 1998)

Esta etapa, implica la obtención de parámetros mediante el estudio de los resultados de las pruebas de laboratorio; el análisis de los tiempos de arribo; entre otras. Con esta información, y de acuerdo a la evaluación de las curvas de retorno del trazador es posible obtener a partir de analogías con trabajos previos, modelamientos matemáticos y métodos de regresión no lineal; algunas variables del sistema roca fluido tales como: el coeficiente de difusión-dispersión, el volumen de hidrocarburos remanentes, la

distancia real recorrida y el ancho de las fracturas en YNF, ver figura 3.

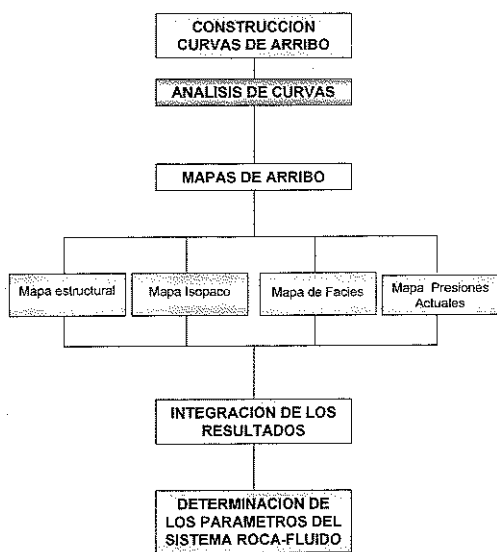


Figura 3. Fase de Evaluación e Interpretación de los resultados.

Análisis de las Curvas de Irrupción o Arribo. Mediante el análisis continuo de los fluidos de producción, se determinan curvas de concentración para cada uno de los pozos donde se viene realizando el seguimiento del trazador (en medidas de concentración de mg/L), después de un tiempo de realizada la inyección.

Las curvas de irrupción son gráficos de datos de concentración del trazador recuperado contra el tiempo en cada uno de los pozos evaluados.

En la figura 4 se puede identificar alguna información básica de las curvas de arribo, como el tiempo de irrupción, el pico de máxima concentración, el tiempo de finalización y las velocidades del trazador (para la integración de los datos).

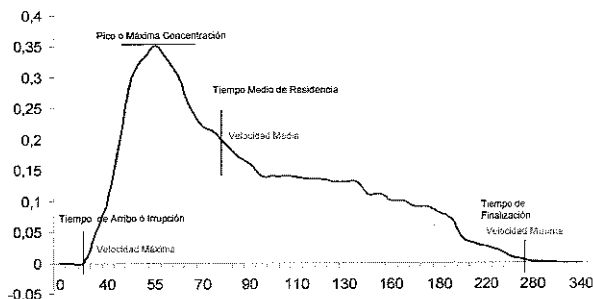


Figura 4. Información Básica de una Curva de Irrupción de un Trazador.

En la utilización de diferentes trazadores, que es lo común, se debe involucrar la normalización de los datos para eliminar las diferencias existentes entre las concentraciones iniciales de inyección y las unidades de medida para cada uno de los trazadores, ver figura 5. Una forma de normalizar es comparar la masa producida de trazador en un pozo con la masa inyectada. Este porcentaje de masa es proporcional al soporte en presión o en barrido que existe entre el pozo inyector y el pozo productor donde se monitorea.

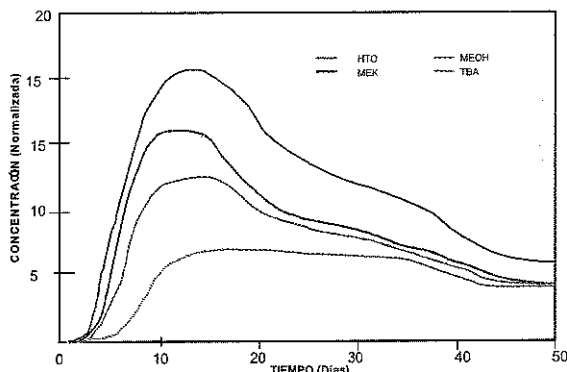


Figura 5. Curvas de Arribo Normalizadas para Diferentes Trazadores.

El primer análisis de la respuesta de las curvas de arribo, debe ser general y dar un indicativo rápido de la comunicación entre pozos y estratos; la dirección general del movimiento del fluido, y la

existencia de zonas de alta y baja permeabilidad en el yacimiento. Esta información se realiza al observar conjuntamente todas las curvas de arribo en el campo y detectar indicadores como.

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

Estas curvas permiten definir la relación inyector/productor, es decir, permiten establecer relaciones de ubicación y comportamiento entre los pozos, estimando la existencia de barreras o cambios en la estructura.

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

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

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

La distribución de la saturación de aceite en el área de barrido del trazador puede ser calculada con base en la separación cromatográfica entre un trazador conservativo y un trazador de partición, o en el caso de proyectos de inyección de gas por medio de la combinación de varios trazadores de partición. Donde, a partir de la distribución de la permeabilidad calculada con las respuestas del trazador conservativo; se construye un modelo que a su vez es usado como base en la distribución de la saturación mediante el ajuste en las respuestas del trazador de partición.

El paso a seguir es combinar las curvas de arribo o irrupción con los datos geológicos para identificar cual o cuales son los rasgos físicos que dan lugar al comportamiento de los trazadores y definir o identificar posibles nuevas heterogeneidades presentes en el yacimiento, ver figura 6.

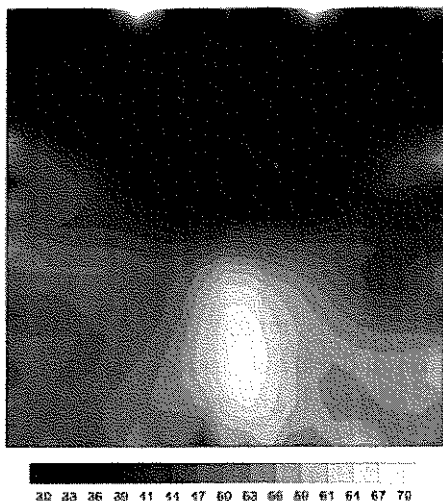


Figura 6. Comportamiento dinámico del fluido asociado a mapas de distribución de las heterogeneidades.

Lo anterior, se puede lograr mediante la construcción de mapas de arriba y su posterior superposición a los diferentes de mapas geológicos y estratigráficos, buscando integrar diferentes tipos de información posible en la caracterización del yacimiento. Las combinaciones que pueden utilizarse son:

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

Integración de los resultados. Existen varias herramientas que permiten la Simulación del flujo de los fluidos, para hacer posible la representación de las propiedades petrofísicas en el yacimiento, así como también los diferentes cambios en las condiciones de explotación en los pozos. Estos métodos de simulación numérica dinámica son:

- Por Diferencias Finitas.
- Basados en Líneas de Flujo (simulación *streamline*).

La simulación tradicional, basada en diferencias finitas, presenta limitaciones para manejar modelos grandes, básicamente por los altos requerimientos computacionales tales como la cantidad de memoria operativa (aproximadamente 5 KB de RAM por celda activa) y a los tiempos aceptables para las corridas (tamaño del *TimeStep* controlado por el tamaño de las celdas).

Los modelos de líneas de flujo, utilizan los mismos principios de la simulación en diferencias finitas pero resuelve el problema de la saturación en un el espacio tiempo de vuelo en lugar de utilizar la malla cartesiana. El fluido es transportado en la dirección de los gradientes de presiones a lo largo de las líneas de flujo y no entre bloques de grilla.

La Simulación *streamline* comienza resolviendo las ecuaciones de flujo mediante la obtención del campo tridimensional de presiones considerando las propiedades de las rocas, los fluidos y las condiciones de contorno.

Posteriormente, se trazan las Líneas de Flujo siguiendo el gradiente de presiones, en forma tangencial al campo vectorial de velocidad total, y se plantea la ecuación de transporte de fluidos, aplicando la Ley de Darcy correspondiente, a lo largo de la Línea de Flujo en forma

unidimensional (problema de flujo de fluidos de 3D a 1D). Para ello, sustituye en la ecuación las variables x , y , z por una variable τ , llamada Tiempo de Vuelo (TOF), que representa el tiempo que un trazador neutral requiere para alcanzar un punto "s" de la Línea de Flujo.

$$\tau = \int_0^{\delta} \frac{\phi(\delta)}{\left| \vec{u}_i(\delta) \right|} d\delta \quad (2)$$

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

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

De esta forma las líneas de flujo dejan de ser tan sensibles a la forma y tamaño de los bloques. Lo anterior refleja mejoras sustanciales en la velocidad de cómputo, reducción en la difusión numérica y en los efectos de orientación de las celdas, resultando computacionalmente más rápida y eficiente en la resolución de problemas dominados por flujos convectivos (sistemas no altamente compresibles).

Sin embargo, cabe resaltar que la resolución de las Líneas de Flujo considera que éstas no cambian significativamente con el tiempo, cosa que sí ocurre con los sistemas altamente compresibles, donde, por lo tanto, los métodos de las Diferencias Finitas son superiores. Por otro lado, la simulación *streamline* todavía no puede simular eficientemente procesos difusivos dominados por presión capilar y fluidos altamente compresibles.

CONCLUSIONES

- En vista del bajo costo y de la facilidad de empleo de la tecnología de inyección de trazadores, el éxito del programa se considera estar sobre 80% de eficiencia y ofrece una gran aplicabilidad en el desarrollo de campos y reservas incrementales en el país.
- Un análisis rápido de la respuesta de las curvas de arribo, puede dar un indicativo de la comunicación entre pozos y estratos; la dirección general del movimiento del fluido, y la existencia de zonas de alta y baja permeabilidad en el yacimiento, permitiendo una descripción general de las propiedades físicoquímicas de la roca y su interacción con los fluidos presentes en el yacimiento
- la simulación dinámica de datos basada en simulación *streamline* es eficiente en modelos que contienen un mayor número de celdas, ofreciendo tiempos más cortos de procesamiento, por lo cual este método resulta particularmente conveniente en aplicaciones a escala de campo, para la resolución de problemas dominados por flujos convectivos (sistemas no altamente compresibles).

REFERENCIAS

IDROBO, EDUARDO-ALEJANDRO; VARGAS, JOSÉ-ARNOBIO. *Optimización del Modelo de Permeabilidad de un Yacimiento Heterogéneo Mediante Inversión Dinámica de Datos Basada en Simulación Streamline*. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 2 Núm. 4 Dic. 2003.

MATAMOROS; VALERIA; ESCOBAR, ELENA; RODRÍGUEZ, ANAIZA. *Monitoring Techniques For HP/HT Reservoirs: Furril Field Case*. SPE paper 81062-MS. *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 27-

30 April, Port-of-Spain, Trinidad and Tobago. 2003.

PAVEL A. ILIASSOV, AKHIL; DATTA-GUPTA. Field-Scale Characterization of Permeability and Saturation Distribution Using Partitioning Tracer Tests: The Ranger Field, Texas. *SPE Journal*. Vol 7, Number 4, December, 2002. 409-422p.

PÉREZ, GERMÁN; Y PATIÑO, JULIO (2006) Metodología para el Diseño y Evaluación de Pruebas de Trazadores entre Pozos como Herramienta Complementaria en la Caracterización de Yacimientos: Estado del Arte, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

RAMIREZ, JETZABETH; SAMANIEGO, FERNANDO V., RIVERA, JESUS R. Tracer Flow in Naturally Fractured Reservoirs. *SPE paper 25900. Low Permeability Reservoirs Symposium, 26-28 April, Denver, Colorado. 1993.*

TANG, JOSEPH S. Extended Brigham Model for Residual Oil Saturation Measurement by Partitioning Tracer Tests. *SPE Journal. Volume 10, Number 2, 2005. 175-183p.*

VASCO, D.W., YOON, S., AND DATTA-GUPTA, A., Integrating Dynamic Data Into High-Resolution Reservoir Models Using Streamline-Based Analytic Sensitivity Coefficients; *SPE paper 49002. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30 September, New Orleans, Louisiana. 1998.*

WILLIAM E. BRIGHAM, MAGHSOOD ABBASZADEH-DEHGHANI. Tracer Testing for Reservoir Description. *Journal of Petroleum Technology*. May, 1987. 519-527p.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a Andrés Felipe Castaño Agudelo, Challenger Cupiagua RE, por el aporte de un conocimiento más detallado del progreso de esta nueva tecnología en nuestro país; y a la presidencia de yacimientos BP Colombia, por su colaboración en la parte técnica e investigativa.

Recibido: 4 de Noviembre de 2006

Aceptado: 21 de Diciembre de 2006