



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE INYECCIÓN CON
TRAZADORES QUÍMICOS AL CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:
VÍCTOR HUGO PÉREZ REYES

DIRECTOR DE TESIS: **DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO**



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F.

2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1045

SR. VÍCTOR HUGO PÉREZ REYES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Fernando Samaniego Verduzco y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE INYECCIÓN CON TRAZADORES QUÍMICOS AL CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN

- I INTRODUCCIÓN**
- II CONCEPTOS BÁSICOS DE TRAZADORES**
- III PRUEBAS DE TRAZADORES QUÍMICOS ENTRE POZOS (RADIOTRAZADO)**
- IV ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE INYECCIÓN DE TRAZADORES QUÍMICOS EN NITRÓGENO AL CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN**
- V CONCLUSIONES GLOBALES BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cd. Universitaria, D. F., a 1 de octubre de 2004

EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

FACULTAD DE INGENIERÍA.

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA.

ALUMNO: VÍCTOR HUGO PÉREZ REYES

No DE CUENTA: 8717616-2

**TEMA DE TESIS: ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE INYECCIÓN CON
TRAZADORES QUÍMICOS AL CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN.**

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE DR. JESÚS RIVERA RODRÍGUEZ

VOCAL DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

SECRETARIO DR. FERNADO RODRÍGUEZ DE LA GARZA

1ER. SUPLENTE DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG

2DO. SUPLENTE DR. VÍCTOR HUGO ARANA ORTIZ



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines.

**CIUDAD UNIVERSITARIA, D.F.
NOVIEMBRE DE 2004**

AGRADECIMIENTOS

A mis padres:

Santiago Pérez Valencia
Bertha Reyes Castañeda

y hermanos:

José Alberto Pérez Reyes
Claudia Verónica Pérez Reyes
Ricardo Arturo Pérez Reyes

Quien me ha heredado el tesoro más valioso que puede dársele a un hijo: amor.

A quien sin escatimar esfuerzo alguno ha sacrificado gran parte de su vida para formarme y educarme.

A quien la ilusión de su existencia ha sido verme convertido en persona de provecho.

A quien nunca podré pagar todo sus desvelos, ni aun con las riquezas más grandes de este mundo.

A mis hermanos como un testimonio de gratitud y correspondiendo al apoyo recibido.

Al Dr. Fernando Samaniego Verduzco, quién gracias a su invaluable ayuda y conocimientos, hicieron posible la realización de esta tesis.

A mis sinodales: Dr. Jesús Rivera Rodríguez, Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag, y al Dr. Fernando Rodríguez de la Garza, por su revisión e importantes comentarios de este trabajo. En forma muy especial quiero agradecer al Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz, por sus valiosas sugerencias y recomendaciones para enriquecer este trabajo.

A mis amigos Roberto Flores Campos y Penélope Jaramillo Gonzáles que siempre me apoyaron cuando los necesite. Gracias.

Con amor, respeto y admiración.

Víctor Hugo.

CONTENIDO

pág.

RESUMEN

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1

CAPÍTULO II

CONCEPTOS BÁSICOS DE TRAZADORES

4

II.1 Trazado.

4

II. 2 Conceptos de trazadores.

4

II.3 Clasificación de los trazadores.

5

II. 4. Tipos de trazadores.

6

II.4.1 Trazadores radiactivos.

6

II.4.1.1 Definición de trazadores radiactivos.

6

II.4.1.2 Concepto básico de radiactividad.

7

II.4.1.3 Actividad y unidades de medición radiactiva.

7

II.4.1.4 Vida media de un trazador radioactivo(t_{vm}).

8

II.4.1.5 Ventajas y desventajas de los trazadores radiactivos.

8

II.4.2 Trazadores químicos.

9

II.4.2.1 Cantidad de trazador químico a utilizar.

9

II.4.2.2 Clasificación de los trazadores químicos.

9

II.4.2.3 Ventajas y desventajas de los trazadores químicos.

11

II.4.2.4 Metodología de aplicación de pruebas con trazadores.

12

II.4.2.5 Campos con inyección de trazadores gaseosos (aceite /gas).

12

II.5 Uso y aplicaciones de los trazadores en la industria.

13

II.5.1 Aplicaciones de los trazadores en la industria petrolera.

14

II.5.1.1 Perforación y terminación de pozos.

14

II.5.1.2 Marcador de tuberías permanentes.

15

II.5.1.3 Operaciones de empacamiento de grava.

16

II.5.1.4 Tratamiento de estimulación de pozos.

16

II.5.1.5 Producción y operación de recuperación mejorada.

16

II.5.1.6 Localización de obstrucciones en ductos.

17

II.5.1.7 Medición de fluidos.

17

II.5.1.8 Identificación de líneas.

18

CAPÍTULO III

PRUEBAS DE TRAZADORES QUÍMICOS ENTRE POZOS (RADIOTRAZADO)	19
III. 1 Pruebas de trazadores entre pozos.	19
III.2 Componentes esenciales de una prueba con trazadores.	20
III.2.1 Pozo inyector.	20
III.2.2 Pozos de monitoreo.	20
III.2.3 Selección y volúmenes y concentraciones del trazador.	20
III.2.4 Muestreo y análisis de campo.	22
III.3 Información requerida del yacimiento para la planeación de un estudio de radiotrazado.	23
III.3.1 Radiotrazado de un campo petrolero.	24
III.3.2 Arreglo típico para un estudio de radiotrazado.	25
III.4 Proceso de inyección de un trazador químico.	28
III.5 Información obtenida de una prueba de trazadores entre pozos.	31
III.6 Mecanismos de flujo del trazador.	32
III.6.1 Difusión molecular.	33
III.6.2 Dispersión longitudinal.	34
III. 6.3 Dispersión transversal.	34
III. 6.4 Dispersión mecánica.	36
III.6.4.1 Dispersión microscópica.	36
III.6.5 Dispersión hidrodinámica.	37
III. 6.6 Importancia del coeficiente de dispersión.	39
III.7 Adsorción.	41
III. 7.1 Generalidades sobre la adsorción.	41
Desarrollo histórico.	
III.7.2 Adsorción física y adsorción química.	42
III.7.3 Sólidos de alta superficie específica.	43
III.7.4 Superficie interna y externa.	44
III.7.5 Isotermas de adsorción.	44
III. 8 Efecto de partición.	47
III.8.1 Coeficiente de partición.	47
III.8.2 Estimación de coeficiente de partición.	47
III.8.3 Medición del coeficiente de partición.	48
III.9 Modelos matemáticos.	50
III.9.1 Modelo de Jensen y Horner.	50
III.9.2 Modelo de Ramírez y colaboradores.	51

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE INYECCIÓN DE TRAZADORES QUÍMICOS EN NITRÓGENO AL CAMPOJUJO-TECOMINOACÁN.

IV.1.1 Antecedentes.	52
IV.1.2 Características de la situación actual.	55
IV.2 Resultados de las pruebas de inyección con trazador en N ₂ al campo Jujo-Tecominoacán.	56
IV.2.1 Resultado de la prueba inyección con trazador (PMCP) al pozo T-428.	57
IV.2.2 Análisis de resultados de la prueba de inyección de trazadores químicos al pozo T-428.	64
IV.2.3. Comentarios sobre la respuesta observada del trazador en los pozos donde se registró su presencia.	65
IV.2.4 Comentarios del informe presentado por la compañía PROTECHNICS-JEITO para el pozo T-428.	68
IV.2.5 Resultado de la prueba inyección con trazadores (PMCP) y (PDMCB) al pozo J-523.	70
IV.3 Conclusiones y recomendaciones de la prueba de inyección de trazadores químicos efectuados en los pozos T-428 y J-523 en el campo Jujo-Tecominoacán.	74

V. CAPÍTULO

CONCLUSIONES GLOBALES.	76
------------------------	----

NOMENCLATURA.	78
---------------	----

BIBLIOGRAFÍA	79
--------------	----

RESUMEN

El objetivo principal de la explotación de yacimientos petrolíferos desde el punto de vista técnico-económico, es el de obtener una recuperación óptima de los hidrocarburos. Para cumplir lo anterior, es necesario contar con herramientas que permitan caracterizar de manera más adecuada a los yacimientos. La mayoría de los yacimientos en México son naturalmente fracturados, los cuales proporcionan la mayor parte de la producción petrolera del país; tal es el caso del campo petrolero Jujo-Tecominoacán que se encuentra sujeto a un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada. En la aplicación este tipo de procesos se requieren conocer las heterogeneidades del yacimiento, pues el hecho de no detectarlas a tiempo, y más aún de no considerarlas en el diseño de los proyectos de inyección de fluidos, puede provocar resultados desfavorables e incluso su posible fracaso. Las pruebas con trazadores químicos de pozo a pozo, constituyen una herramienta valiosa para la detección de estas heterogeneidades, por lo que se recomienda realizar un estudio de trazadores antes de cualquier proyecto de recuperación, con el objeto de estimar el comportamiento de los fluidos de inyección.

El objetivo principal de este trabajo se refiere al análisis de la información obtenida de las pruebas de inyektividad con N_2 en los pozos Tecominoacán 428 y Jujo 523, en presencia de los trazadores químicos perfluorometilciclopentano (PMCP) y Perfluorodimetilciclobutano (PDMCB), con la finalidad de poder caracterizar la formación y establecer el grado de comunicación entre las formaciones Jurásico Superior Kimmeridgiano, Tithoniano y Cretácico Inferior del campo Jujo-Tecominoacán.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En su forma más simple, un yacimiento petrolífero se puede considerar como un sistema constituido por dos partes: la roca porosa almacenante y los fluidos que la impregnan. Desde el punto de vista de la explotación de yacimientos, tan importante es conocer las características de la roca como las propiedades de los fluidos.

En algunos casos, los yacimientos petrolíferos son sistemas continuos, donde sus propiedades petrofísicas tienen variaciones suaves, pero hay otros casos donde la roca está fracturada, formando sistemas discontinuos de bloques distribuidos aleatoriamente. Estos últimos son conocidos en la literatura especializada como yacimientos “naturalmente fracturados” o de “fracturas naturales”.

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 vórgulos. 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 almacenamiento².

Para explotar un yacimiento petrolífero en forma eficiente, es necesario conocer las propiedades dinámicas en la roca porosa que almacena los hidrocarburos. Una técnica que ha sido empleada, desde hace algún tiempo para caracterizar dinámicamente yacimientos petrolíferos, consiste en desplazar trazadores químicos y/o radiactivos a través de las formaciones productoras, los que posteriormente son muestreados en pozos productores vecinos. El comportamiento del volumen producido del trazador, en el espacio y en el tiempo, proporcionan una indicación de las características dinámicas de los yacimientos.

Las pruebas con trazadores entre pozos son técnicas ampliamente utilizadas en procesos de recuperación secundaria y/o mejorada; mediante la inyección continua del trazador se pueden determinar algunas de las características más importantes de los yacimientos, como son: porcentaje y orientación de fracturas, difusividad y transmisibilidad de los fluidos dentro del yacimiento, observación del frente de avance del trazador, trayectoria de flujo de los fluidos de inyección, zonas de alta permeabilidad o canalizaciones que originan una distribución desproporcionada de los fluidos de inyección, lo cual se verá reflejado en una reducción en la eficiencia del proceso, pudiendo ser en el peor de los casos un fracaso total del proyecto²⁸.

La interpretación sistemática de pruebas de trazadores brindan información de inestimable valor respecto del 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 inyectoras, existencia de heterogeneidades en el yacimiento, tales como canalizaciones o fallas, o la comunicación vertical entre estratos.

El empleo de pruebas de trazadores entre pozos constituyen una herramienta valiosa para la descripción de estas heterogeneidades y más aún, pueden proporcionar valores de los parámetros principales del sistema roca-fluidos que intervienen en forma importante en el movimiento de los fluidos. Son múltiples las aplicaciones de los trazadores con el fin de obtener la mayor información acerca del yacimiento; sin embargo, sólo se han obtenido mayormente resultados parciales y/o cualitativos, los cuales no son los completos ni concluyentes como hubiera sido deseable. Hoy en día, la técnica de estudio de los trazadores no está lo suficientemente desarrollada para determinar cuantitativamente los parámetros relevantes, que sin lugar a dudas incidiría en incrementar la probabilidad de éxito técnico y económico de los proyectos de inyección. Uno de los problemas principales adversos de cualquier proyecto de inyección de fluidos y en particular en el de Jujo-Tecominoacán, es la presencia de heterogeneidades; el hecho de no detectarlas con oportunidad y, por consiguiente el no considerar su influencia en el flujo de fluidos y su impacto en los resultados del proyecto, reduce en forma significativa la probabilidad de éxito del mismo.

Principalmente dos problemas obstaculizan el análisis de las pruebas con trazadores: el primero es que un porcentaje importante de los yacimientos en el mundo (geotérmicos y de hidrocarburos) se encuentran en formaciones naturalmente fracturadas, y una parte importante de las teorías de análisis disponible para pruebas de trazadores en medios porosos no es aplicable a este tipo de yacimientos. El segundo problema es el modelado de todos los procesos que pueden ocurrir cuando el trazador se desplaza a través del medio poroso fracturado, tales como convección y dispersión, difusión, volumen poroso inaccesible al trazador, reacción química, intercambio iónico, adsorción, partición y decaimiento radiactivo. El análisis cuantitativo de las pruebas de trazadores depende de la habilidad para describir apropiadamente mediante modelos todos los procesos que influyen en el flujo del trazador a través del yacimiento.

En el Capítulo II se presentará la definición, clasificación, tipos y aplicaciones de los trazadores, dentro y fuera de la industria petrolera, y se describirá más a fondo a los trazadores químicos, con la limitante de tener poca información, debido a que son productos patentados y pertenecen a compañías que restringen su información.

En el Capítulo III se presentará el concepto e importancia de una prueba con trazadores químicos entre pozos, además de describir los procesos más importantes que pueden ocurrir cuando el trazador fluye a través de un medio poroso fracturado, como son: dispersión(difusión-convección), fenómeno de adsorción y el efecto de partición de trazadores fase gas en líquidos.

En el Capítulo IV se presentaran dos casos reales de pruebas de inyectividad con nitrógeno en los pozos Tecominoacán 428 y Jujo 523, en presencia de los trazadores químico perfluorometilciclopentano (PMCP) y Perfluorodimetilciclobutano (PDMCB), cuyo objetivo fue determinar el grado de comunicación entre las formaciones mediante el análisis de la información resultante de la prueba.

En el Capítulo V se presentan las conclusiones globales. También se incluye la bibliografía empleada para este trabajo.

Se debe hacer notar que este trabajo de investigación fue desarrollado como parte del Proyecto de Estudio y Evaluación de Inyección de Trazadores al Yacimiento Jujo-Tecominoacán.

CAPÍTULO II

CONCEPTOS BÁSICOS DE TRAZADORES

El objetivo de este capítulo es presentar los principales conceptos sobre trazadores, así como sus aplicaciones en la industria petrolera. También se presentará ventajas y desventajas entre trazadores radiactivos y químicos.

II. 1 Trazado.

Trazar significa que un cierto elemento, sustancia, fase u objeto, por ejemplo agua o gas de inyección, cuyo cambio en el tiempo y espacio se desea estudiar, es marcado con un agente específico, el cual se comportará a través del proceso investigado en la misma forma que el elemento bajo estudio.

Los principios de trazado no son nuevos; por ejemplo, la sal y los colorantes fueron utilizados como trazadores mucho antes que se descubriera la radiactividad. Algunos de los métodos utilizados para los trazadores radiactivos son comunes a los métodos de los trazadores en general. Sin embargo, debido a las características de los trazadores radiactivos se han desarrollado nuevas técnicas de conteo para radioisótopos, empleando modernos instrumentos de detección, que permiten detectar cantidades pequeñas de emisión de rayos Gamma o de rayos Beta, dependiendo del isótopo³⁵.

II. 2 Conceptos de trazadores.

Puede definirse como un trazador a toda sustancia que incorporada a un proceso físico o químico, permite estudiar su comportamiento y evolución.

Se tienen desde los más sencillos, como hojas de árboles, fragmentos de madera y paja, colorantes que se han utilizado para observar la dirección y velocidad de aguas, hasta el empleo de trazadores químicos y radiactivos.

Los trazadores se definen como una sustancia generalmente que penetran en un sistema biológico, químico, o físico para estudiarlo. De esta forma, estas sustancias se comportan como verdaderos “espías”, introduciéndose en un sistema en forma prácticamente desapercibida, brindando luego información acerca del mismo a un observador externo. Por ejemplo, si se agrega un colorante al tanque de agua de su casa y se abre un orificio en un extremo de la instalación se puede medir el tiempo que tarda en observarse su aparición; de esta manera se infiere la longitud de la tubería y otros parámetros como son la velocidad, el volumen y gasto. El colorante, de esta manera, se comporta como un trazador. Si en lugar de un colorante se hubiese agregado un radioisótopo, no sólo sería posible realizar la misma experiencia, sino también seguir la trayectoria dentro de la tubería desde el exterior de la pared, puesto que la radiación emitida puede atravesarla y ser detectada con facilidad. Además, si hubiese una pérdida, al evacuar la tubería y lavar el trazador,

quedaría radiactividad remanente en el lugar de la pérdida y esto permitiría localizarla.^a

Ahora bien, nadie desea una pared radiactiva, así que nuestro trazador deberá poseer un período de semidesintegración (t_{vm}), suficiente corto (desde algunos minutos hasta pocas horas), de tal manera que al día siguiente todo esté como si ni hubiésemos empleado radiactividad. Tampoco queremos irradiarnos durante la experiencia, por lo que nuestro radioisótopo deberá poseer una energía tal que permita solamente su detección y no más alta. Además deberemos agregarlo en cierta cantidad mínima, tomando el cuidado de utilizar blindajes adecuados.

Para explotar un yacimiento petrolífero en forma eficiente, es necesario tener una idea clara y precisa de las propiedades físicas de la roca porosa que almacena los hidrocarburos. Una manera de caracterizar esta formación consiste en inyectar trazadores químicos o radiactivos en pozos llamados de inyección. Después de algún tiempo, los trazadores son muestreados en pozos vecinos de producción. El comportamiento de la concentración del trazador, en el espacio y en el tiempo, proporciona una indicación en relación a las propiedades de los yacimientos.

El empleo de pruebas de trazadores químicos entre pozos, constituye una herramienta que permite obtener información sobre la conectividad entre pozos, dirección preferencial de flujo, velocidades aparentes de flujo, detección de heterogeneidades, zonas de alta permeabilidad o canalizaciones que originan una distribución desproporcionada de los fluidos de inyección.

II.3 Clasificación de los trazadores.

Los trazadores los podemos clasificar en tres grupos principales⁷:

a) Trazadores radiactivos artificiales.

Los trazadores radiactivos artificiales son radioisótopos obtenidos en forma artificial, generalmente por medio de un reactor nuclear, y se detectan en el fluido a través de la radiación que emiten.

b) Trazadores activables.

En este caso se utiliza un compuesto químico no radiactivo, pero que contiene algún elemento fácilmente detectable a través de un análisis por activación (análisis químico que permite la determinación y cuantificación de un elemento). El trazador debe tener una composición química adecuada para no ser adsorbido por el sistema fluido-formación.

c) Trazadores radiactivos naturales.

Todas las aguas existentes en la naturaleza llevan disueltas, o forman parte de su estructura molecular, sustancias radiactivas. Algunos de ellas pueden utilizarse como trazadores naturales y tienen cuatro distintos orígenes:

- 1) Miembro de las tres cadenas radiactivas (C^{235} , U^{232} , Th) y los radioisótopos naturales (^{40}K y ^{87}Rb), existentes en la corteza terrestre.
- 2) Algunos isótopos que se producen en la alta atmósfera por la acción de la radiación cósmica sobre los gases allí existentes.
- 3) Actualmente las exposiciones nucleares han incorporado a la atmósfera gran cantidad de radionúcleidos.
- 4) La contaminación local de las aguas a través de la evacuación de desechos radiactivos.

II. 4. Tipos de trazadores.

Los trazadores están llegando ser una herramienta comúnmente utilizada para estudiar la producción, inyección, y procesamiento de fluidos en campos de petróleo. La mayoría de los trazadores que se aplican en campos petroleros requieren de la detección en el fondo vía línea que transporta los instrumentos de medición. En otras aplicaciones tales como pruebas de trazadores entre pozos, la recolección de muestras de fluidos producidos y el subsecuente análisis requiere el uso de diferente tipos de trazadores.

Considerando la anterior clasificación podemos identificar a los trazadores en dos tipos dentro de la industria petrolera: trazadores radiactivos y trazadores químicos.

II.4.1 Trazadores radiactivos.

Una de las aplicaciones de la radiactividad es el estudio de los mecanismos de reacción. Las reacciones complejas ocurren a través de una serie de etapas en las que intervienen una o dos partículas. El uso de radioisótopos para detectar el curso de estas reacciones ha resultado una herramienta muy valiosa. A los isótopos usados para este propósito se les llama trazadores. Para el análisis de este tipo de reacciones se usan dispositivos de detección, tales como los contadores Geiger, para seguir la trayectoria de los átomos radiactivos a través de todos los pasos intermedios al producto final^{21,42}.

Hoy en día se estudian muchos procesos químicos y bioquímicos, tanto en vasos de laboratorio como en los animales y plantas vivos, por medio de radioisótopos como 3H , ^{14}C , ^{24}Na y ^{32}P .

II.4.1.1 Definición de trazadores radiactivos.

Los trazadores radiactivos son compuestos que contienen en su estructura isótopos radiactivos o radioisótopos, que al emitir radiación de algún tipo facilitan el estudio del proceso en cuestión. Cada radioisótopo tiene una energía de radiación característica que permite identificarlo plenamente y su radiactividad disminuye con el tiempo en forma exponencial. Esta disminución permite definir un valor denominado periodo de semidesintegración, valor característico que presenta el tiempo necesario para que la actividad del elemento disminuya a la mitad de su valor inicial. Por tanto, transcurrido un cierto tiempo el elemento radiactivo desaparece del proceso transformándose en elemento estable.

II.4.1.2 Concepto básico de radiactividad⁵⁰.

La radiactividad, es la propiedad en virtud a la cual algunos elementos que se encuentran en la naturaleza, como el Uranio, se transforman, por emisión de partículas Alfa (núcleos de Helio), Beta (electrones), Gama (fotones), en otros elementos nuevos, que pueden ser o no a su vez radiactivos. La radiactividad es por tanto, un fenómeno natural al que el hombre ha estado siempre expuesto, aunque también existen las radiaciones artificiales⁴².

Los esposos investigadores Irene Curie y Frederic Joliot⁵⁰, experimentando con tales procesos descubren la radiactividad artificial. Ellos se percatan que al bombardear con partículas ciertos núcleos atómicos, estos se vuelven radiactivos. La radiación artificial, también proviene de fuentes creadas por el hombre. La generada en centrales nucleares, pertenece a este grupo.

La radiación natural siempre ha existido ya que procede de las materias existente en todo el universo, y puede ser radiación visible (como por ejemplo la luz) o invisible (por ejemplo los rayos ultravioleta). Esta radiación, procede de las radiaciones cósmicas del espacio exterior (sol y estrellas), pues ellos son reactores nucleares, aunque lejanos, también proceden estas radiaciones de los elementos naturales radiactivos (Uranio, Torio y Radio).

II.4.1. 3 Actividad y unidades de medición radiactiva.

La actividad A es el ritmo de cambio del número de átomos radiactivos respecto del tiempo; es un estado particular de energía para un tiempo dado, y se representa con la diferencial de N respecto del tiempo t .

$$A = \frac{dN}{dt} . \quad (2.1)$$

La unidad de actividad es el recíproco del segundo, s^{-1} con el nombre especial de bequerel (Bq).

Otra ecuación que define a la actividad es la siguiente.

$$A = \frac{dN}{dt} = -\lambda N, \quad (2.2)$$

donde el signo (-) indica, que el número de átomos radiactivos disminuye con el tiempo y λ recibe el nombre de constante radiactiva, y se define como "la fracción de átomo que se desintegra por segundo por cada átomo radiactivo presente en una muestra". La constante de decaimiento λ es una característica del trazador radiactivo utilizado, por lo que es una propiedad de la sustancia y es inversamente proporcional a la vida media del trazador, la cual se calcula con la fórmula siguiente:

$$\lambda = \ln \frac{\left(\frac{N_o/2}{N_o} \right)}{t_{vm}} = \frac{\ln(2)}{t_{vm}}, \quad (2.3)$$

donde

N_o = Número original de átomos de la especie radiactiva al tiempo $t= 0$.

N = Número original de átomos al paso de cierto tiempo t .

II. 4.1. 4 Vida media de un trazador radioactivo(t_{vm}).

La vida media de un trazador radioactivo (t_{vm}) es el tiempo que se requiere para la desintegración de la mitad de una cantidad inicial de material radiactivo, es decir el tiempo requerido para que N_o núcleos disminuyan a $N_o/2$ núcleos. Este fenómeno se

considera cuando el trazador radioactivo tiene una vida menor al tiempo de tránsito del mismo en la formación.

Para un trazador radioactivo la concentración a un tiempo determinado está dada por la ley de decaimiento radiactivo:

$$N=N_o e^{-\lambda t_{vm}}. \quad (2.4)$$

II.4.1. 5 Ventajas y desventajas de los trazadores radiactivos.

Algunas ventajas que presentan los trazadores radiactivos.

- a) Detección aún en muy bajas concentraciones (alta sensibilidad).
- b) Medición “in-situ” con o sin contacto con el medio y sin interferencia de otros componentes del acuífero activos o inactivos.
- c) Posibilidad de marcar fácilmente grandes volúmenes de fluido inyectado.
- d) Escasa contaminación del medio, tanto desde el punto de vista radiológico como químico.
- e) Las radiaciones que emite y su energía también serán las adecuadas. Pueden ser emisor Alfa, Beta, Gamma según su intensidad podrá atravesar espesores delgados o gruesos de materiales del sistema. El tipo de detector a emplear será elegido en función de esto.
- f) La cantidad de este trazador a emplear así como la protección Radiológica y el costo, serán evaluados para optimizar el estudio aplicación.
- g) Debe tener un período de desintegración t_{vm} apropiado para la duración del estudio. Puede requerirse sólo unas horas hasta varios días o meses.

Y presenta las desventajas siguientes.

- a) A veces el equipo de detección suele ser caro, aunque actualmente se fabrican sistemas electrónicos portátiles confiables de bajo costo.
- b) El manejo puede ser complicado, requiriendo de personal capacitado.
- c) A veces la disponibilidad es escasa.
- d) Es necesario obtener de un permiso para su trabajo.

II.4.2 Trazadores químicos.

Este tipo de trazadores se define como sustancias químicas que penetran un sistema con el fin de estudiar la evolución y comportamiento de determinado proceso químico, físico, biológico o industrial, a través de su detección o medición. Estos trazadores han sido formulados para satisfacer los requerimientos de esta definición, como es el caso en general que los trazadores se pueden encontrar en cualquiera de los tres estados físicos (sólido, líquido y gaseoso) y de innumerables composiciones químicas^a.

Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, podemos definir a los trazadores químicos como sustancias que se agregan al fluido inyectado y se utilizan para conocer la trayectoria seguida por los fluidos, a medida que se desplazan hacia los pozos productores dentro de un yacimiento. Un trazador químico debe tener ciertas características, entre otras: no interferir con el flujo de los fluidos, satisfacer los requerimientos con bajas concentraciones y además ser de fácil conducción.

III.4.2.1 Cantidad de trazador químico a utilizar.

La cantidad de trazador químico a utilizar es determinada con modelos matemáticos o empíricos y es función de varios elementos, como son: distribución de permeabilidades, en el yacimiento, gasto de inyección y producción, distancia entre el pozo inyector y productor, concentración pico, dispersividad, espesor de la formación, porosidad, saturación de agua, método de muestreo, método de análisis de muestreo. Está gobernada por dos límites: la sensibilidad a la detección como límite inferior y la concentración permisible máxima como límite superior. Esta concentración permisible máxima depende del área donde se encuentren los campos y del medio donde se diluya el trazador, ya sea gas o líquido y son valores determinados por asociaciones internacionales.

II.4.2.2 Clasificación de los 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) Como trazadores orgánicos se tienen los alcoholes como el etanol (EtOH), metanol (MeOH), isopropanol (IPA), butanol terciario (TBA), o solventes como el metilcetona (MEK)²¹.

A continuación presentaremos algunos de los trazadores químicos gaseosos más importantes que son utilizados en diversas aplicaciones dentro de la industria petrolera:

- i. Perfluoromethylcyclopentane (PMCP). Trazador químico, fase gas, cuyas características principales son: 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.
- ii. Perfluorodimethylcyclobutano (PDMCB). Trazador químico, fase gas, cuyas características principales son: extremadamente estables a todas las condiciones a las cuales se pueden enfrentar durante el programa de trazadores entre pozos, presentan límites de detección bajos, son seguros de manejar; no tóxicos, ni reactivos y de bajo costo.
- iii. Otros trazadores químicos gaseosos como el sulfuro hexafluorídico (SF₆)^{8,42}, halohidracarburos, 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)⁸. 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.

II.4.2.3 Ventajas y desventajas de los trazadores químicos.

Estos trazadores tienen las ventajas siguientes:

- a) Precio bajo.
- b) Ausencia de riesgo radiológico para los usuarios.
- c) Factibilidad de transporte y adquisición.
- d) No requiere blindajes.
- e) Factibilidad de manipulación durante la inyección.
- f) Gran solubilidad en el gas.
- g) Límites de detección bajos.
- h) No son tóxicos.

Y presentan las desventajas siguientes:

- a) 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.
- b) Necesidad de instrumental de complejidad elevada y alto precio.
- c) Imposible de medir "in-situ".
- d) 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.
- e) 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 exactamente que sea posible y se ha determinado que:

1. Ningún trazador químico es útil universalmente en el trazado de yacimientos petroleros.
2. Los materiales aniónicos son en general más útiles que los catiónicos.
3. 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.

II.4.2.4 Metodología de aplicación de pruebas con trazadores.

La aplicación de una prueba de trazadores requiere una metodología que considere los puntos siguientes:

- a) Diseño de la prueba de trazadores donde se especifique la selección del trazador, la identificación de los pozos inyectoros y de recolección, programa de muestreo, y el monitoreo de las respuestas del trazador de acuerdo con las propiedades conocidas y las esperadas.
- b) Modelo matemático que represente los procesos significativos y cuantificables que puedan ocurrir cuando el trazador se desplace a través del medio poroso (homogéneo o fracturado).
- c) Trabajo de campo y análisis de campo.
- d) Método de diagnóstico para seleccionar el modelo correcto
- e) Método de optimización que proporcionen el mejor ajuste del modelo a los datos de la prueba del trazador.
- f) Interpretación de la prueba determinando cuantitativamente algunos de los parámetros que influyen en el movimiento de los fluidos del yacimiento.

Es importante mencionar que los resultados obtenidos con este tipo de pruebas tienen que complementar con información proveniente de otras fuentes, como pruebas de presión, registros geofísicos, sísmica, análisis de núcleos, etc.

II.4.2.5 Campos con inyección de trazadores gaseosos (aceite /gas).

Los trazadores que pueden utilizarse en la caracterización de una formación son de dos tipos de acuerdo a su fase⁵⁰:

- a) Trazadores fase agua.
- b) Trazadores fase gas.

Algunos trazadores químicos gaseosos, como el perfluorometilciclopentano (PMCP), el Perfluorodimetilciclobutano (PDMCB), el perfluormethylcyclohexano (PMCH) y el sulfuro hexafluorídico (SF_6)^{8,42}; y los trazadores radiactivos gaseosos, el tritio ($^3\text{H}_2$), el etano etiquetado con ^{14}C y el Kriptón 85, e inyectados como un gas en combinación con otros gases, como puede ser el Nitrógeno, el Metano y CO_2 .

Para realizar el diseño de una prueba, similarmente que para el caso de un proceso de inyección de agua o gas, se debe conocer la necesidad y problemas que enfrenta el campo para obtener el conocimiento del comportamiento del aceite y gas; lo primero que debe hacerse es realizar la recopilación de toda la información geológica, geofísica y petrofísica, de registros geofísicos y del análisis de pruebas de presión del campo, y de la producción de aceite y gas en los pozos.

Los parámetros adicionales que se tendrían que conocer en esta etapa, es decir para yacimientos de aceite o gas donde se aplicará un trazador gas, serían valores de compresibilidad de dicho gas, análisis cromatográfico, densidad, densidad relativa, etc., además los de la información acerca de la composición de la mezcla que se encontrarse en el yacimiento.

Para diseñar una prueba entre pozo y pozo, es necesario contar con varios elementos. La selección de un pozo inyector, el tener un número adecuado de pozos de monitoreo, un trazador compatible tanto con el fluido como las características de la roca del yacimiento, un buen programa para la recolección y frecuencia de muestreo, análisis de las muestras y reporte de la curva de respuesta de la prueba de trazadores, que en su conjunto crean una prueba de trazadores entre pozos.

II.5 Uso y aplicaciones de los trazadores en la industria.

Un ejemplo claro de aplicación y uso son los trazadores radiactivos^a.

Como la radiactividad puede detectarse a niveles bajos, pequeñas cantidades de materiales radiactivos puede utilizarse como trazadores para seguir la evolución de muchos tipos de procesos. Por ejemplo algunos tipos de enfermedades vasculares pueden diagnosticarse por medio de la inyección dentro de un flujo sanguíneo de cantidades pequeñas de cloruro de sodio conteniendo el isótopo sodio 24, el cual es un emisor de radiaciones Beta y Gamma, y su paso a través de las venas, arterias y capilares puede seguirse con facilidad. Una técnica similar se usa en la industria del petróleo: cuando se cambia el tipo de aceite que es bombeado a través de un oleoducto se añade a una pequeña cantidad de nucleido radiactivo en el momento del cambio. A muchas millas más lejos, se advierte la llegada de un nuevo aceite por emisión radiactiva del trazador.

Algunos procesos estudiados en distintas áreas empleando trazadores son^a:

Ciencias básicas

Difusión; Cinética y equilibrio químico; Mecanismos de reacción y transferencia; Electroquímica.

Medicina

Diagnóstico y tratamiento de enfermedades; Estudio metabólico ó fisiológico; Medición de tiempo y volúmenes de circulación de fluidos biológicos.

Biología

Ciclos metabólicos; Reacciones de intercambio; Estudios de incorporación y traslocación.

Hidrología

Dinámica de sedimentos; Estudios de cuencas hídricas subterráneas y de superficie.

Agronomía

Estudio de fertilizantes; Erosión de suelos; Mediciones de humedad y permeabilidad de suelos.

Industria en general

Medición de tiempos de procesos; Trazado de movimiento de fluidos; Obstrucción, interconexiones, y pérdida de tuberías; Corrosión; Determinación de volúmenes, masa y gastos.

II.5.1 Aplicaciones de los trazadores en la industria petrolera.

Las aplicaciones en la industria del petróleo incluyen una gran variedad de actividades, que comprenden la exploración geofísica, perforación, explotación, transporte, almacenamiento y refinación del petróleo y sus derivados, transformaciones petroquímicas, así como el control de calidad de productos elaborados.

La mayoría de los trazadores que se aplican en campos petroleros requieren de la detección en el fondo, vía línea de acero que transporta los instrumentos. En otras aplicaciones tales como prueba de trazadores entre pozos, la recolección de muestras de fluidos producidos y el análisis directo subsecuente requiere el uso de diferentes tipos de trazadores.

Los trazadores están llegando a ser una herramienta comúnmente utilizada para estudiar la producción, inyección, y procesamiento de fluidos en campos de petróleo. Adicionalmente los trazadores evalúan la colocación mecánica de fluidos de terminación y lechadas, además de otros campos como la geotermia, hidrología, y almacenamiento subterráneo, han aplicado trazadores para ayudar en el entendimiento subsecuente y optimización de operaciones específicas; los avances en instrumentos electrónicos y computación han evolucionado en la detección de trazadores y análisis de prueba de trazadores.

A continuación se mencionarán algunas de las aplicaciones de los trazadores en la industria petrolera^{26,44,41 y 34}.

II.5.1.1 Perforación y terminación de pozos.

Los trazadores son cada vez más utilizados en operaciones de perforación y terminación de pozos, para medir la profundidad de invasión del filtrado de lodo dentro de la formación. Los trazadores más empleados durante esta etapa son principalmente trazadores químicos, los cuales se utilizan al preparar el volumen total de lodo de perforación, determinándose la concentración adecuada del trazador justo antes de perforar a través del intervalo o zona de interés. Posteriormente se realizará un muestreo del intervalo de interés, y en laboratorio se analizarán los núcleos y el agua contenida, se extrae el agua y se analiza con respecto a su concentración de trazador.

Una de las primeras aplicaciones de los trazadores dentro de la industria petrolera fue la determinación de la calidad del cemento. Cuando se preparan las lechadas de cemento en una operación de cementación de tubería, cualquiera que esta sea, sabemos que la calidad del cemento es muy importante para lograr una cementación exitosa, sin contratiempos y sin problema de pérdida de filtrado, por fraguado anticipado o por retardo del propio fraguado. Aquí el uso de trazadores constituye una herramienta muy valiosa para conocer la calidad del cemento.

Se han agregado muchos tipos de trazadores, incluidas tintas visibles han sido adicionadas como pulsos para la conducción del volumen de cementación primaria y la búsqueda por el espacio anular, para verificar el retorno positivo del cemento; esta técnica ha sido adoptada para usarla en lodos de perforación para medir el volumen en el espacio anular durante la circulación antes de la cementación primaria, y consiste en la aplicación de una fuente radiactiva al cemento. La fuente de radiación puede ser una cápsula de cesio de unos 50 milicuries, la cual se fija perfectamente a la línea por donde circula la lechada, precisamente antes de pasar por las bombas. El detector se fija también a la tubería pero diametralmente opuesto a la fuente. La radiación Gamma, atraviesa las paredes de la tubería, el flujo de la lechada y solo una fracción logra llegar hasta el detector. Frecuentemente se han inyectado en las interfases de diferentes lechadas de cemento para indicar la posición vertical y el grado de dispersión siguiendo la operación de cementación. Cabe mencionar que el método es seguro y que la lechada de cemento no se contamina por la radiación del trazador además de tener lecturas inmediatas y continuas; se evita el muestreo de lechadas, además de que se dispone del valor de la densidad de la lechada cuando se requiera, etc.

II.5.1.2 Marcador de tuberías permanentes.

En ciertas terminaciones, particularmente en pozos altamente desviados o en pozos horizontales, el uso de marcadores radiactivos de larga vida en la TR antes de colocarla en el agujero es altamente deseable. Estos marcadores de fondo pueden ser usados para correlacionar la profundidad en operaciones posteriores, y así eliminar la necesidad de estimar una extensión posible de la TR.

Esta técnica de marcar consiste en colocar cantidades libres de material de radiación Gamma, en pequeños agujeros perforados en la cara de la herramienta de los coples de la tubería de revestimiento, o dentro de tornillos utilizados para unir componentes externos de la tubería de revestimiento (centradores, raspadores etc.). Normalmente se usan isótopos de vida larga para lograr la referencia de fondo permanente. Esta técnica es muy recomendable para poder determinar la vida útil de la tubería sin necesidad de emplear cables y conocer su estado actual.

II.5.1.3 Operaciones de empacamiento de grava.

Los trazadores han sido aplicados al estudio de colocación de empaques de gravas, similar a la de cementación primaria, los trazadores de radiación Gamma han sido usados en la determinación cualitativa del tratamiento de empaques de grava, sin embargo, aplicaciones recientes de trazadores múltiples han permitido diferenciar varios tratamientos por etapas, así como operaciones de disparos.

El trazador de empaque de grava debe ser encapsulado con partículas que tengan densidad y tamaño de malla similar a la arena empleada en el empacamiento. Para identificar la operación, estas partículas deben poseer un mínimo de trazador, así la medición del trazador puede realizarse en los fluidos que transportan la grava.

II.5.1.4 Tratamiento de estimulación de pozos.

Quizás la aplicación más frecuente de trazadores ha sido el estudio de tratamientos de estimulación. En los primeros años del fracturamiento hidráulico empleado sustentante, cuando el tratamiento promedio consistía en colocar menos de 500 lbs de arena con fluidos de baja viscosidad, el único motivo, para utilizar trazadores fue comprobar que la altura del banco de arena fuera suficiente para cubrir el intervalo productor.

El trazado con estudios de temperatura es la técnica más utilizada comúnmente para evaluar la altura de fractura. La mayor queja con estudios de trazador de estimulación ha sido que tradicionalmente sólo una fase del tratamiento (por ejemplo sustentante o fluido), podría etiquetarse e identificarse y que no se puede discriminar entre el trazador dejado dentro del pozo y el material colocado en la fractura. Cuando se inyecta el trazador radiactivo en la fractura, es importante mantener la concentración constante del trazador líquido en el fluido fracturante, y el trazador sólido en el sustentante, así la interpretación del registro será cuantitativa. Por lo tanto, el sustentante y el gasto de inyección del trazador deben ser controlados independientemente.

Una de las técnicas consiste en agregar partículas relativamente grandes al agente hidráulico con que se provoca la fractura. Después de la inyección se efectúa un registro de radiactividad contra la profundidad del pozo. De la forma y valores de la gráfica, se obtiene la localización y el tipo de fractura.

II.5.1.5 Producción y operación de recuperación mejorada.

Los trazadores también pueden utilizarse en una variedad de operaciones de producción y recuperación y mejorada:

- a) Pruebas de integridad del perfil mecánico de inyección.
- b) Medición de la saturación residual de aceite.
- c) Pruebas de trazadores entre pozos.
- d) Medición del tiempo de retención en equipo superficial.

II.5.1.6 Localización de obstrucciones ductos.

La localización de obstrucción en ductos que conducen hidrocarburos es un problema que a menudo se presenta en el área de producción, y aquí también podemos citar a los trazadores como herramientas para la ubicación de los problemas que esto representa.

Como sabemos, la limpieza y mantenimiento de las líneas de conducción de hidrocarburos se realizan mediante la corrida de la herramienta de limpieza e inspección, llamada *diablo*, la cual limpia el interior de la tubería. Pero dadas las longitudes de los ductos, es muy frecuente el taponamiento de los mismos debido a todos los sólidos que se van depositando en las caras internas de la tubería, así que la detección del lugar donde existe la obstrucción es de suma importancia para reducir tiempos y costos de reparación de las tuberías.

Empleando radioisótopos para su detección, se instala en un *diablo* una fuente de rayos Gamma relativamente grande, con este arreglo se recorre la tubería en dirección al sitio donde se supone que existan una o varias obstrucciones. Para obligar al *diablo* a viajar a través del ducto de una estación a una terminal, se bombea agua o aceite a alta presión.

Además si se conoce la trayectoria del ducto sobre la superficie, se pueden rastrear fácilmente los movimientos del *diablo* dentro de la tubería. El paso del *diablo* se debe comprobar en las estaciones de válvulas.

Si el *diablo* no pasa por el último punto de detección indica un atoramiento en el tramo anterior. La localización de la fuente radiactiva y simultáneamente de la obstrucción, se reduce a rastrear desde la superficie del terreno, sólo unos pocos kilómetros a partir de la última estación por donde se comprobó el paso del *diablo*.

Al encontrar la zona taponada, se procede a encontrar el tramo de tubería donde está atorado el *diablo*, para posteriormente colocar otro tramo de tubería y que esta línea continúe con su función de transporte.

II.5.1.7 Medición de fluidos.

El conocimiento exacto y completo de los fluidos (gasto y velocidades), es de vital importancia en la operación eficiente de las líneas de transporte de fluidos separar grandes distancias o en plantas de proceso.

Las técnicas radioisotópicas agregan una información más valiosa que la que se tiene con los métodos convencionales de medición de flujos. Se obtiene una gran precisión en los resultados, y las mediciones se pueden realizar en corrientes de materiales líquidos, gaseosos o sólidos.

Se tiene un método muy simple que se denomina método de dos pulsos, la cual se aplica cuando se conoce la sección transversal de la tubería en la que se realizan los estudios de flujo. Consiste en inyectar instantáneamente en la corriente un trazador

adecuado a las características del fluido. Se mide el tiempo transcurrido entre el paso del trazador frente a dos detectores, separados a una cierta distancia conocida, de manera que del punto de inyección al primer detector se tenga una mezcla perfecta entre el trazador y el fluido.

La distancia entre los detectores se conoce, el tiempo que tarda el radioisótopo en recorrer esa distancia se mide por medio de un cronómetro o se lee en la gráfica, estimando la separación entre los centróides de los pulsos. Con un cálculo simple se obtiene la velocidad; el gasto se calcula empleando la velocidad y el valor para la sección transversal del ducto.

Para calcular la velocidad en flujo de gases hay que tomar en cuenta las caídas de presión entre el primer y segundo detector, las condiciones de temperatura y la presión que prevalecen durante la prueba y por último, la compresibilidad del gas que esta fluyendo.

II.5.1.8 Identificación de líneas.

En ocasiones se tiene el problema de que, debido a los gastos que se manejan en algunas centrales de bombeo, es necesario contar con ramales por donde se hará fluir el aceite, o en el caso del gas se tendrán gaseoductos para su compresión y posteriormente transporte. La distancia entre estación y estación, ya sea de bombeo o de compresión es muy importante, ya que se corre el riesgo de no poder identificar las líneas de llegada. Si se presenta esta confusión, se resuelve aplicando alguna sustancia radiactiva que sea compatible con el fluido en estudio.

Para resolver el problema anterior, se procede a la inyección del material radiactivo y al final de las líneas se colocan detectores de radiactividad, que al momento de arribo del fluido marcado con el trazador, se podrá registrar sus concentraciones, y con esto, se logrará identificar de donde provienen los fluidos de cada una de las líneas de transporte de hidrocarburos.

En resumen, el uso de trazadores en la industria petrolera ha contribuido a entender muchos procesos complejos. La tecnología de trazadores ha experimentado una evolución considerable, habiéndose implementado servicios de este tipo en el campo. La industria ha reaccionado rápidamente al aplicar esta nueva tecnología de trazadores debido a sus características eficientes y de costo efectivo.

En esta tesis solo se referirá a la prueba de trazadores químicos entre pozos.

PRUEBAS DE TRAZADORES QUÍMICOS ENTRE POZOS (RADIOTRAZADO)

El objetivo principal de este capítulo es presentar el concepto e importancia de una prueba con trazadores químicos entre pozos. Además se describirán los procesos más importantes que pueden ocurrir cuando el trazador se mueve a través de un medio poroso fracturado, como son: dispersión (difusión-convección), fenómeno de adsorción y el efecto de partición de trazadores fase gas en líquidos.

III. 1 Pruebas de trazadores entre pozos.

La necesidad de cuantificar las variables que definen un yacimiento y la mecánica del flujo de los fluidos y su efecto sobre el desplazamiento de aceite y gas, requiere la investigación y desarrolló de técnicas y tecnologías para su determinación, debido a que es necesario identificar y localizar las anomalías, heterogeneidades e interconectividades del yacimiento. Las pruebas de trazadores entre pozos son una herramienta adecuada que ha contribuido a resolver este problema. Sin embargo, se requiere más investigación para conocer los parámetros principales del sistema roca fluidos y del flujo de trazadores en yacimientos naturalmente fracturados.

Estas técnicas pueden ser de gran utilidad para mejorar la información proporcionada a los modelos matemáticos; además sirven para determinar el tiempo de tránsito de los fluidos entre los pozos de inyección y los pozos productores, para definir sistemas regionales de fracturas y su orientación, para localizar barreras naturales que disminuyen el flujo de los fluidos, además de poder determinar los patrones de flujo.

De manera general las pruebas de pozo a pozo consisten en la inyección de un fluido que contiene una o más sustancias químicas o radiactivas, a las que se les denomina trazadores. Dichas sustancias se incorporan al fluido de inyección, que a su vez se introduce al yacimiento por medio de un pozo inyector, el cual ha sido previamente acondicionado para tales efectos.

Al seleccionar un pozo inyector necesariamente se debe tener al menos un pozo productor que fungirá como un pozo de observación o monitoreo. La finalidad es recolectar muestras del o los pozos productores, para que se analicen en el laboratorio para determinar la concentración del trazador y se determinen ciertos parámetros de flujo, tales como porosidad, coeficiente de difusión tanto en matriz como en sistema de fracturas, tiempo de tránsito, que influyen significativamente en el comportamiento de flujo del yacimiento en estudio.

El fluido inyectado al ser “marcado” con un trazador, proporciona información útil para la caracterización del yacimiento; el trazador, que puede ser un material radiactivo o químico, refleja un comportamiento similar al del fluido de inyección, y al tener varias muestras tomadas en el pozo productor, es posible identificar el contenido de trazador y proceder al análisis del comportamiento roca-fluido, para poder determinar los grados de comunicación entre las formaciones del yacimiento⁵⁰.

III.2 Componentes esenciales de una prueba con trazadores^{44,45}

III.2.1 Pozo inyector.

Se debe seleccionar el pozo de acuerdo a las características del mismo; esto es, revisando tanto la información, como los valores del gasto de inyección, así como los valores de presión a los cuales está operando el pozo. Estos datos son importantes para no tener problemas de circulación del fluido en la operación de inyección.

El periodo de inyección del trazador es función del espaciamiento entre el pozo de inyección y los productores, de la porosidad y de la permeabilidad del yacimiento, y del trayecto que recorre el trazador.

III.2.2 Pozos de monitoreo.

Cuando se hace una selección de los pozos de monitoreo, es muy importante la selección de todos los pozos donde se espera el arribo del trazador. Técnicamente todos los pozos activos deberían estar bajo monitoreo constante. 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 que, en definitiva, es importante para el análisis.

III.2.3 Selección y volúmenes y concentraciones del trazador.

La selección, volúmenes y concentraciones del trazador esta en función de varios factores: Uno de los factores es el tipo de trazador que emplearemos en la prueba. Se debe tener compatibilidad con el fluido que se va inyectar, así como conocer la composición química de la formación, para evitar reacciones químicas que puedan alterar la concentración del trazador así como el volumen del propio trazador.

Otro factor importante en la selección del trazador es su disponibilidad y costo en el mercado. Durante el diseño de la prueba se deberá calcular y considerar el factor anterior que determinará si la prueba es económicamente rentable; hablamos de trazadores económicos, los cuáles llegan a costar cerca de 300 mil pesos (en volumen de 20 ml aproximadamente), mientras que un trazador caro puede costar cerca de 2 millones de pesos, debido a los costos de preparación, manejo, envasado y transporte del propio trazador.

Mientras se consideran y cubren los factores anteriores se debe de trabajar en los aspectos químicos y físicos del trazador. Es importante calcular y tener en cuenta el coeficiente de mezcla entre el trazador y el fluido, para asegurar que se tendrá una buena concentración al momento del arribo al pozo de observación de alguna muestra marcada con el trazador.

Otro factor es la distancia entre los pozos, y se emplean concentraciones bajas si la distancia es relativamente corta o si se conoce, o se sabe que la intercomunicación entre los pozos puede ser mediante una fractura. La concentración del trazador que se registra en los pozos de monitoreo depende también de las condiciones de heterogeneidad del yacimiento, tendiendo a disminuir conforme éstas son más importantes.

De manera, análoga si las distancias entre el pozo inyector y los pozos de observación son grandes, se deberán emplear concentraciones y volúmenes mayores de trazador para asegurar que se obtengan en los pozos, muestras marcadas con el trazador.

Para calcular los volúmenes y concentraciones de trazador para la inyección, principalmente se considera lo siguiente:

- La detección límite de los trazadores.
- El período mínimo de inyección del trazador; además, debe analizarse si es posible detectarlo en un tiempo de arribo relativamente corto.

La cantidad de trazador químico o radiactivo requerida en la prueba de campo está definida por los dos límites siguientes: 1) la sensibilidad en la detección en el límite más bajo; esto está en función principalmente de la capacidad del equipo de detección; y 2) el nivel máximo permisible de concentración.

Existen varios métodos para estimar los requerimientos del trazador. Uno de estos métodos fue desarrollado por Brigham⁵, habiendo presentado una ecuación para calcular la masa del trazador que se necesita, la cual depende del espesor del yacimiento, de la porosidad, de la saturación de agua, de la concentración deseada, del coeficiente de mezcla y de la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor.

Este modelo es representativo de yacimientos homogéneos. Brigham demostró que había una incongruencia en varias de las soluciones previamente publicadas para el modelo de difusión, debido a que los resultados obtenidos no eran compatibles con el balance de materia.

Esta incongruencia se presenta por una interpretación inadecuada de las condiciones de frontera. Brigham estableció que existía una diferencia entre los datos experimentales, y los resultados de los modelos matemáticos representativos del comportamiento de las concentraciones, en las mediciones registradas en el laboratorio de estudios de flujo a través de núcleos.

Los modelos predicen la concentración *in-situ* y la concentración medida en los núcleos corresponde a la concentración fluyente. Para demostrar lo anterior, Brigham empleó el modelo de difusión para un sistema infinito, utilizando las condiciones iniciales y de frontera apropiadas. El modelo matemático que obtuvo el autor es el siguiente:

$$C = \frac{1}{2} \operatorname{erfc} \left[\frac{x - vt}{2(Dt)^{0.5}} \right] + \frac{1}{2} \exp \left[\frac{vx}{D} \right] \operatorname{erfc} \left[\frac{x + vt}{2(Dt)^{0.5}} \right], \quad (3.0)$$

donde:

C = Concentración de un trazador, (M/L³)

D = Coeficiente de dispersión, (L²/T)

erfc = Función complementaria, (adim)

t = Tiempo transcurrido desde la inyección hasta la medición (registro) en el pozo productor, (T)

x = Distancia recorrida por el trazador desde el pozo inyector al pozo productor, (L)

v = Velocidad del fluido, (L/T)

III.2.4 Muestreo y análisis de campo.

El muestreo es normalmente la parte más económica de un proyecto de inyección con trazadores, y como se ha mencionado, resulta una de las partes más importantes con respecto a la información que se obtendrá a partir de las muestras recolectadas. El muestreo depende directamente del número de muestras que se analicen.

En general, siempre será conveniente tener el número óptimo de muestras, para ello emplearemos una metodología en la selección de tiempos de muestreo, basada en los modelos matemáticos que describen el flujo de trazadores.

Para asegurar un muestreo adecuado es importante contar con un calendario de frecuencias de muestreo, basado los en modelos matemáticos que permitan la predicción de tiempos de arribo en función de la concentración del trazador, para lo cual se pueden emplear simuladores que describen el flujo de trazadores en medios porosos homogéneos, no homogéneos y fracturados.

Se analizan grandes cantidades de datos para optimizar la prueba de inyección de trazadores en el yacimiento mediante el empleo de simuladores, los cuales resuelven por una serie de ecuaciones de transporte que describen el movimiento de fluidos en yacimientos de aceite, gas y agua. Las ecuaciones que se incluyen en estos programas son soluciones numéricas para las ecuaciones de transporte. Los datos de entrada al simulador provienen de información geológica, registros geofísicos de pozos, análisis de núcleos y datos de fluidos producidos.

Un ejemplo de selección de tiempos de muestreo se presenta en la Tabla I, los cuales se obtuvieron con el modelo de Brigham y Smith⁶. Mediante este modelo se pueden determinar curvas de respuesta del trazador en un rango de tiempos posibles de llegada, características propias del yacimiento, tales como: porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen poroso inyectado, etc.; además puede aplicarse a yacimientos estratificados y se basa en el arreglo de cinco pozos.

Tiempo transcurrido desde la inyección del trazador		Frecuencia de muestreo
1 ^{ra}	semana	1 muestra / pozo / día
2 ^{da} - 4 ^{ta}	semana	2 muestras / pozo / semana
2 ^{do} - 3 ^{er}	mes	1 muestra / pozo / semana
4 ^{to} - 6 ^{to}	mes	1 muestra / pozo / 2 semanas
6 ^{to} - 12 ^{vo}	mes	1 muestra / pozo / mes

Para generar una curva representativa se necesita el mayor número de muestras posibles. La frecuencia del muestreo está también relacionada directamente con la duración del tiempo de inyección, concentración del trazador químico y con las distancias entre el pozo inyector y el o los pozos productores.

Posteriormente, las muestras se envían al laboratorio donde se introducirán en los equipos especiales destinados a un análisis de concentraciones (análisis cromatográficos), para que con todas las muestras analizadas, se tenga el comportamiento final del fluido y resultados de la prueba.

Con las muestras obtenidas y analizadas se pueden obtener gráficas representativas del comportamiento de la concentración del trazador químico con respecto al tiempo. Cada punto de la gráfica representa una muestra a un tiempo determinado con su respectivo valor de concentración. El análisis de este tipo de gráficas se discute en el capítulo siguiente.

III.3 Información requerida del yacimiento para la planeación de un estudio de radiotrazado.

Es preciso reunir la mayor cantidad posible de información del campo o región donde se planea realizar estudios de radiotrazado.

A continuación se describe la información de las características principales del yacimiento, que se recomienda analizar cuidadosamente antes de realizar cualquier estudio de radiotrazado¹¹.

a) CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

- Litología (arenas, areniscas, etc.).
- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Saturación de fluidos.
- Espesor del yacimiento (efectivo y total).
- Área y volumen del yacimiento.
- Condición de presión y temperatura.

b) MAPAS Y DIAGRAMAS.

- Diagrama del sistema de inyección.
- Diagrama (estado mecánico) del pozo típico de inyección y de producción.
- Mapas estructurales y de isopacas.
- Mapa del campo petrolero incluyendo caminos de acceso a los pozos.
- Mapa de isopropiedades.

c) INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO.

- Plano del yacimiento y características del mismo.
- Número de pozos productores e inyectores de interés en operación.
- Estado mecánico de los pozos productores e inyectores.
- Patrón de inyección
- Instalaciones de inyección de aire o gas en el lugar de inyección.
- Antecedentes de inyección.
- Localización física de los pozos involucrados.
- Datos de los fluidos de inyección y de producción por pozo.
- Información de datos completos sobre posibles experimentos con trazadores químicos realizados con anterioridad en el yacimiento de interés.

III.3.1 Radiotrazado de un campo petrolero.

Entre los principales objetivos del radiotrazado, se tienen la caracterización dinámica del flujo de los fluidos a través del yacimiento^{7,11}.

En la Fig. III.3.1 se muestran los pasos necesarios para desarrollar un estudio de radiotrazado en un de campo petrolero.

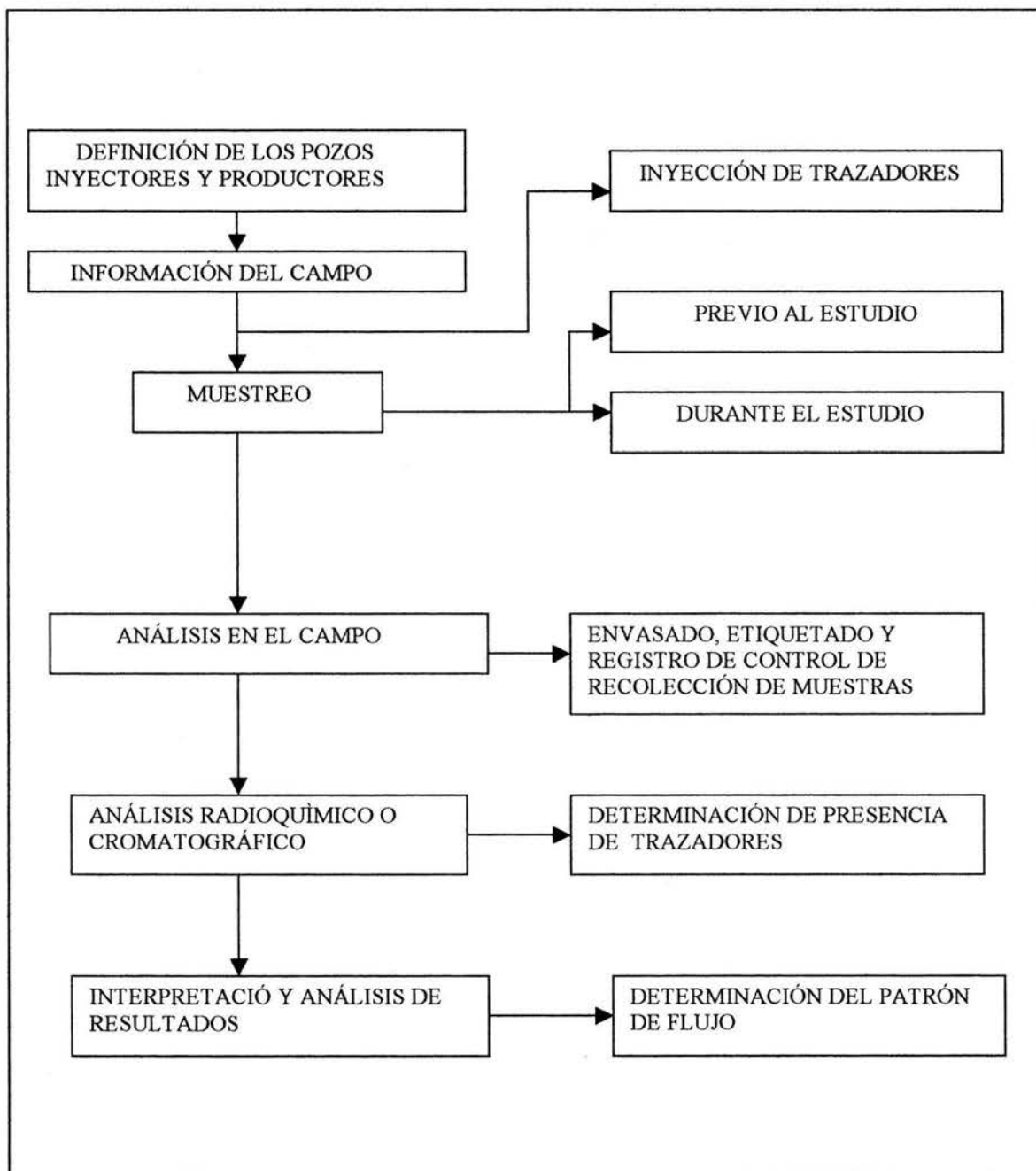


Figura III.3.1. Diagrama esquemático para desarrollar un estudio de radiotrazado.⁷

El trazador se introduce en uno o varios pozos de inyección, de tal manera que fluya a través de la formación conjuntamente con los fluidos del yacimiento y los de inyección, para medir el tiempo de tránsito de los fluidos entre los puntos de inyección y los pozos productores.

El trazador químico se debe diluir hasta conseguir una concentración adecuada, de manera que al mezclarse con un volumen grande del flujo de inyección conserve su concentración y pueda cumplir con la función para la cual fue desarrollado.

Después de la inyección se recolectan muestras de los fluidos producidos en los pozos cercanos, o en aquellos en que se supone que tiene alguna relación o conexión con el punto de inyección, midiéndose la cantidad de trazador (concentración) en cada una de las muestras.

Con esta información, es posible conocer el tiempo de tránsito del trazador y a partir de su análisis se puede estimar algunas propiedades del yacimiento, en función de la dilución que experimenta el trazador. Los resultados (concentración de trazador en las muestras), se grafican en función del tiempo transcurrido a partir de la fecha de inyección.

La interpretación de las curvas de concentración contra el tiempo, permitirá obtener un mejor conocimiento del desplazamiento del fluido de inyección a través del yacimiento y confirmar o desechar la influencia de patrones determinados de flujo.

Si la curva es un pulso de forma regular, se deduce que la formación a través de la cual se desplazan los fluidos es homogénea; por lo contrario, si el trazador se difunde o diluye en un volumen muy grande de fluidos en el yacimiento, significa que hay una probabilidad alta de canalización, o bien que la formación es heterogénea, como se muestra en la Fig. III.3.2.

III.3.2 Arreglo típico para un estudio de radiotrazado.

El arreglo de pozos más comúnmente usado en los campos petroleros para un estudio de radiotrazado, es de forma hexagonal (siete pozos alternantes, como se ilustra en la Fig. III.3.3, donde se observa que el pozo inyector está en el centro y los otros seis pozos son productores^{7,48}).

La elección del arreglo de los pozos y de los intervalos de inyección y de producción, se debe hacer empleando toda la información disponible acerca de los fluidos y de la formación, ya que para ello se tomaría en cuenta también la zonificación del yacimiento.

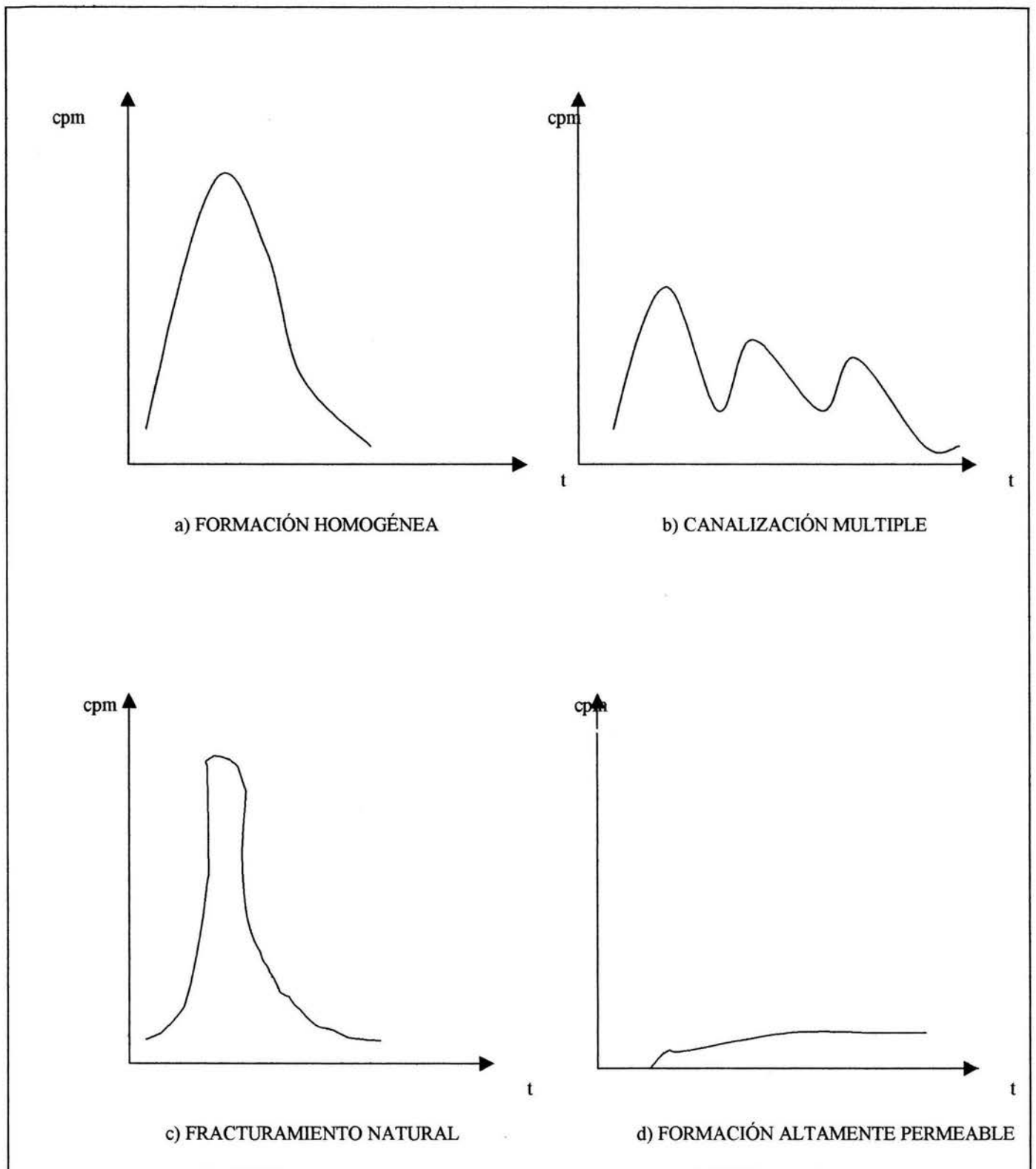


Figura III.3.2. Comportamiento típico de las curvas de producción de trazadores⁷

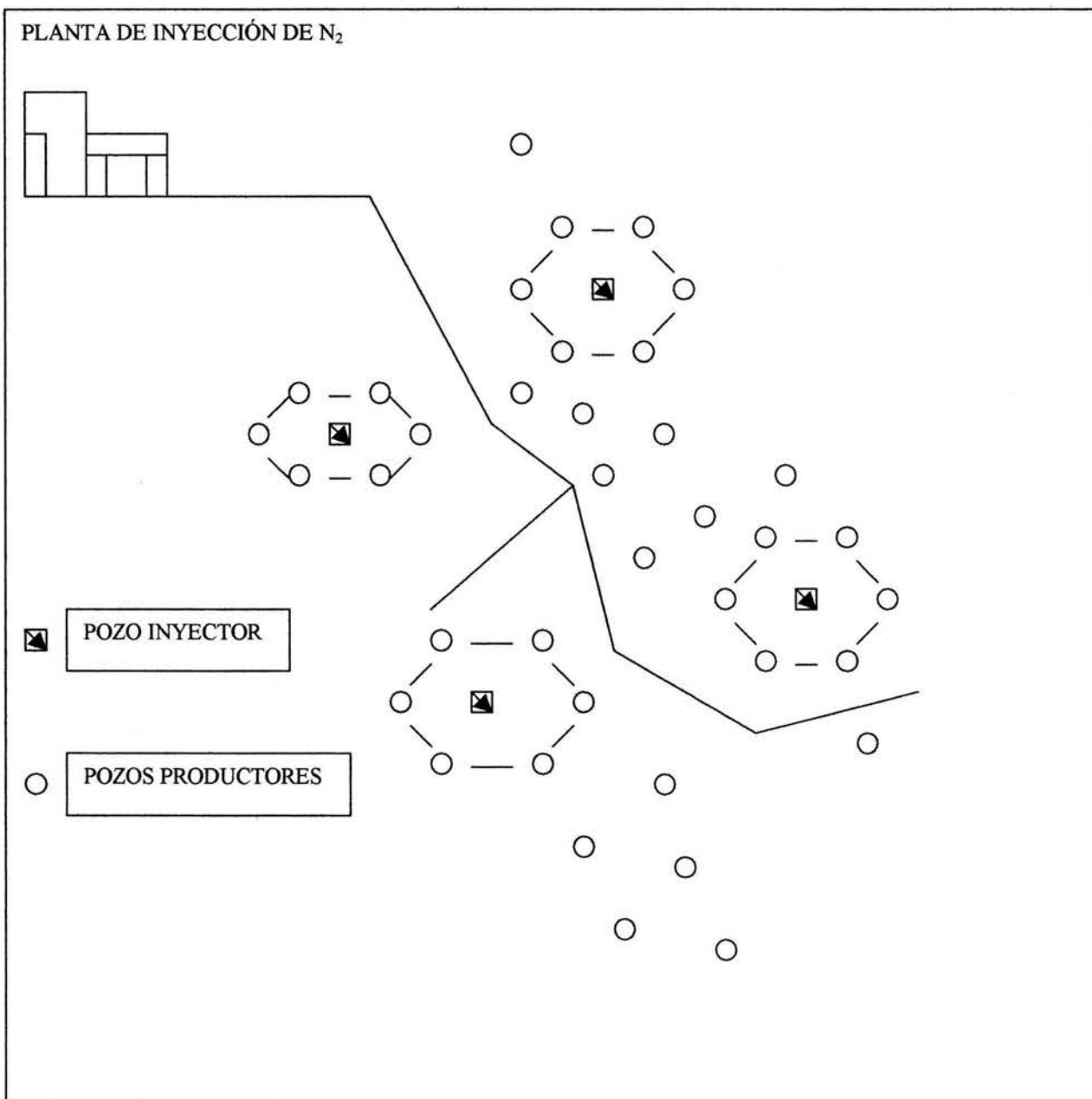


Figura III.3.3. Sistema de instalación de pozos en forma hexagonal⁴⁸

III.4 Proceso de inyección de un trazador químico³⁰.

- 1.- Instalar el equipo de inyección en el punto seleccionado , asegurando los aprietes de cada conexión.
- 2.- Realizar un ensayo del equipo con la finalidad de verificar que no existan fugas.
- 3.- Abrir recipiente que contiene el trazador químico y verterlo sobre el depósito utilizado para su inyección con la bomba dosificadora. En caso de mezclarse con otro fluido, agregar primeramente este fluido y posteriormente el trazador químico.
- 4.- Esperar el tiempo necesario hasta que el bombeo del gas sea constante y no se presenten fugas u otro inconveniente en las líneas superficiales.
- 5.- Iniciar la inyección del trazador químico a gasto constante, hasta cumplir con el tiempo de inyección programado.
- 6.- Anotar todos los parámetros de la prueba, horas de inicio de inyección y gasto del trazador químico; debe anotarse adicionalmente cualquier variación en las condiciones de inyección . Asentar esto datos a intervalos regulares.
- 7.- Registrar también de manera constante las presiones y gastos del bombeo de gas, desde su inicio hasta el final de la inyección del trazador químico, a intervalos regulares, sobre todo, si existen condiciones de variación.
- 8.- Tener cuidado de que el depósito desde donde se suministra el trazador químico con la bomba dosificadora no se quede sin trazador, es decir, que se inyecte aire, lo cual no es conveniente.
- 9.- Al finalizar la inyección, se desconecta todo el equipo utilizado y coloca sobre el medio de transporte.
- 10.- Se debe entregar un reporte de actividades a quien corresponda, y retirarse de la localización.

En la Figura III.4.1 se muestra un diagrama de dispositivos de inyección de trazador.

El equipo de inyección consta de las siguientes partes principales:

- Un tanque de almacenamiento, con indicador de niveles para vigilar el desplazamiento del fluido durante la inyección.
- Una válvula de paso y un filtro para eliminar partículas sólidas que puedan obturar la bomba dosificadora.

- Un rotámetro colocado antes de la bomba dosificadora y un manómetro (después de la bomba), necesarios para medir el gasto y la presión de inyección del trazador.
- Una bomba dosificadora que proporcione la cantidad de trazador durante un período predeterminado.
- Una válvula check para prevenir posibles bloqueos durante la inyección o flujos imprevistos del pozo hacia la bomba.

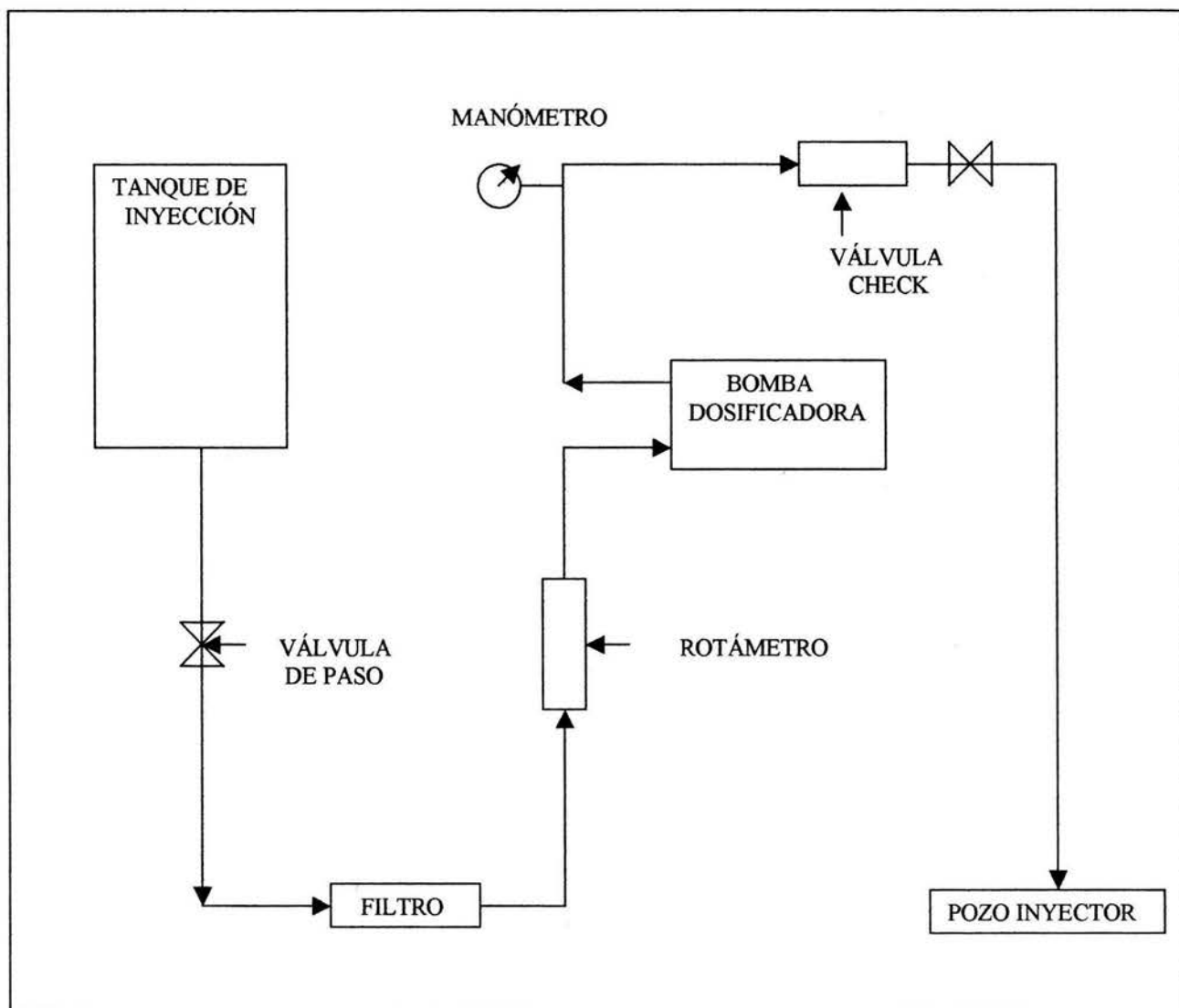


Figura III.4.1. Diagrama de un dispositivo para inyección de un trazador⁴⁸.

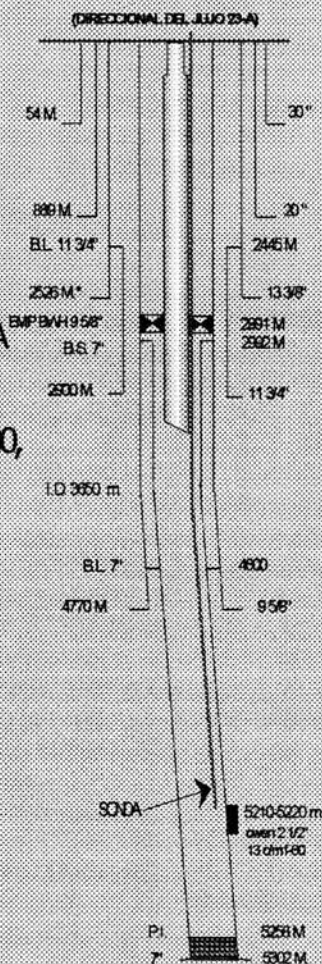
En la Figura III.4.2 se describe un prueba de inyectividad de nitrógeno y trazador químico en le pozo Jujo 523.

POZO JUJO 523

SONDA EN TIEMPO REAL A 5170 Mts.

1. CERRAR POZO Y BAJAR SONDA PARA EL REGISTRO PRESIÓN-TEMPERATURA POR ESTACIONES A 0,1000, 2000, 3000, 4000, 5000 Y 5170 M REGISTRANDO PRESIONES Y/O TEMP. DE FONDO Y SUPERFICIE.

2. CON SONDA A 5170 M. INICIAR INYECCIÓN DE N₂ EN FORMA PROGRESIVA HASTA ALCANZAR GASTO DE 200 M³/MIN POR 36 Hrs.



2.1. INYECTAR TRAZADOR QUÍMICO 1er. DÍA

2.2. INYECTAR TRAZADOR QUÍMICO 2do. DÍA

3. CON SONDA A 5170 M. SUSPENDER INYECCIÓN Y CON POZO CERRADO EFECTUAR PRUEBA FALL-OFF HASTA ALCANZAR ESTABILIZACIÓN DE PRESIÓN

4. RECLUPERAR SONDA

5. ABRIR POZO A PRODUCCIÓN

ETAPA DE INYECCIÓN	GASTO DE N ₂		TIEMPO INYECCIÓN Hrs.	VOLUMEN N ₂ M ³
	M ³ /Min.	MMPCD		
1	200	15	36	432,000

FIGURA III.42

PRUEBA DE INECTIVIDAD DE N₂ Y TRAZADO EN EL POZO JUJO 523

III.5 Información obtenida de una prueba de trazadores entre pozos³².

- a) Eficiencia volumétrica de barrido. El volumen del trazador inyectado que es recuperado en los pozos inyectores proporciona una indicación de la eficiencia de barrido. Un volumen pequeño o tiempos de irrupción pequeños son indicativos de la existencia de fracturas naturales o de trayectorias de alta permeabilidad, en la porción del yacimiento comprendida entre los pozos involucrados en la prueba.
- b) Trayectorias de alta permeabilidad. La presencia de trayectorias de alta permeabilidad disminuye las eficiencias areal y vertical del proceso de desplazamiento de aceite del yacimiento, causando una irrupción temprana del fluido inyectado en los pozos productores.
- c) La detección en los pozos productores de los diferentes trazadores empleados, permiten inferir las direcciones preferenciales de flujo desde los pozos inyectores hacia los diferentes productores.
- d) Identificación de pozos inyectores inadecuados. Usando un trazador para cada pozo inyector en un arreglo dado, se puede determinar el pozo inyector que causa una irrupción temprana en un pozo productor específico.
- e) Delineación de barreras al flujo. Al no detectarse la presencia del trazador en el pozo productor indicaría que puede existir una discontinuidad geológica en la formación, o barreras entre los pozos.
- f) Las velocidades relativas de los fluidos inyectados. Si diferentes componentes químicos y/o radiactivos se inyecta como trazadores en el mismo pozo, el tiempo de arribo de los diferentes trazadores en un pozo productor determinado, proporciona una indicación de la velocidad relativa de los componentes respectivos.
- g) Acciones correctivas. Antes de iniciar un proyecto de inyección de fluidos a nivel de campo, es importante determinar la existencia de heterogeneidades del yacimiento que pudieran causar la canalización del fluido inyectado, y así poder aplicar acciones correctivas.

III.6 Mecanismos de flujo del trazador

El flujo de fluidos miscibles en un medio poroso, es sustancialmente diferente del flujo de fluidos inmisible. En fases inmiscibles los fluidos se encuentran separados macroscópicamente por una interfase bien definida, mientras que en fluidos miscibles se forma una zona de transición o mezclado entre los dos fluidos, como se muestra en la Fig.III.6.1; así, a medida que un fluido desplaza a otro, la solución desplazante continuamente se mezcla con el fluido residente, de tal forma que al arribar a un punto dado del medio poroso, la solución desplazante presenta un cambio gradual en la concentración original. Este mezclado o “interdifusión” de los fluidos, debido a los fenómenos de difusión y convección se denomina dispersión.^{29,38}

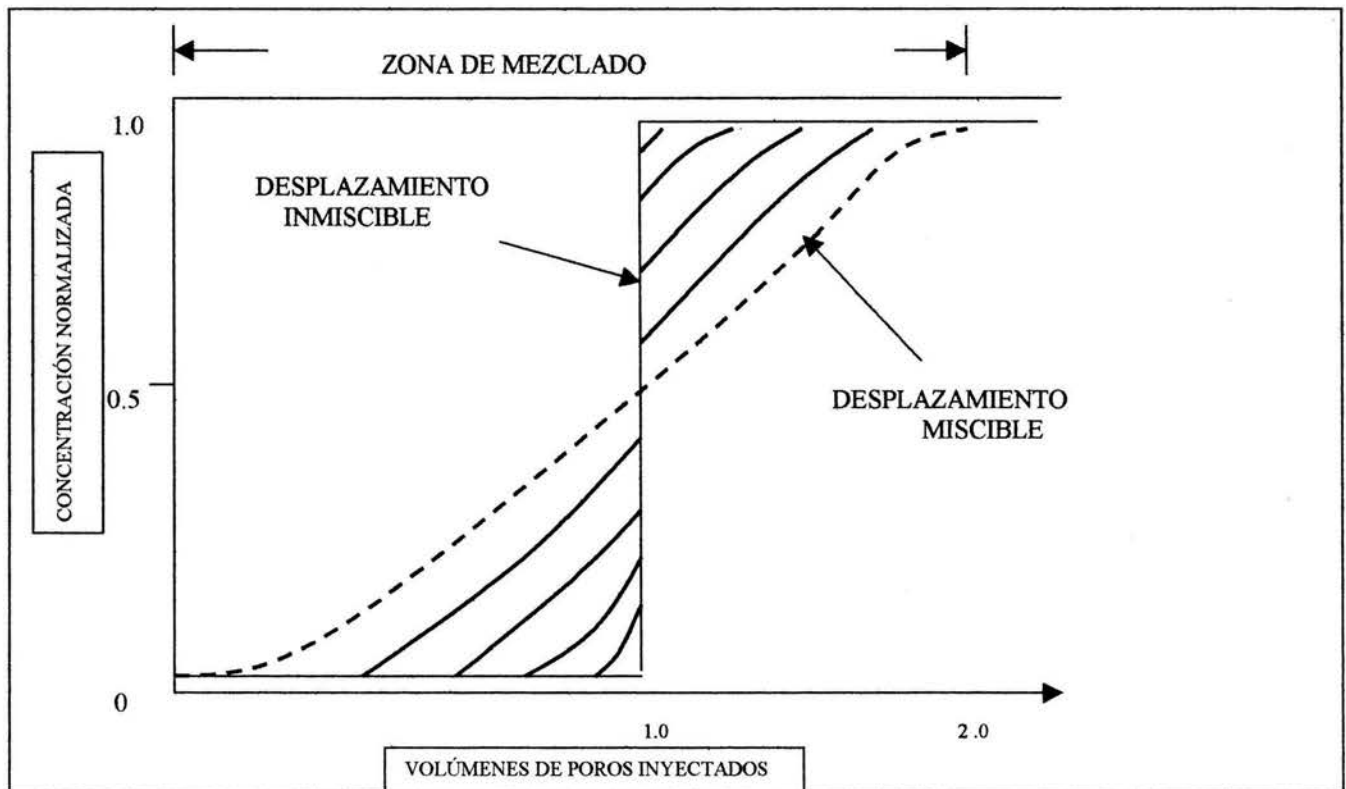


Figura III.6.1. Representación esquemática de los procesos de desplazamiento miscible e inmisible³⁸.

III.6.1 Difusión molecular.

El fenómeno de difusión molecular resulta de un gradiente de concentración entre dos fluidos y es independiente de la velocidad de flujo. El mezclado causado por la difusión molecular puede describirse por medio de la ley de Fick, la cual se representa por la ecuación siguiente^{29, 18}.

$$dG / dt = - D_o A dC / dx , \quad (3.1)$$

donde:

G= Cantidad de masa que se difunde a través de un plano, [M].

D_o= Coeficiente de difusión ordinario o molecular, $\left[\frac{L^2}{T} \right]$.

A= Área de la sección transversal a través de la cual ocurre la difusión, [L²].

C= Concentración "in-situ, $\left[\frac{M}{L^3} \right]$.

X=Distancia, [L].

El coeficiente de difusión ordinario, D_o es función de la concentración; sin embargo es posible representar el comportamiento del proceso seleccionado por medio de un coeficiente de difusión promedio efectivo³⁷. Una de las soluciones más conocidas para la Ec. 3.1 es la siguiente:

$$C = 1/2 \{ 1 \pm \operatorname{erfc} [x / (2\sqrt{D_o t})] \} , \quad (3.2)$$

donde:

Erfc() = Función error complementaria.

La difusión molecular es un mecanismo de transferencia de masa debida a la presencia de gradientes de concentración en el fluido mismo. El coeficiente de difusión molecular depende de la concentración de la especie que defina la temperatura y la presión y es una característica de la mezcla, la cual se evalúa experimentalmente. Para utilizar el coeficiente de difusión molecular en la predicción del comportamiento de un fluido en un medio poroso como lo un yacimiento, debe ajustarse para considerar la trayectoria tortuosa en los poros de la roca; entonces, el coeficiente de difusión molecular efectivo o aparente está dado por:

$$D = D_o / F\phi, \quad (3.3)$$

$F\phi = \text{Tortuosidad}$

donde:

$D =$ Coeficiente de difusión aparente o coeficiente efectivo de dispersión, $\left[\frac{L^2}{T} \right]$.

$D_o =$ Coeficiente de difusión ordinario o molecular, $\left[\frac{L^2}{T} \right]$.

$F =$ Factor de resistividad eléctrica de la formación, $[a \text{ dim}]$.

$\phi =$ porosidad. $\left[\frac{L^3}{L^3} \right]$

Cuando un fluido desplaza a otro se presenta el fenómeno de mezclado de fluidos. La dispersión es resultado del movimiento de las partículas individuales de trazador a través de los poros, debida a varios fenómenos físicos y químicos, representado por la difusión, y un componente mecánico resultante del efecto de mezclado producido por el movimiento de fluidos³⁸.

La componente de la dispersión producida por la difusión es debida a los gradientes de concentraciones y se presenta aún cuando el fluido estuviera estático; por otra parte, la componente mecánica de la dispersión es resultado de varios factores tales como la distribución de velocidades existente dentro del poro, variaciones en el tamaño del poro, que a su vez modifican las distribuciones de velocidades y las fluctuaciones de las líneas de corriente debido a la *tortuosidad* del medio poroso con respecto a la dirección principal del flujo¹⁸.

III.6.2 Dispersión longitudinal

La dispersión longitudinal ocurre en la dirección del movimiento global de los fluidos. Este fenómeno de dispersión se muestra esquemáticamente en la Fig. III.6.2; en el tiempo $t = 0$, se introduce en forma instantánea y uniforme una cantidad finita de trazador a través del conducto; si el trazador se mueve corriente abajo con una velocidad uniforme U , se dispersará longitudinalmente debido a las condiciones de mezclado turbulenta, como se muestra en la Fig. III.6.2a. En el flujo mostrado en la Fig. III.6.2b, las capas adyacentes de fluido están moviéndose con diferentes velocidades longitudinales, presentándose una mezcla lateral por efecto de la turbulencia. Esto da como resultado una dispersión longitudinal mayor²⁷.

III.6.3 Dispersión transversal

La dispersión transversal ocurre en la dirección normal al movimiento global de los fluidos, y ha sido descrita por varios investigadores como un mecanismo de "corriente dividida", presentándose transferencia de masa entre las corrientes, por lo que el fenómeno de dispersión transversal contribuye al mezclado de los fluidos.

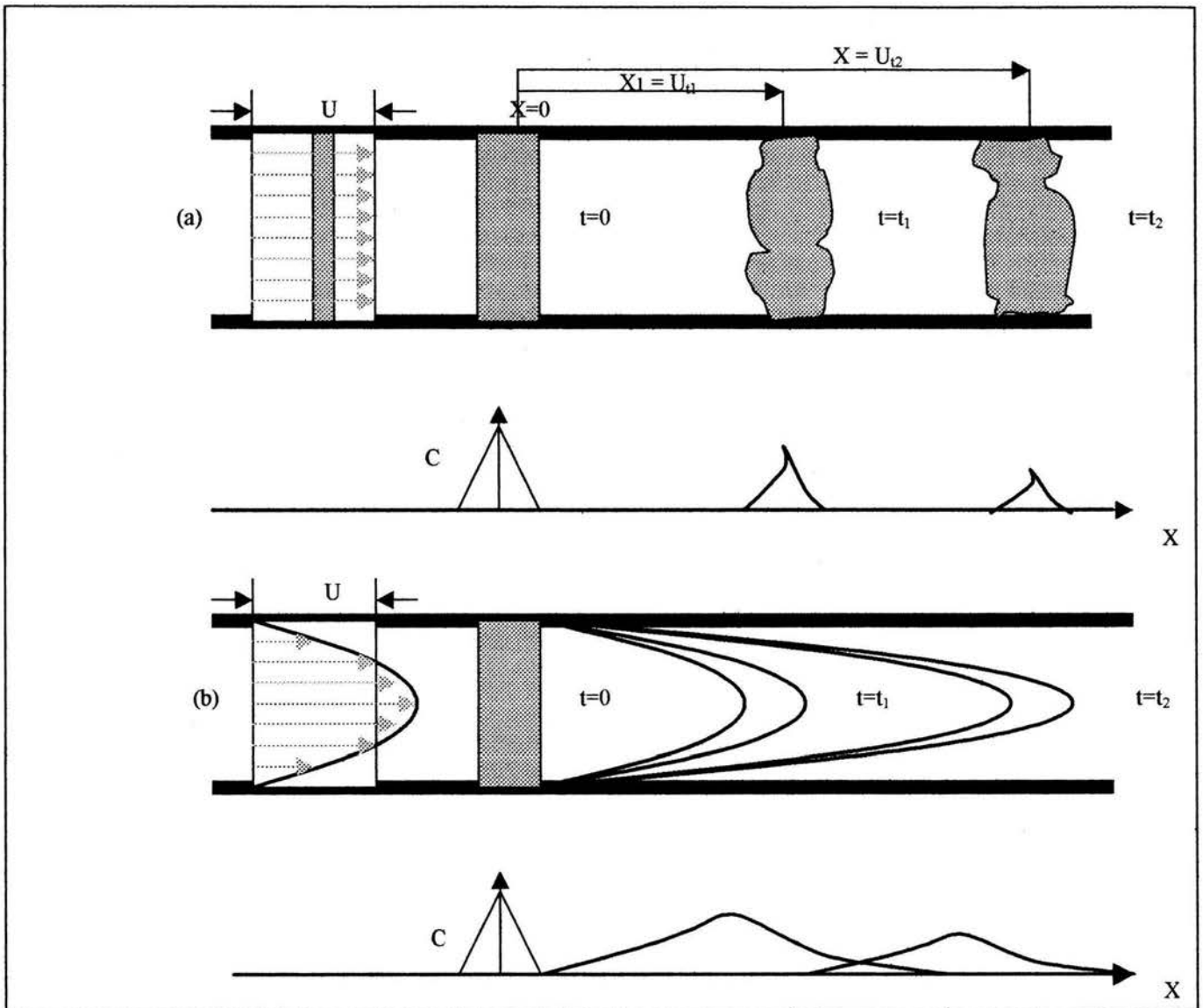


Figura III.6.2. Mecanismo de la dispersión longitudinal: (a) difusión turbulenta en un flujo de velocidad uniforme; (b) dispersión turbulenta debido a la distribución no uniforme de la velocidad²⁷.

III.6.4 Dispersión mecánica¹⁸.

La dispersión mecánica (dispersión convectiva o término de convección) es el resultado de factores tales como distribución de velocidades dentro de un medio poroso, en magnitud y dirección, fluctuaciones de líneas de flujo debido a la tortuosidad con respecto a la velocidad inicial de flujo, lo que da como resultado una dispersión causada únicamente por cambios de velocidad dentro del propio medio poroso.

Los dos elementos básicos en esta clase de mezcla (frecuentemente llamado dispersión mecánica) son: el tipo de flujo y la existencia del medio poroso a través del cual el flujo toma lugar.

En general, puede tenerse transporte de masa convectiva en los casos siguientes:

En régimen de flujo laminar cuando el fluido se mueve a lo largo de caminos definidos, los cuales equivalen a líneas de corriente.

En régimen de flujo turbulento, cuando la turbulencia pueda causar un mezclado adicional.

III.6.4.1 Dispersión microscópico²⁹.

Cuando los fluidos fluyen a través de un medio poroso, ocurre un mayor mezclado en la dirección de flujo de lo que se esperaría únicamente por el efecto de difusión molecular (Perkins y cols, 1936). Este mezclado adicional producido por el flujo o convección puede explicarse por medio de la teoría de "celdas de mezclado", como se ilustra en la (Fig. III.6.3).

Como se muestra en esta (Fig. III.6.3), las líneas de corriente individuales 1, 2, 3 siguen una trayectoria tortuosa a través del medio poroso; la dirección promedio para cada línea de corriente debe ser en la dirección del flujo principal. Suponiendo que un solvente viaja inicialmente a lo largo de una línea de corriente, en cada una de ellas como una concentración dada. Las concentraciones de solventes asociadas con las líneas de corrientes 1 y 2 entran al poro *a*, a través de pequeñas conexiones porosas. Dentro del poro *a* la concentración de los solventes es igualada por la difusión molecular de tal modo que el poro *a* emerge una concentración uniforme. El solvente de composición alterada asociada con la línea de corriente 2 se mezcla entonces en el poro *c* con el solvente de composición asociada con la línea de corriente 3. En el poro *c* la difusión nuevamente iguala las concentraciones de tal modo que la composición de dos solventes es alterada emergiendo desde el poro *c* a lo largo de la línea de corriente 2.

La Fig. III.6.3 también ilustra la mezcla de fluidos por dispersión convectiva transversal en la dirección del flujo. Nuevamente considerando las tres líneas de corriente 1, 2, 3, pero suponiendo que la línea de corriente 1 inicialmente sólo transporta moléculas de solvente. Las líneas de corriente 2 y 3 inicialmente sólo acarrean moléculas de aceite. En el poro *a*, los fluidos de las líneas de corrientes 1 y 2 se mezclan y como consecuencia la línea de corriente 2 transportará desde el poro *a* solvente.

En el poro *c*, el fluido de línea de corriente 2 se mezcla con el fluido libre de solvente desde la línea de corriente 3. La línea de corriente 3 continuará su movimiento transportando ahora solvente desde el poro *c*. De esta manera, el solvente comienza a ser dispersado progresivamente normal a la dirección del flujo. Entonces ocurre la mezcla entre líneas de corrientes 1 y 2 en el poro *d*, etc.

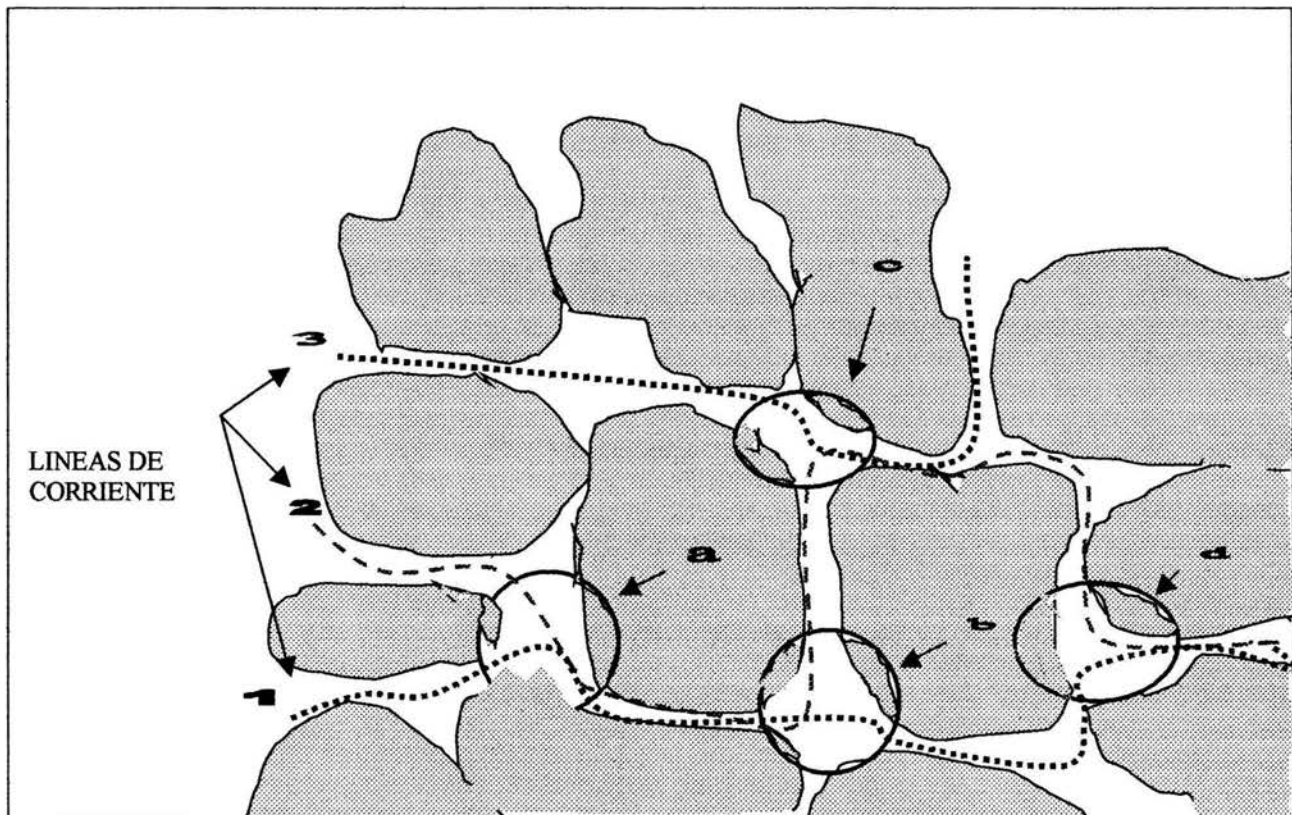


Figura III.6.3. Fenómeno de dispersión microscópica²⁹.

III.6.5 Dispersión hidrodinámica.

Cuando se inyecta en un medio poroso, el trazador se desplaza por un mecanismo de convección-difusión, llamado dispersión hidrodinámica.

El transporte hidrodinámico es la suma de dos términos, (1) dispersión mecánica, y (2) difusión molecular:

$$\text{Dispersión hidrodinámica} = \text{Dispersión mecánica} + \text{Difusión molecular}$$

Se tiene conocimiento que la dispersión hidrodinámica en un proceso de inyección de fluidos tiende a incrementar su magnitud conforme aumenta la influencia del mecanismo de dispersión mecánica, y su efecto de éste es más significativo a velocidades altas de flujo;

en forma contraria la difusión molecular tenderá a disminuir a tal grado que el único mecanismo presente será la dispersión mecánica.

En este trabajo se hace un estudio sobre la dispersión que experimenta un trazador que se desplaza dentro de un medio poroso. Como resultado se tiene que a través de la inyección de trazadores, es posible determinar algunas de las más importantes características estructurales de los yacimientos.

El transporte hidrodinámico y la dispersión en medios porosos son los fenómenos físicos más importantes en la determinación de la distribución y concentración del trazador dentro del yacimiento. Considerando un medio poroso saturado de un cierto fluido en movimiento, y si una porción del fluido contiene una cierta masa de soluto, éste puede ser referido como trazador. El trazador puede considerarse como una porción del mismo fluido³⁷.

A través de experimentos se ha demostrado que el fluido que no contiene trazador comienza a ser invadido por éste, el cual empieza a extenderse gradualmente con mayor o menor rapidez dentro del fluido sin trazador, dependiendo de la dirección promedio de flujo y de las características del sistema trazador fluido. Este fenómeno llamado dispersión hidrodinámica en medios porosos (dispersión, desplazamiento miscible), es un proceso no-estacionario e irreversible²⁹.

La dispersión hidrodinámica o mezclado convectivo es el resultado macroscópico del movimiento de las partículas individuales de trazador a través de los poros, y varios fenómenos físicos y químicos, los cuales tienen lugar dentro de los poros. En general, estos movimientos y fenómenos son el resultado de:

- Fuerzas externas que actúan en el fluido.
- La compleja geometría microscópica del sistema poroso.
- Difusión molecular causada por los gradientes de concentración del trazador en la dirección de flujo y trasversal a ella.
- Variaciones en las propiedades del fluido, tales como densidad, viscosidad, las cuales afectan el patrón de flujo.
- Cambios en la concentración del trazador debido a los procesos químicos y físicos dentro de la fase líquida.
- Interacciones entre las fases líquida, sólida y gaseosa.

La interacción entre la superficie sólida de la matriz porosa y del fluido puede tomar varias formas: adsorción de las partículas del trazador a la superficie sólida, depositación, solución intercambio iónico, etc. Todos estos fenómenos originan cambios en la concentración del trazador en el fluido desplazante.

III. 6.6 Importancia del coeficiente de dispersión.³⁷

La dispersión es resultado del movimiento de partículas individuales de fluido entre las tortuosidades de los canales de flujo dentro del medio poroso.

Existen dos tendencias a la dispersión, una en la dirección predominante de flujo que se denomina dispersión longitudinal y la otra dirección normal a ésta, llamada dispersión transversal. Cada una de estas direcciones de dispersión está caracterizada por un coeficiente de dispersión. El coeficiente de dispersión longitudinal se denomina D_L y el coeficiente de dispersión transversal D_T , siendo $D_L \neq D_T$.

El conocimiento del coeficiente de dispersión en un proceso de recuperación mejorada donde tiene lugar una transferencia de masa entre los fluidos desplazante y desplazado, permite analizar su comportamiento y respuesta bajo diferentes circunstancias, mediante modelos o simuladores. La importancia de conocer este coeficiente radica en que es posible estimar la ubicación del frente del fluido inyectado, la optimización de la inyección del fluido y de la determinación de los incrementos de producción de aceite, entre otros factores.

En general, el coeficiente de dispersión en el medio poroso es un tensor de segundo orden que depende de las variaciones locales del campo de velocidades y de las características del medio.³⁶ El tratamiento del coeficiente de dispersión normalmente se reduce a considerar sus componentes *longitudinal* y *transversal*, y generalmente se ha relacionado con cantidades de medición fácil, tales como la velocidad lineal aparente y algunas características de longitud del medio poroso.

El coeficiente de dispersión longitudinal D_L , y el coeficiente de dispersión transversal D_T , dependen del número de Peclet, P_e , y de diferentes regímenes de flujo. Dependiendo del valor de P_e , existen regiones bien definidas: a valores bajos de P_e la difusión molecular controlará el proceso de transferencia, mientras que para valores altos de P_e el proceso de transferencia será regido por la convección.

En años anteriores la investigación sobre la dispersión en medios porosos macroscópicos a una macroscópica escala de permeabilidad y considerando variaciones de porosidad, sirvió para realizar un análisis en relación al coeficiente de dispersión. Sin embargo, un análisis realizado a gran cantidad de datos demostró que los coeficientes de dispersión longitudinal y transversal medidos en campo son más grandes por varias ordenes de magnitud que los medidos en laboratorio.³⁷ También se encontró que los coeficientes dispersividad longitudinal y transversal, dependen de la escala a la cual estemos trabajando. Fig. III.6.4.

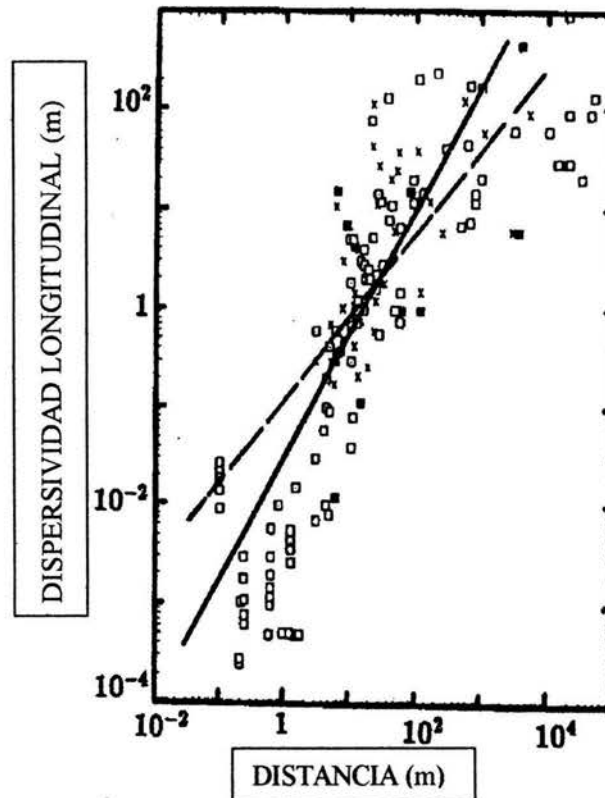


Figura III.6.4. Variación a escala de campo de la dispersividad longitudinal con respecto a la distancia (por ejemplo, la distancia que existe entre el pozo inyector y el pozo de observación). La línea continua representa las mejores condiciones cercanas al 75% de los datos.³⁷

III.7 Adsorción.

La superficie de un sólido es el campo de acción de una serie de fuerzas que influyen el comportamiento de un gas, a medida que éste se aproxima a las inmediaciones del sólido. Estas fuerzas tienen diversos orígenes y la serie de fenómenos que de ellas se derivan es de importancia considerable⁴⁹.

Debido a esto, se han efectuado innumerables estudios a partir de los cuales, han surgido teorías acerca de este fenómeno, conocido como adsorción.

Las estructuras porosas, sede de estos fenómenos, se pueden determinar con base en el comportamiento del proceso de adsorción, pudiendo, así mismo, establecerse con confianza los parámetros que las afectan¹⁵.

Los sistemas experimentales de medición se han avanzado notablemente a fin de poder evaluar la adsorción en función de la presión. Las condiciones empleadas varían desde el ultravacío hasta decenas de atmósferas, teniendo un rango muy extenso de temperatura y un margen de tiempo que va desde instantes hasta semanas en un solo experimento.

Los valores derivados de todas estas fuentes de información interesan a diversos campos de la ingeniería petrolera, pero, sobre todo a la ingeniería de yacimientos. Estos estudios han ayudado en gran medida a la comprensión de la teoría del mecanismo de adsorción.

III. 7.1 Generalidades sobre la adsorción.

Desarrollo histórico.

Por mucho tiempo ha sido conocido el hecho de que un sólido poroso puede adsorber un volumen relativamente grande de un gas condensable. En 1777, Fontana¹⁶ había notado que el carbón recién calcinado y enfriado bajo mercurio, tenía la propiedad de adsorber varias veces su volumen de diferentes gases; en el mismo año Scheele⁴⁰ anota que el aire expelido del carbón durante el calentamiento se re-adsorber durante el enfriamiento. El autor describe este fenómeno con las palabras siguientes "Llené una retorta hasta la mitad con carbón en polvo muy bien seco; coloqué una vejiga sin aire en la boca de la retorta. Tan pronto como la retorta estuvo al rojo vivo, la vejiga dejó de inflarse. Dejé que la retorta se enfriara y el aire retornó de la vejiga al carbón. Calenté nuevamente la retorta y el aire fue expelido otra vez; después la dejé enfriar y el aire fue reincorporando de nuevo por el carbón. Este aire llenó un volumen 8 veces mayor que el del carbón".

Pronto se comprendió que el volumen de gas incorporado varía de un carbón a otro y de un gas a otro, sugiriendo que el poder de adsorción de un sólido depende del área que tenga la superficie expuesta; de Saussure³⁹, en 1814, se anticipó hasta nuestros presentes puntos de vista en la materia. Mitscherlich²³, en 1843, por otro lado, enfatizó el papel de los poros del carbón y estimó su diámetro promedio como de $1/2400$ in. Coincide que el dióxido de carbono llega a ser condensado en capas de 0.005 mm de grosor y en una forma casi tan densa como el dióxido de carbono líquido. Estos dos factores, el área superficial y porosidad (o volumen poroso) son ahora reconocidos como partes que desempeñan un papel complementario en los fenómenos de adsorción, no solamente en carbón sino en gran variedad de sólidos.

El término *adsorción* parece haber sido introducido por Kayser⁹ en 1881 para denotar la condensación de gases en superficies libres, y para distinguirla de la *absorción* gaseosa, en la cual las moléculas del gas penetran dentro de la masa del sólido absorbente. El término general “sorción” fue propuesto por McBain⁹ en 1909, e incluye ambos fenómenos, *absorción* y *adsorción*.

Siempre que una superficie limpia sea expuesta a un gas, una concentración mayor de moléculas del gas quedarán en la superficie, comparadas con aquellas en la fase gaseosa. La concentración preferencial de una molécula en una superficie se denomina adsorción. Aunque la fuerza de adsorción, o sea, la fuerza con que las moléculas de adsorbato se pegan a las de adsorbente, junto con la extensión de la adsorción, puede variar ampliamente de un sistema a otro, es, sin embargo, posible dividir todas las adsorciones en dos grupos principales: adsorción física y adsorción química.

III.7.2 Adsorción física y adsorción química.⁴⁹

En principio, la distinción entre estos dos tipos de adsorción es muy clara. La adsorción física es causada por fuerzas de interacción molecular que incluyen dipolos permanentes, dipolos inducidos o atracción tetrapolar. Por esta razón se designa frecuentemente como adsorción de Vander Waals. La adsorción química incluye el rearrreglo de los electrones en las moléculas del gas y del sólido que interaccionan, con la formación consecuente de uniones químicas. En otras palabras, la adsorción física es similar a la condensación de un vapor o a la licuefacción de un gas y la adsorción química es una reacción química, restringida a la superficie de adsorción.

Como ha sido ya indicado, las fuerzas que intervienen en la adsorción son de dos tipos principalmente, físicas y químicas.

Aquellas que forman la adsorción física incluyen siempre “fuerzas de dispersión” (que son de naturaleza atractiva) y fuerzas repulsivas de corto alcance. Además puede haber fuerzas debidas a dipolos permanentes en la molécula adsorbida.

En la adsorción química ocurre un intercambio de electrones entre el sólido y la molécula adsorbida, por lo que se forma un compuesto químico, pero confinado a una sola capa de átomos sobre la superficie del sólido. Se puede decir, por lo tanto, que en este proceso intervienen fuerzas de valencia (capacidad de un elemento o radical para combinarse con un determinado número de electrones periféricos del átomo).

Experimentalmente es posible distinguir entre los dos tipos de adsorción anteriormente descritos, para lo cual se cuenta con cuatro criterios:

- a) La magnitud del calor adsorbido.
- b) La velocidad a la que ocurre el proceso.
- c) El intervalo de temperaturas dentro del cual ocurre la adsorción.
- d) Un cuarto criterio se basa en la interacción sólido-gas.

Aunque no existe ninguna manera de probar el tipo de adsorción que se está, los criterios mencionados anteriormente, tomados en conjunto, casi no dejan duda del tipo de adsorción que prevalece. Existen algunos métodos especiales que por si solos pueden evidenciar el tipo de adsorción; por ejemplo si se conoce el área superficial del sólido, la cantidad adsorbida puede usarse como una indicación, puesto que la adsorción química es difícil que exceda la monocapa, en cambio la adsorción física se extiende a multicapas.

III.7. 3 Sólidos de alta superficie específica.

Antes de describir más profundamente la adsorción, es apropiado discutir las diversas maneras en que una área superficial grande y una estructura porosa, pueden influir en el grado en que este efecto se presenta en un cuerpo sólido.

Es relativamente obvio que un sólido poseerá una gran área superficial si existe en forma de partículas muy finas. Veremos que hay una reacción inversa entre la superficie específica, que se define como el área superficial de un gramo de sólido, y el tamaño de sus partículas. Para un caso ideal en que las partículas fueran cubos del mismo tamaño, cuyos lados tuvieran una dimensión unitaria, la superficie específica "S" esta dada por la expresión:

$$S = \frac{6}{\rho} , \quad (3.4)$$

donde ρ es la densidad del sólido. Para polvos compuestos de partículas de diferente tamaño y formas irregulares, la relación es más complicada, pero la ecuación (3.4) proporciona, de todas formas, una idea aproximada de la magnitud de la superficie específica¹⁵.

Muchos de los poros son comparables en tamaño y son relacionados en forma con finas partículas de polvo. Los poros presentes en un grano formado por una agregación de esferas, por ejemplo tendrán paredes compuestas de partes de superficies esféricas.

En ocasiones, los cuerpos cristalinos poseen fallas naturales, especialmente dislocaciones, que se originan de impurezas o de cambios en las condiciones durante el crecimiento. Mientras estas fallas sean suficientemente grandes como para admitir moléculas de un gas o iones de una solución, darán como resultado una superficie interna.

III.7.4 Superficie interna y externa.

Cuando se discuten las propiedades de superficie de sólidos con gran superficie específica, es conveniente distinguir entre superficie externa e interna de un sólido.

La superficie de cualquier sólido, grande o chico, nunca es plana en escala atómica; están siempre presentes fallas y fisuras, que pueden ser muy profundas y que contribuyen a la superficie interna. Por otro lado, las fallas muy superficiales contribuyen a la superficie externa. La línea de demarcación entre ambas superficies necesariamente debe considerarse de manera arbitraria, pero la superficie externa puede ser considerada como aquella formada por prominencias y fallas más anchas que profundas; la superficie interna comprenderá, entonces, las paredes de aquellas fallas y fisuras más profundas que anchas.

Debemos agregar que el término de superficie interna está restringido en su aplicación a aquellas cavidades abiertas al exterior; es decir, no incluye las paredes de poros cerrados.

III.7.5 Isotermas de adsorción.

La experiencia nos ha demostrado que el equilibrio de distribución de las moléculas de adsorbato entre la superficie del adsorbente y la fase gaseosa depende de la presión, temperatura y naturaleza y área del adsorbente y la naturaleza del adsorbato. Una isoterma de adsorción muestra como la cantidad adsorbida depende de la presión de equilibrio del gas a temperatura constante. Una *isobara de adsorción* nos muestra como la cantidad adsorbida varía con la temperatura a presión constante. Una *isostera* relaciona la presión de equilibrio con la temperatura de adsorción, para una cantidad dada de gas adsorbido⁴⁹.

El método de las curvas de isothermas es el más conveniente para definir, a partir de una determinación experimental, el equilibrio de adsorción. Los tratamientos teóricos relacionados con la adsorción, para algunos modelos, normalmente emplean a las isothermas, más que a las isobaras e isosteras.

Las isothermas, derivadas teóricamente o empíricamente, pueden representarse por medio de ecuaciones sencillas, en las que aparece directamente la concentración de la especie adsorbida con respecto a la presión del gas.

En la literatura hay reportadas cientos de isothermas de adsorción, medidas en gran variedad de sólidos, para lo cual diferentes autores han desarrollado varias de ecuaciones para obtener dichas isothermas. Podemos citar a grandes investigadores del fenómeno de adsorción como Langmuir, Freundlich y Brunauer- Emmett Teller (BET), quienes formularon una gran variedad de ecuaciones de isothermas para la adsorción. La Fig. III .7 muestra un isoterma típica del fenómeno de adsorción.

Las estructuras porosas en un yacimiento es el campo de acción del fenómeno de adsorción que influyen el comportamiento de un gas a medida que éste se aproxima a las inmediaciones del sólido.

Debido a esto, se han efectuado innumerables estudios del fenómeno de adsorción en trazadores químicos y radiactivos.

Un fenómeno que ha sido observado repetidamente en la inyección de trazadores, es la pérdida de trazador contenido en el fluido inyectado por adsorción en la roca del yacimiento. Cuando un bache de trazador se propaga a través del medio poroso; del frente pierde trazador gradualmente, la cantidad de pérdida del trazador de un banco puede ser grande o pequeña, dependiendo de la naturaleza del trazador y la superficie de la roca¹⁵.

El espesor de la película de adsorción es generalmente del orden de 1 a 5 micrones. Este volumen perdido de la substancia por adsorción modifica la porosidad inicial.

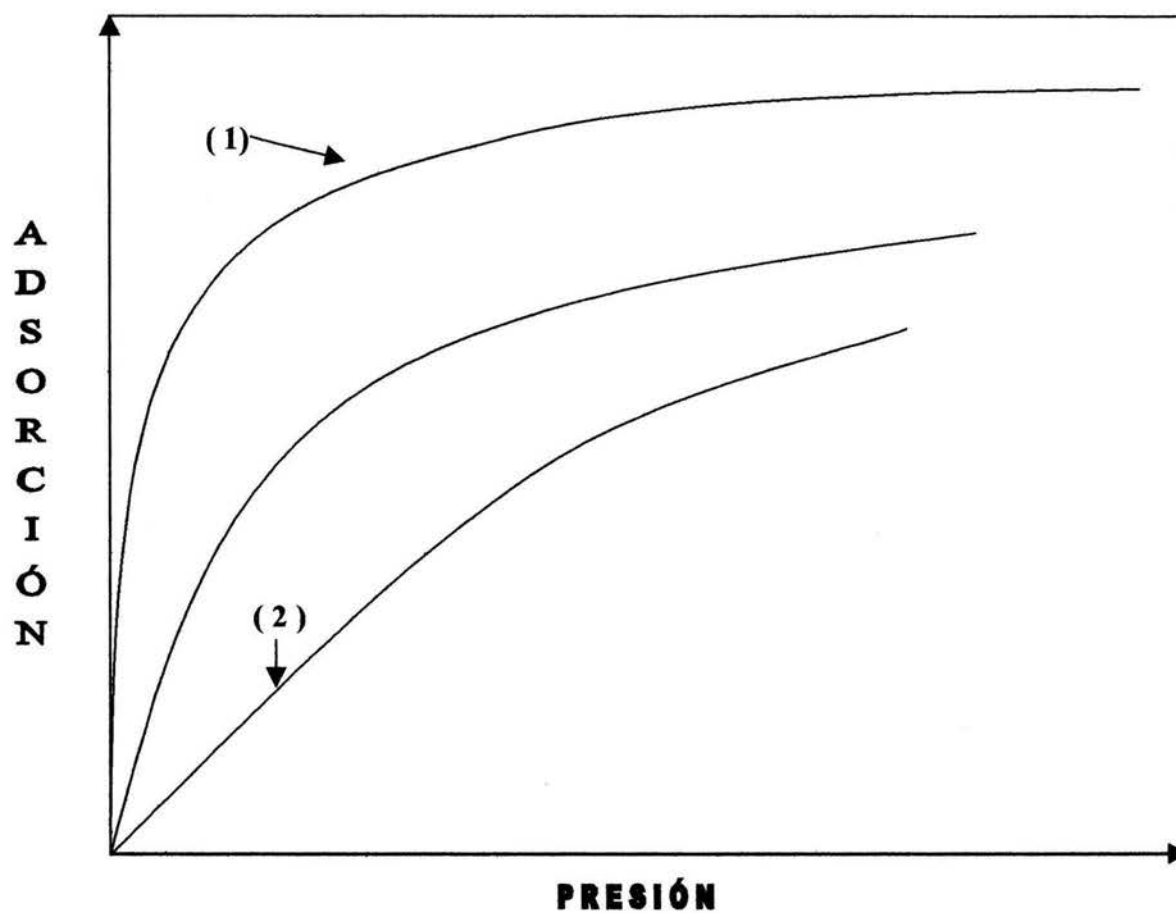


Figura III.8. Formas generales de isothermas de adsorción. Para una temperatura fija, el caso de una isoterma para una adsorción alta será del tipo mostrado por la curva (1) y la isoterma para una adsorción baja está ilustrada por la curva (2)⁴⁹.

III. 8 Efecto de partición.

Todos los trazadores gaseosos, a diferencias de los trazadores líquidos, tienden a particionarse en los líquidos del yacimiento, presentando algunas limitaciones para su aplicación para determinar las trayectorias de flujo de los fluidos inyectados en la formación; sin embargo, este comportamiento no ideal puede aprovecharse para estimar la saturación residual de aceite promedio de la trayectoria de flujo del fluido inyectado¹⁰.

III.8.1 COEFICIENTE DE PARTICIÓN, K_p (o K_c).

Los trazadores gaseosos que son solubles en las fases agua o aceite presentes en el yacimiento, se llaman trazadores con partición. Estos trazadores, al estar fluyendo y repartirse en la fase oleosa del yacimiento, sufren un retardo en el tiempo de tránsito; esta distribución entre las fases se representa por medio del coeficiente de partición K_p (o K_c).

Un trazador ideal debería permanecer en su fase inicial, o en su caso, de existir una eventual partición, ésta deberá ser insignificante. A diferencia de los trazadores fase agua, los trazadores fase gaseosa presentan mucho mayor grado de partición, ya que éstos se disolverán en mayor grado en la fase aceite o agua, por lo cual es importante conocer el grado de solubilidad de éstos, a fin de realizar una mejor interpretación o predicción de las curvas de respuesta del trazador.

III.8.2 Estimación de coeficiente de partición.

El coeficiente de partición K_p (o K_c), se define comúnmente en el ámbito del petróleo con base en una relación molar, E_c (3.5), y el área de la cromatografía, se expresa como la relación de concentraciones, E_c (3.6); la conversión de una forma de expresión a otra es posible cuando se conoce la composición molar y la densidad de las dos fases¹³.

$$K_{pi} = y_i / x_i \quad (3.5)$$

$$K_{ci} = C_{gi} / C_{li} \quad (3.6)$$

donde:

K_p , K_c : Coeficiente de partición.

C: Concentración.

y: fracción molar de la fase vapor.

x: fracción molar de la fase líquida.

Subíndices:

i : componente i

l: fase líquida

g: fase gas.

Los valores de K_p para diferentes gases del yacimiento pueden obtenerse a través de correlaciones disponibles en libros de texto como Amix y cols³. Esas correlaciones proporcionan el valor de K_p en función de la presión y temperatura, y se basa en el concepto de la presión de convergencia.

En simuladores composicionales de yacimientos, el coeficiente de partición se obtiene normalmente a partir de un K_p inicial, el cual es modificado por cálculos flash. En un sistema gas-aceite el equilibrio, la fugacidad es idéntica. Otros autores han propuesto ecuaciones para estimar un valor de K_p . Wilson⁴⁷ propuso la expresión dada por la ecuación (3.5), la cual, se basa sólo en las composiciones del componente mismo (T_{ri} , p_{ri} , w_i); Whitson⁴⁶ incorporó la presión de convergencia del sistema de fluidos, representado por la ecuación (3.8), resultado de ello, que puede realizarse una predicción mejor de los valores de K_p para presiones altas.

$$K_{Pi} = \exp \{ 5.3727 (1 + w) [1 - (1/T_{ri})] \} / p_{ri} \quad (3.7)$$

$$K_{Pi} = \{ p_{ci} / p_{ri} \} (A - 1) \exp \{ 5.3727 (1 + w) [1 - (1/T_{ri})] \} / p_{ri} \quad (3.8)$$

$$A = A(p) = 1 - [(p - p_a) / (p_k - p_a)]^{0.6} \quad (3.9)$$

donde:

w : factor acéntrico

T_r : temperatura reducida.

p_a : presión absoluta.

p_k : presión de convergencia.

p_c : presión crítica.

p : presión de interés.

III.8.3 Medición del coeficiente de partición.

En un sistema en equilibrio, el coeficiente de partición puede obtenerse directamente mediante la concentración del componente en cada una de las fases.

En un proceso de desplazamiento en una columna o a través de un núcleo, de acuerdo al método de la cromatografía de partición, se tiene que la fase estacionaria es el aceite residual que pertenece fuertemente retenido en un medio poroso (columna cromatográfica); el fluido desplazante, que se considerará como la fase móvil, puede ser un líquido o un gas portador de los trazadores utilizados (solutos). Durante el proceso de desplazamiento a través del medio poroso, los trazadores se reparten entre la fase móvil y la fase estacionaria, quedando separados en bandas que se desplazan a velocidades diferentes, según los coeficientes de partición entre las dos fases.

Por lo tanto, es una situación dinámica, el valor del coeficiente de partición K_c , puede calcularse midiendo el tiempo de retención del trazador utilizado y conociendo la saturación de la fase estacionaria. En un experimento con una columna dinámica, la cual contiene sólo dos fases, la fracción de tiempo, R_f , que el trazador permanece en la fase gaseosa puede ser expresada como el número de moléculas de trazador en la fase gaseosa en un bloque de referencia, dividido entre el número total de moléculas de trazadores presentes en el mismo bloque de referencia¹³.

$$R_f = C_{gi} V_g / (C_{gi} V_g + C_{oi} V_o) \quad (3.10)$$

$$C_{gi} V_g / (C_{gi} V_g + C_{oi} V_o) = 1 / [1 + K_{ci} (V_o / V_g)] \quad (3.11)$$

C_g : Concentración del trazador en la fase gaseosa.

C_o : Concentración del trazador en la fase aceite.

V_r : volumen de retención.

V_o : volumen de aceite.

V_g : volumen de gas.

Subíndice

i : Trazador i

El trazador es producido cuando ha sido inyectado un volumen de retención, V_r . Dicho volumen multiplicado por la fracción de tiempo que el trazador permanece en el volumen de gas móvil es igual al volumen de gas en el sistema (se supone que el volumen de líquido es estacionario).

$$R_f = V_{gi} / V_{ri} \quad (3.12)$$

Combinando la ecuaciones (3.10) y (3.11), se tiene que:

$$K_{ci} = (V_{ri} - V_g) / V_o \quad (3.13)$$

De resultados experimentales publicados¹⁴, en los que se utilizaron dos trazadores químicos gaseosos, el perfluorometilciclopentano (PMCP) y el perfluorometilciclohexano (PMCH), y dos trazadores radiactivos gaseosos, el metano tritiado y el etano etiquetado con ^{14}C . De los cuatro trazadores se observó que el trazador químico PMCH, fue el trazador con mayor retención en el volumen poroso inyectado.

III.9 Modelos matemáticos

Los conceptos generales y la teoría del modelo de flujo de trazadores en yacimientos homogéneos y fracturados, son esenciales para la comprensión de los modelos matemáticos. Los modelos deben considerar todos los procesos que ocurren cuando el trazador se desplaza a través del medio poroso. Los procesos macroscópicos como convección, dispersión y procesos microscópicos como difusión, reacción química, adsorción, intercambio iónico y decaimiento radiactivo, los cuales pueden estar presentes, tienen que ser considerados en el análisis de la prueba.

Los diversos modelos matemáticos que existen en la bibliografía, representan una aproximación para el comportamiento de ciertos parámetros de flujo, el cual depende de los parámetros previamente listados; es por esto, que para cada condición de estudio, se tienen uno o varios modelos representativos⁵⁰.

Aunque aquí sólo se mostrarán algunos modelos para yacimientos naturalmente fracturados, cabe mencionar que existen varios modelos más que podemos encontrar en la literatura.

III.9.2 Modelo de Jensen y Horner, (1983)^{19, 20}

Este modelo se aplica para medios porosos con fracturas naturales. Los autores de dicho modelo desarrollaron un modelo matemático para describir el flujo de trazadores a través de medios porosos. Es un modelo de doble porosidad en el que se describe una fuente de trazador constante (C_0), que viaja a través de una fractura y una zona de la matriz en el cual el fenómeno de dispersión está presente.

A partir de un balance de materia y, considerando los fenómenos de convección en la fractura y, simultáneamente, difusión y adsorción en los poros de la matriz, Jensen y Horner describen estas condiciones de flujo mediante algunas expresiones, de las cuales al realizar algunos arreglos matemáticos se tiene el siguiente modelo.

$$C = C_f \frac{Q}{M} = \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\sqrt{\pi(\alpha_2 t - 1)^{0.5}}} \exp \left[-\frac{\alpha_1^2}{\alpha_2 t - 1} \right], \quad (3.14)$$

donde

C_f = Concentración del trazador en la fractura.

Q = Gasto volumétrico.

t = Tiempo desde la inyección hasta la medición en el pozo productor.

$\alpha_1 = \alpha$

$\alpha_2 = \beta$

$\beta = 1 / t_w R$

III.9.3 Modelo de Ramírez y colaboradores. (1988)³⁵

Este modelo describe el trazador en un medio poroso constituido por dos regiones, una móvil (sistema de fracturas) con procesos de difusión y convección y una región estancada (matriz) con procesos de difusión y adsorción, además considera el efecto de decaimiento radiactivo del trazador, a diferencia de los otros modelos que no lo consideran.

La solución que se presenta está en el espacio de Laplace, por lo que requiere un método de inversión para su cálculo. Los parámetros que pueden estimarse a partir de un análisis de una prueba de inyección de trazadores son, porosidad, anchura de fractura, velocidad de flujo del trazador en la fractura, longitud de fractura, coeficiente de difusión en la matriz y en la fractura.

El modelo matemático siguiente corresponde al análisis con trazador químico a través de un medio naturalmente fracturado.

Haciendo las consideraciones siguiente:

- Tipo de trazador químico (valor de $\gamma = 0$)
- No hay influencia del bloque de la matriz y $R = 1$

Definiendo otro parámetro adimensional

$$\alpha = \xi \sqrt{P_{e2}}$$

α : Parámetro de ajuste

$$C = \frac{1}{S} \exp\left(\frac{X_D P_{e1}}{2}\right) \exp\left[-X_D \sqrt{\frac{P_{e1}^2}{4} + P_{e1}(S + \alpha\sqrt{S})}\right] \quad (3.15)$$

C = Concentración del soluto en la solución de la fractura.

P_{e1} = Número de peclét en la región móvil.

P_{e2} = Número de peclét en la región inmovil.

S = Parámetro de transformación, espacio de Laplace.

X_D = Distancia adimensional.

ξ = Parámetro de ajuste.

γ = Tipo de trazador radiactivo.

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE INYECCIÓN DE TRAZADORES QUÍMICOS EN NITRÓGENO AL CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN.

En este capítulo se presentarán dos casos reales de pruebas de inyectividad con nitrógeno en los pozos Tecominoacán 428 y 504, en presencia de los trazadores químicos Perfluorometilciclopentano (PMCP) y Perfluorodimetilciclobutano (PDMCB), cuyo objetivo fue determinar el grado de comunicación entre las formaciones Jurásico Superior Kimmeridgiano, Tithoniano y Cretácico Inferior a partir del análisis de la información resultante de la prueba.

IV.1.1 Antecedentes

El Campo Jujo-Tecominoacán es un yacimiento con alto valor económico por el tipo de fluido producido; está clasificado en el ámbito mundial por sus reservas como un yacimiento gigante, es el quinto más importante a nivel nacional después de Cantarell, Chicotepec, Abkatun-Pol-Chuc y Complejo A. J. Bermúdez. Se localiza geográficamente a 20 Km del municipio de Cárdenas, Tabasco y a 73 Km de la ciudad de Villahermosa, Tabasco (Fig.IV.1). Pertenece al Activo de Producción, Bellota-Jujo, de PEMEX Exploración y Producción³⁰.

Geológicamente se localiza en la porción noroeste del área Mesozoica Chiapas-Tabasco, dentro de la provincia de las cuencas terciarias del sureste. Estructuralmente es un anticlinal formado por 19 fallas normales y una falla inversa, los cuales forman 25 bloques comunicados hidráulicamente.

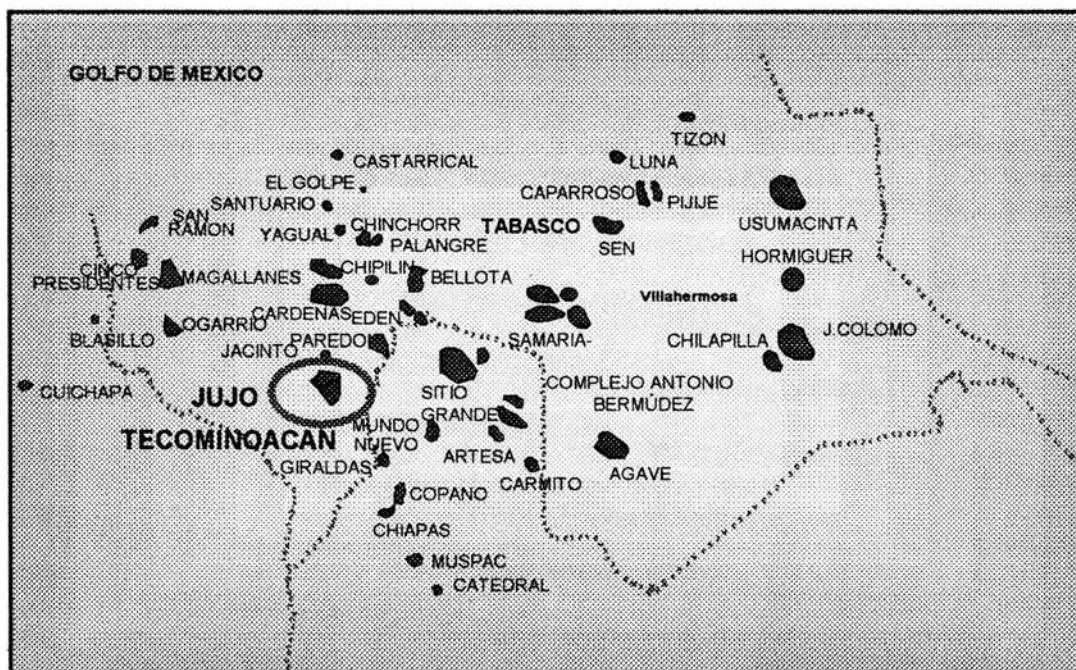


Figura IV.1 Ubicación del Campo Jujo-Tecominoacán

La extensión del área productora es de 73.2 Km² con espesores de 100 a 800 metros, Profundidad media de 5700 m, porosidad promedio de 3%, saturación de agua del 15% y permeabilidad de 10 a 100 md. El fluido producido es de alto valor comercial, 38° API, viscosidad de 0.15 cp, originalmente bajosaturado, temperatura de 153 °C y una presión de saturación de 262 Kg/cm².

Hasta Abril del 2003 se habían perforado 103 pozos, obteniéndose producción comercial de hidrocarburos en 75 de ellos, lo que permitió en febrero de 1987 alcanzar su producción máxima de aceite con 206,000 barriles por día y 245 millones de pies cúbicos por día de gas. A partir de 1988 la producción de aceite ha declinado gradualmente, en el año 2002 la producción promedio fue de 82,305 barriles por día de aceite y 101.5 millones de pies cúbicos por día de gas, a través de 50 pozos. La formación Jurásico Superior Kimmeridgiano ha aportado el 90 % de la producción acumulada de hidrocarburos en este yacimiento.

El campo Jujo-Tecominoacán constituye la segunda acumulación de hidrocarburos más importante de la Región Sur. Es un yacimiento naturalmente fracturado que produce aceite volátil de 38° API. Fue descubierto en 1980 con la perforación del pozo Jujo 2-A, iniciando su producción en octubre de 1980. Inicialmente el desarrollo se concentró en el área de Jujo, hasta que en 1983 se perforó el pozo Tecominoacán 101-B, el cual resultó productor en rocas dolomitizadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

La columna geológica atravesada por los pozos, está representada por rocas sedimentarias cuya edad geológica varía del Mioceno al Jurásico Superior Kimmeridgiano. El campo Jujo-Tecominoacán es un anticlinal formado por fallas normales y una inversa, el cual conforma el plano de cimas mostrado en la (Fig. IV.1.1).

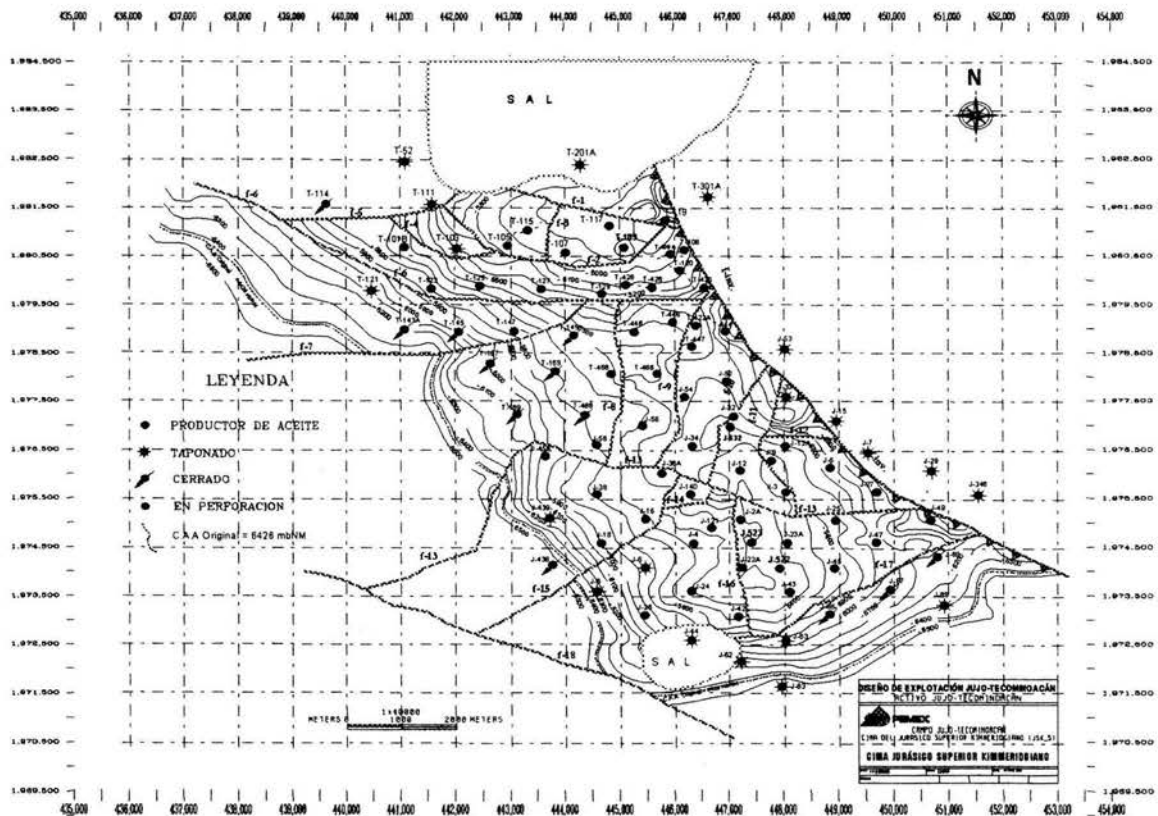


Figura IV.1.1 Plano de Cimas del Campo Jujo-Tecominoacán

El yacimiento Jujo-Tecominoacán se encuentra alojado en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Tithoniano y Cretácico Inferior. Para fines de simulación, dichas rocas fueron subdivididas en 10 capas, las cuales se enlistan en el sentido de la perforación: KI, JST1, JST2, JST3, JST4, JSK5, JSK6, JSK7, JSK8 y JSK9. Estas rocas están constituidas principalmente por dolomías y en partes por calizas.

El yacimiento Jujo-Tecominoacán es un anticlinal de orientación elongada noroeste- sureste con una combinación de trampas estructurales-estratigráficas. El anticlinal despliega características relacionadas con domos salinos, fallas transcurrentes y de extensión, los límites norte y noroeste del campo están definidos por fallas inversas de orientación noroeste-sureste, que presentan más de 100 metros de desplazamiento vertical.

En las dolomías los tipos principales de porosidades son intercrystalina, granular, cavidades por disolución y fracturamiento. En las calizas la porosidad es principalmente en fracturas. Es importante mencionar que los bloques en que se encuentra subdividido estructuralmente este campo están conectados hidráulicamente entre sí.

Ante este panorama, en 1999 se elaboró un programa de trabajo cuyo desarrollo ha permitido sustentar técnica y económicamente el proyecto Integral Jujo-Tecominoacán. Se desarrollaron actividades de laboratorio, campo y gabinete, entre las que destacan: estudios de comportamiento de los fluidos, evaluación de propiedades petrofísicas básicas y especiales. Además, para tener los soportes técnicos necesarios para implementar la inyección de nitrógeno como proceso de recuperación mejorada en el campo Jujo - Tecominoacán, se realizaron pruebas de inyectividad, las cuales consistieron en inyectar nitrógeno en pozos ubicados en las partes altas de la estructura, con la finalidad de determinar los volúmenes y presiones de admisión, características del yacimiento, tipo de flujo, así como la surgencia del nitrógeno en los pozos vecinos, esto último mediante la inyección de trazadores.

Con estos resultados es evidente que el gas con mejores posibilidades técnicas y económicas para mantener la presión del campo Jujo - Tecominoacán es el nitrógeno, el cual es un gas inerte, cuya densidad es ligeramente mayor que la del gas natural, su factor de volumen es menor que el del gas natural, además de que puede obtenerse del aire en cantidades ilimitadas. El nitrógeno retrasa la precipitación de asfaltenos que es un problema que ha estado siempre presente en el campo Jujo-Tecominoacán.

IV.1.2 Características de la situación actual.

La producción del campo ha causado que la presión promedio del yacimiento disminuya de una presión inicial de 703 Kg/cm^2 ($10,003 \text{ psia}$) hasta aproximadamente 255 Kg/cm^2 (3621 psia) en 2002, presión por debajo de la presión de saturación de 262 Kg/cm^2 (3741 psia), por lo ha empezado a formarse un casquete de gas en la cima de la estructura de los campos Jujo y Tecominoacán. La figura IV.1.2 presenta el comportamiento histórico de presión-producción del yacimiento Jujo-Tecominoacán.

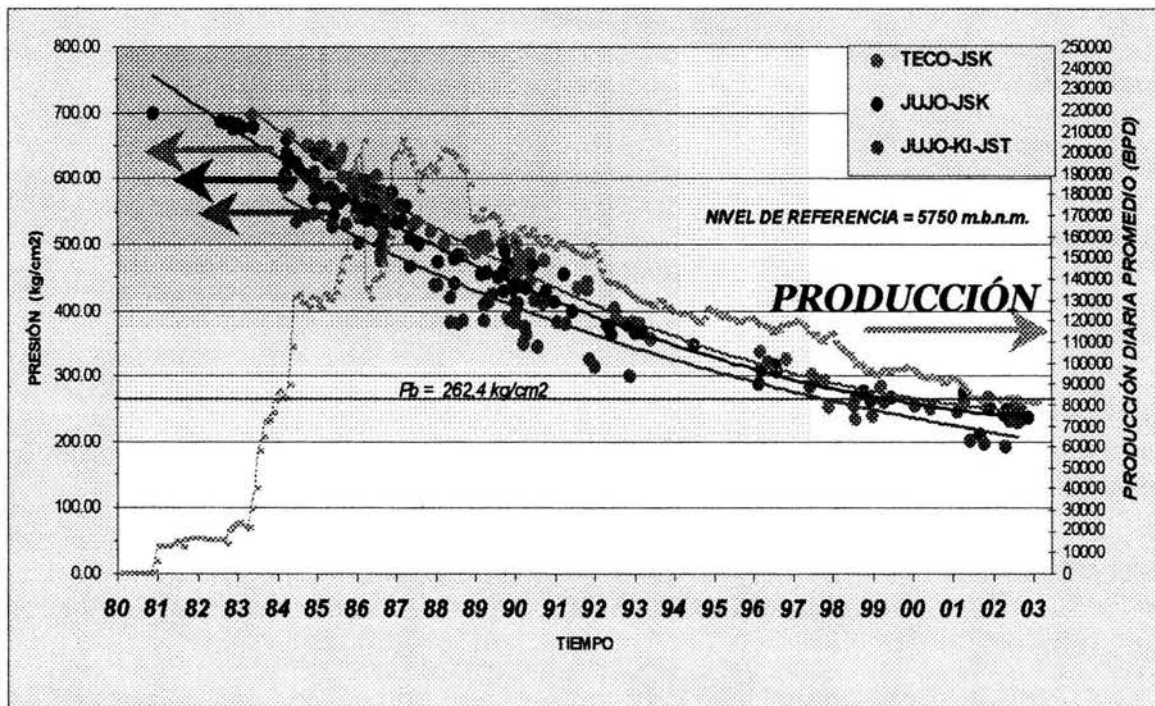


Figura IV.1.2 Comportamiento de presión-producción del yacimiento

La parte principal del área de Jujo, formación Jurásico Superior Kimmeridgiano comprende la primera región. La distribución de los datos históricos de presión de fondo de los pozos en esta región es buena, lo cual indica una comunicación excelente de presión entre los pozos. La declinación de la presión a medida que aumenta la producción indica también que existe un pequeño empuje del acuífero en esta región productiva; por lo tanto, el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado domina el comportamiento.

La segunda región productiva está compuesta en su mayoría por el área de Tecominoacán, formación Jurásico Superior Kimmeridgiano. Los pozos de esta región también tienen una presión consistente, lo cual indica una excelente comunicación de presión entre ellos. Esta región ha experimentado también una declinación dramática en presión a medida que se incrementa la producción, lo cual indica un mínimo empuje del acuífero; o sea el mecanismo de empuje por liberación del gas disuelto domina el comportamiento.

La tercera región productiva es la del área Jujo, formación Cretácico Inferior y Jurásico Superior Tithoniano. Esta región se caracteriza por una productividad menor debido a que las propiedades de la roca están más restringidas en cuanto al grado de fracturamiento, por lo que su depresionamiento ha sido mayor, como puede observarse en la Figura IV.1.3.

IV.2 Resultados de las pruebas de inyección con trazador en N₂ al campo Jujo-Tecominoacán.

PEMEX solicitó las compañías ProTechnics y O Jeito recomendar y efectuar un programa de radiotrazado entre pozos, empleando un solo pozo inyector de gas, en el área piloto de inyección de nitrógeno del campo Jujo-Tecominoacán. Como se comentó previamente, el campo Jujo, ha estado produciendo el tiempo suficiente para que la presión promedio del yacimiento haya caído por debajo de la presión de burbujeo. Por consiguiente, se han determinado áreas piloto para evaluar la factibilidad de inyección de nitrógeno en el casquete de gas del yacimiento, con la finalidad de incrementar la presión promedio del yacimiento a un valor mayor que la presión de burbujeo. En este campo, sus tres horizontes productores principales; Cretácico Superior, Jurásico Superior Tithoniano y Jurásico superior Kimmerigiano, presentan diferentes propiedades de flujo, pero la característica principal es que son yacimientos naturalmente fracturados. Como parte de éste programa, se utilizaron trazadores químicos para predecir el comportamiento del flujo de fluidos dentro del yacimiento, y poder determinar el grado de comunicación entre las diversas formaciones que integran el campo Jujo-Tecomunican.

El objetivo de la prueba de trazadores entre pozos inyectados es evaluar el grado de comunicación entre formaciones, mediante el proceso de extensión vertical y areal del frente de nitrógeno inyectado con trazador químico en fase gas. Existen algunas dudas en relación a la comunicación vertical entre los tres intervalos productores en el campo, y de posible canalización a través del intervalo más profundo, el Jurásico Superior Kimmerigiano, debido a fracturas naturales. Los objetivos principales del programa, para el área piloto de inyección de nitrógeno con trazadores químicos en el campo Jujo-Tecominoacán, fueron los siguientes:

- Rastrear el movimiento areal, en todo el campo, del nitrógeno inyectado.
- Identificar algunas tendencias direccionales de flujo que puedan existir en el campo.
- Identificar las canalizaciones posibles que pudiesen desarrollarse entre los pozos inyectoros, T-428 y J-523, con sus respectivos pozos productores adyacentes.

IV.2.1 Resultado de la prueba inyección con trazador (PMCP) al pozo T-428³¹.

Basándose en las posibilidades de que la recuperación del campo Jujo-Tecominoacán se pueda incrementar por medio de la inyección de gas, manteniendo la presión del yacimiento, se llevó a cabo la prueba de inyección en el pozo Tecominoacán 428.

Durante la prueba de inyección fue necesario monitorear la producción para verificar la presencia del gas inyectado. Se revisaron los análisis anteriores del gas producido para verificar el contenido de nitrógeno encontrándose una variación del 2% al 7%, esto hace que el nitrógeno por sí mismo no funcione de manera satisfactoria como trazador, por consiguiente se seleccionó un trazador base de perfluorocarbonato llamado perfluorometilciclopentano (PMCP).

La prueba de inyectividad consistió en la inyección de nitrógeno en el pozo T-428 durante aproximadamente 26 horas, en tres etapas, como se ilustra en la Tabla 1, inyectándose un total de 455,5000 m³ de nitrógeno, incluyendo 18 barriles de solvente espumado contenido en el trazador químico perfluorometilciclopentano (PMCP), inyectado durante la primera etapa

El 26 de marzo de 1999 se llevó a cabo una prueba de inyección de nitrógeno en el pozo Tecominoacán No. 428, la cual fue trazada con perfluorometilciclopentano (PMCP), y posteriormente se realizó una prueba de monitoreo en pozos productores cercanos al mismo, de los cuales cuatro pozos mostraron una presencia importante de trazador. Es importante mencionar que éste apareció en cada uno de estos pozos en un tiempo de uno a dos días después de la inyección.

La concentración promedio del trazador inyectado fue de 29.8 partes por miles de millones (ppb).

Cuando el pozo de inyección T-428 se puso nuevamente en producción aportó una muestra de 23.7 ppb y la concentración máxima en pozos productores fue de 7.2 ppb registrada en el pozo T-408.

El pozo donde se efectuó la inyección se abrió a producción el 30 de marzo de 1999 y en la producción de retorno se recuperó el 23.7% del trazador inyectado. El trazador en los pozos productores se redujo después que el pozo inyector se puso en producción nuevamente. El total de trazador producido en los cuatro pozos productores en los cuales se muestreo, llegó al 18.4% del trazador inyectado y la recuperación total del trazador ascendió a 42.1% de la cantidad inyectada; el resto del trazador permaneció en el yacimiento, o salió en la producción de pozos que no fueron monitoreados.

Se monitorearon 4 pozos en producción cercanos en busca del trazador, tomando muestras frecuentes, dichas muestras se tomaron durante una semana después de la inyección; adicionalmente se tomaron cinco muestras en pozos más lejanos por una sola vez, las cuales no mostraron trazador, pero es probable esto haya sido porque las muestras se tomaron en corto tiempo.

Los cuatro pozos cercanos mostraron la presencia del trazador. El trazador apareció un día después de la inyección en los pozos T-429 y T-466 y dos días después de la inyección en los pozos T-120 y T-408. Considerando la distancia viajada, esto significa que existió una surgencia muy rápida debido a la alta permeabilidad direccional y los volúmenes pequeños de la zona de transferencia. Se puede calcular de manera aproximada el volumen de las zonas de la producción del trazador.

Los pozos productores que mostraron surgencia del trazador estaban localizados a distancias de 400 a 1000 metros del pozo inyector. La capacidad para moverse tales distancias en 24 horas muestra la existencia de canales de alta permeabilidad.

Por ejemplo, el pozo T-408, produjo 7.1% del trazador inyectado. El gasto de inyección varió durante la prueba, para los cálculos se usará un gasto promedio de inyección de 200 m³/min. La producción de 7.1% del trazador, indica que el 7.1% del flujo, o sea 14.2 m³/min estaba circulando en el canal que conecta al T-428 con el T-408. Dicha comunicación indica que se trata de canales múltiples conectados, localizados muy cerca entre sí, puesto que el trazador irrumpió a los dos días; o sea, a través de uno de estos canales fluyó el gas a través de la distancia entre los pozos T-428 y T-408 en un tiempo de dos días.

La prueba de inyectividad fue de solo 26 horas. Para hacer un estudio más profundo del yacimiento y evaluar su capacidad para controlar el paso de fluidos, se requiere una prueba de mayor duración. El uso de trazador nos alerta sobre la posibilidad que pueda existir una comunicación más severa y que el problema necesita un razonamiento más profundo antes de la expansión del proyecto.

Tabla 1. Datos de la prueba de inyectividad con nitrógeno del pozo T-428.

ETAPA	GASTO N ₂		TIEMPO	Pw iny	Pwh	T _{fondo}	T _{sup}
	(m ³ /min)	(MMPCD)	(Hrs)	(Kg/cm ²)	(Kg/cm ²)	(°C)	(°C)
--	0	0	--	250	66	141.47	--
1	100	5	7:25	254	172	141.31	47.11
2	300	15	8:00	259	211	139.9	50.75
3	400	20	10:00	261	243	137.69	56.98
--	Cierre (FALL OFF)		60:39	251	164	141.3	--

Tabla 2. Resultados de la prueba de inyección con trazadores en el pozo T-428

Inicio de la inyección 16:36 hrs. del 26/03/1999.

pozo	Fecha muestras	Hora muestras	Días transcurridos	PMCP (ppb)*	Gasto (m ³ /día)	Trazador (acum..., %)
107	27/03/1999	16:40	1.0	0.0		0.000
109	27/03/1999	16:40	1.0	0.0		0.000
119	27/03/1999	16:38	1.0	0.0		0.000
120	26/03/1999	22:40	0.25	0.0	76340	0.000
120	27/03/1999	4:40	0.5	0.0	en	0.000
120	27/03/1999	16:55	1.0	0.0	19/09/98	0.000
120	28/03/1999	16:40	2.0	1.4		0.720
120	29/03/1999	16:34	3.0	1.0		1.231
120	30/03/1999	16:37	4.0	1.4		1.955
120	31/03/1999	16:37	5.0	2.3		3.131
120	1/04/1999	16:33	6.0	1.8		4.134
120	2/04/1999	16:30	7.0	2.1		5.121
120	3/04/1999	17:30	8.0	0.0		5.121
408	26/03/1999	22:40	0.25	0.0	136620	0.000
408	27/03/1999	4:40	0.5	0.0	en	0.000
408	27/03/1999	16:46	1.0	0.0	27/03/99	0.000
408	28/03/1999	16:51	2.0	0.9		0.786
408	29/03/1999	16:4	3.0	0.8		1.558
408	30/03/1999	16:44	4.0	1.0		2.482
408	31/03/1999	16:45	5.0	1.7		4.017
408	1/04/1999	16:48	6.0	1.5		5.399
408	2/04/1999	16:41	7.0	1.9		7.164
408	3/04/1999	17:20	8.0	0.0		7.164
428	30/03/1999	16:34	4.0	8.4	99405	5.574
428	31/03/1999	16:46	5.0	7.8	en	10.8
428	1/04/1999	16:35	6.0	7.8	31/03/99	16.0
428	2/04/1999	16:36	7.0	7.1		20.7
428	3/04/1999	16:19	8.0	4.5		23.7
429	26/03/1999	22:40	0.25	0.0	47515	0.00
429	27/03/1999	4:40	0.5	0.0	en	0.00
429	27/03/1999	16:40	1.0	0.9	1/03/99	0.30
429	28/03/1999	16:40	2.0	0.8		0.60
429	29/03/1999	16:45	3.0	0.8		0.80
429	30/03/1999	16:39	4.0	1.9		1.40
429	31/03/1999	16:40	5.0	2.5		2.20
429	1/04/1999	16:31	6.0	1.8		2.80
429	2/04/1999	16:42	7.0	1.6		3.30
429	3/04/1999	16:26	8.0	0.0		3.30
446	26/03/1999	22:40	0.25	0.0	54000	0.00
446	27/03/1999	4:40	0.5	0.0	en	0.00
446	27/03/1999	16:44	1.0	0.9	21/03/99	0.30
446	28/03/1999	16:40	2.0	1.1		0.70
446	29/03/1999	16:40	3.0	0.4		0.90
446	30/03/1999	16:40	4.0	0.9		1.20

Tabla 2. Resultados de la prueba de inyección con trazadores

Pozo	Fecha muestras	Hora muestras	Días Transcurridos	PMCP (ppb)	Gasto (m ³ /día)	Trazador (acum., %)
446	31/03/1999	17:01	5.0	1.6		1.70
446	1/04/1999	16:30	6.0	1.4		2.30
446	2/04/1999	16:03	7.0	1.5		2.80
446	3/04/1999	16:41	8.0	0.0		2.80
447	27/03/1999	16:40	1.0	0.0		
448	27/03/1999	16:39	1.0	0.0		

* Las unidades de concentración de (PMCP) son partes por billón en volumen (ppb).

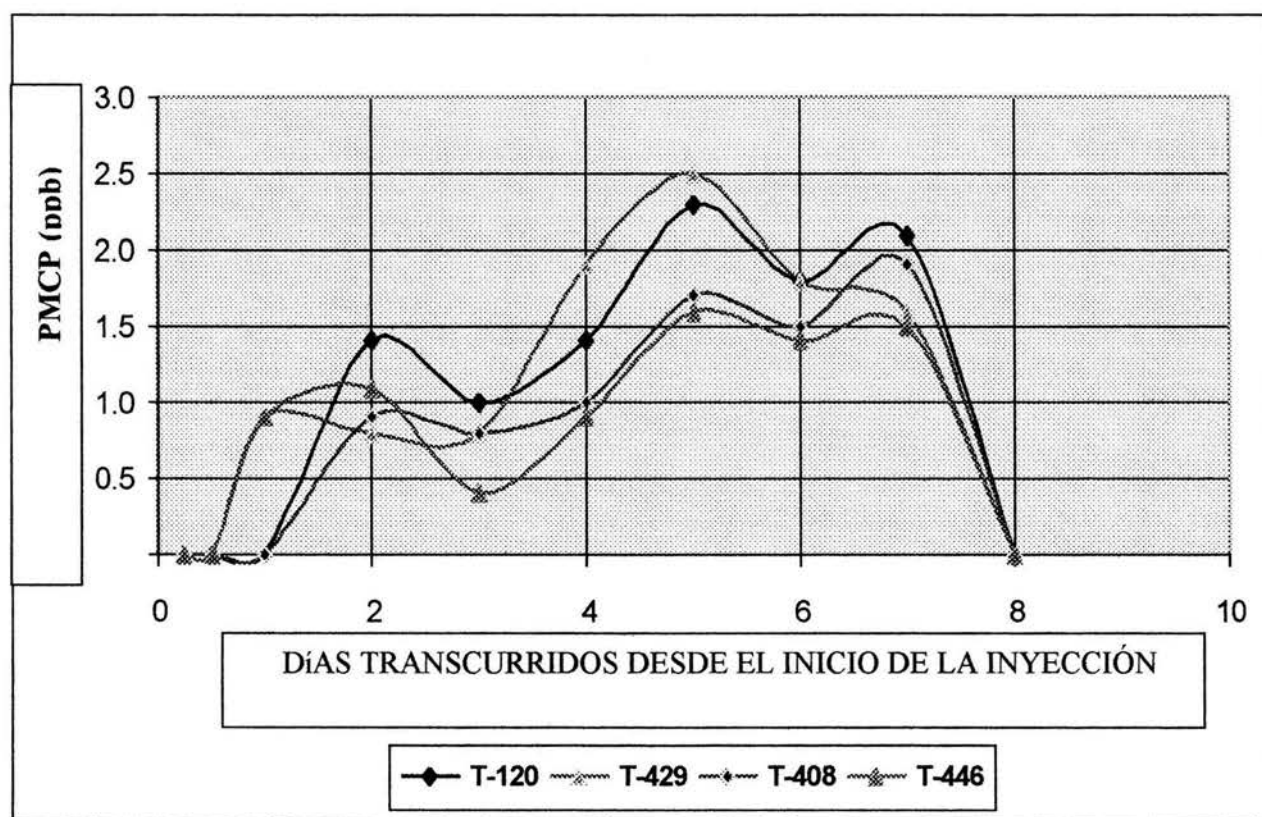


Figura IV.2. Variación de la concentración de trazador en pozos productores.

Resultados del trazador en el campo Jujo-Tecominoacán

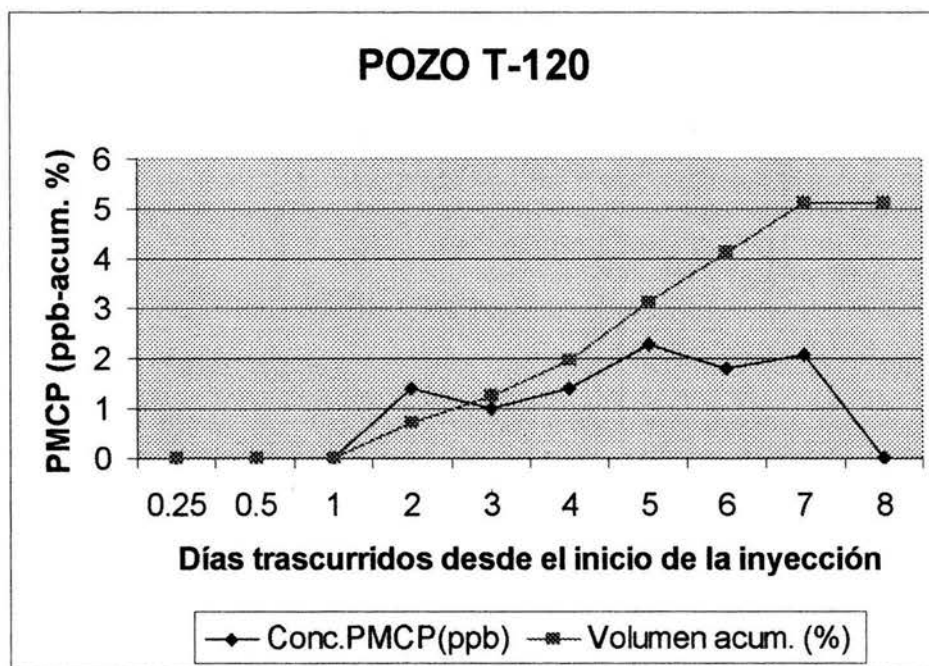


Figura IV.2.1. Concentración de trazador registrada en el pozo T-120, como resultado de la inyección de trazador perfluorometilciclopentano (PMCP), realizada durante los días del 26 de marzo al 3 de abril de 1999.

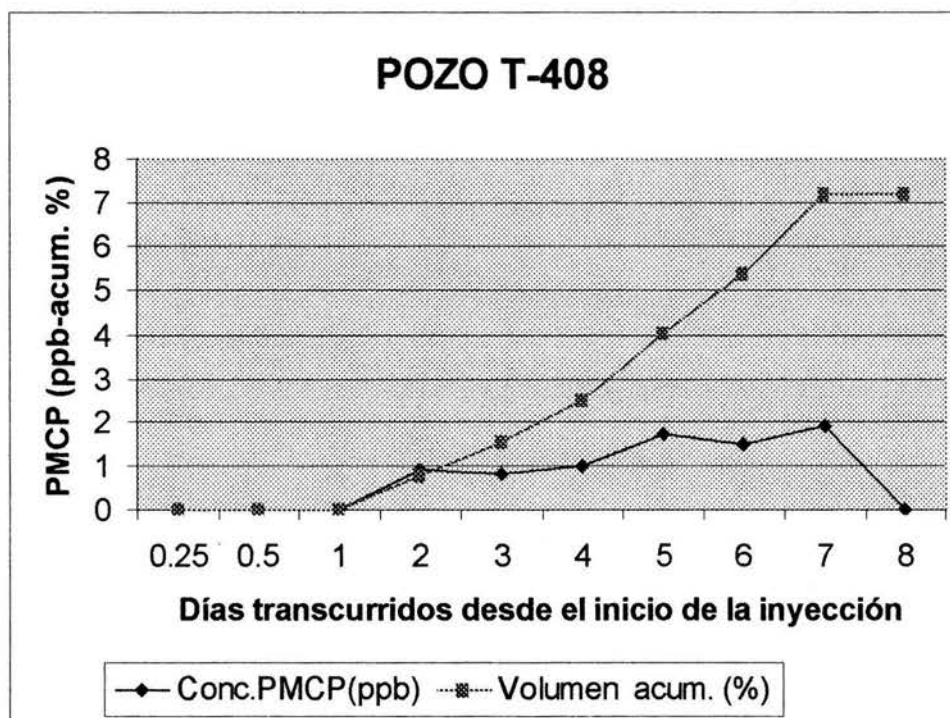


Figura IV.2.2. Concentración de trazador registrada en el pozo T-408, como resultado de la inyección de trazador perfluorometilciclopentano (PMCP), realizada durante los días del 26 de marzo al 3 de abril de 1999.

Resultados del trazador en el campo Jujo-Tecominoacán

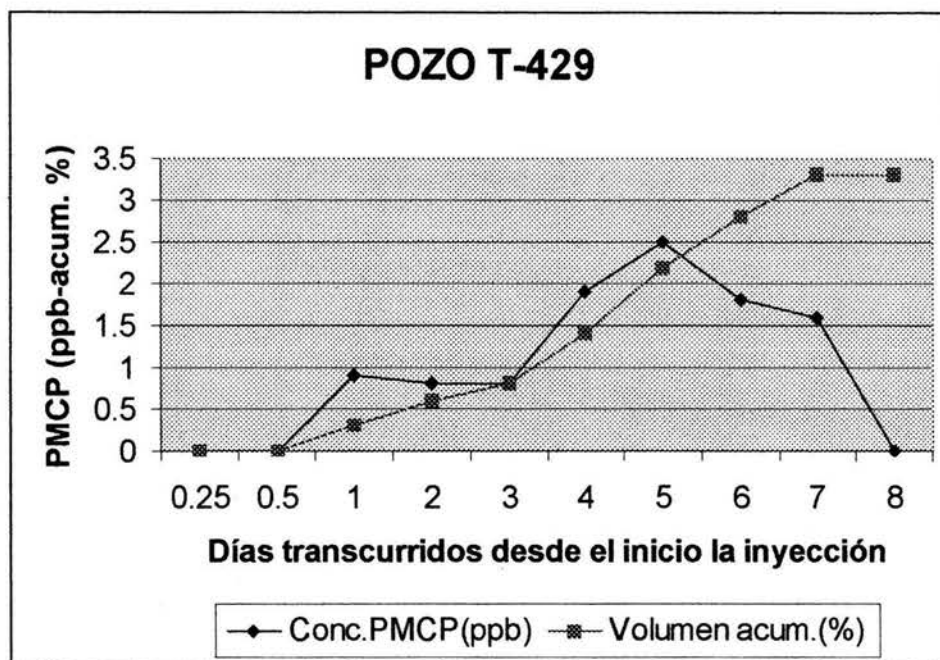


Figura IV.2.3. Concentración de trazador registrada en el pozo T-429, como resultado de la inyección de trazador perfluorometilciclopentano (PMCP), realizada durante los días del 26 de marzo al 3 de abril de 1999.

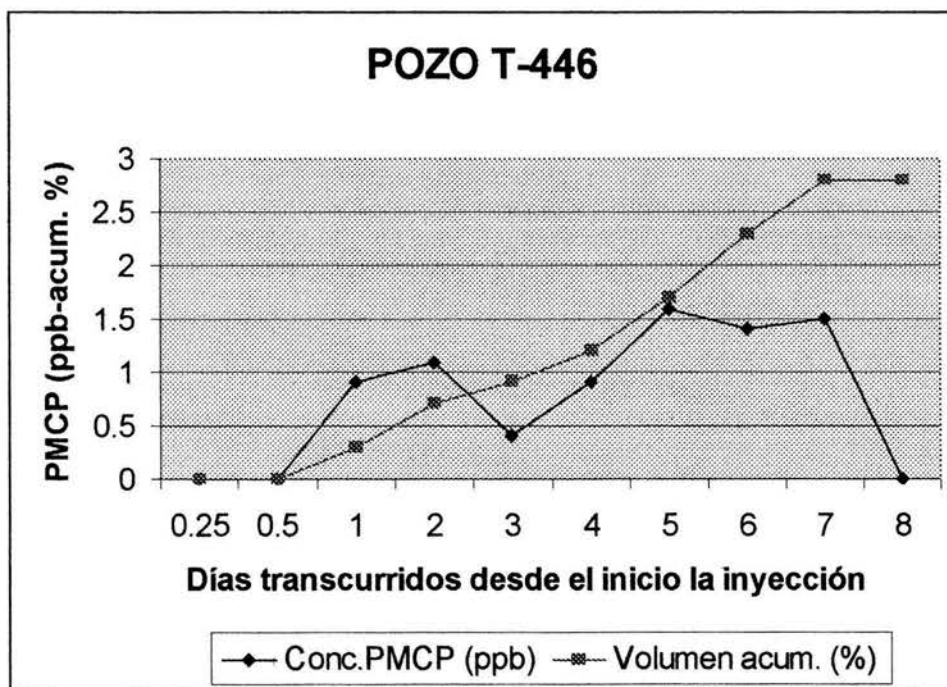


Figura IV.2.4. Concentración de trazador registrada en el pozo T-446, como resultado de la inyección de trazador perfluorometilciclopentano (PMCP), realizada durante los días del 26 de marzo al 3 de abril de 1999.

A continuación se presentan las tablas de resultados de la prueba de inyección de trazadores en el pozo T-428.

pozo	Distancia al pozo Inyector (m)	Primer Canal		Segundo Canal		Tercer Canal	
		t_{max} (días)	C_{max} (ppb)	t_{max} (días)	C_{max} (ppb)	t_{max} (días)	C_{max} (ppb)
120	646	2	1.4	5	2.3	7	2.1
408	810	2	0.9	5	1.7	7	1.9
429	436	1	0.9	5	2.5	7	1.6
446	822	2	1.1	5	1.6	6.5	1.55

Tabla 3. Tiempo de arribo y concentraciones máximas del trazador inyectado en el pozo T-428. Tres “canales de flujo” principales, inferidos a partir de los perfiles de concentración.

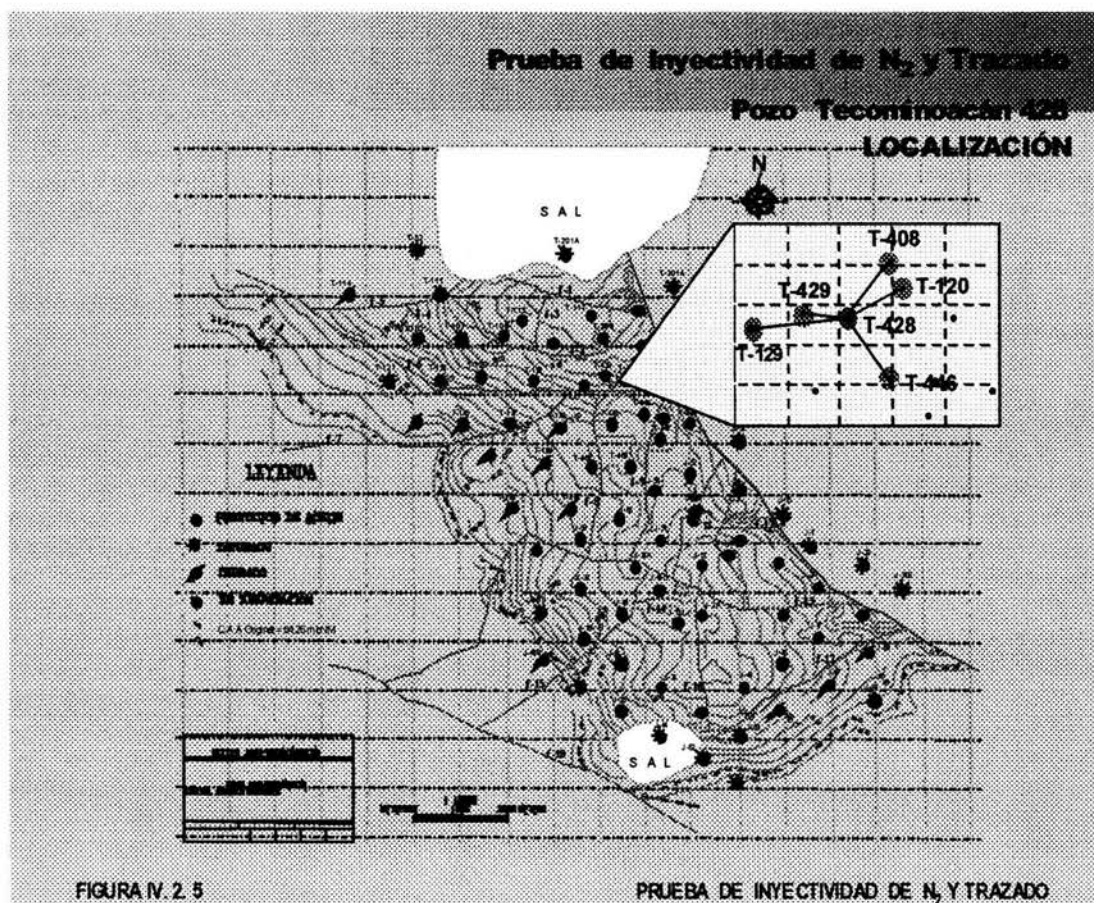
pozo	Distancia al pozo Inyector(m)	Primer Canal		Segundo Canal		Tercer Canal	
		t_{max} (días)	u_1 (m/día)	t_{max} (días)	u_2 (m/día)	t_{max} (días)	U_3 (m/día)
120	646	2	323	5	129	7	92
408	810	2	405	5	162	7	116
429	436	1	436	5	87	7	62
446	822	2	411	5	164	6.5	126

Tabla 4. “Velocidades superficiales medidas aparentes”, de los fluidos viajando a través de los tres “canales de flujo” principales, inferidos a partir de los perfiles de concentración.

IV.2.2 Análisis de resultados de la prueba de inyección de trazadores químicos al pozo T-428.

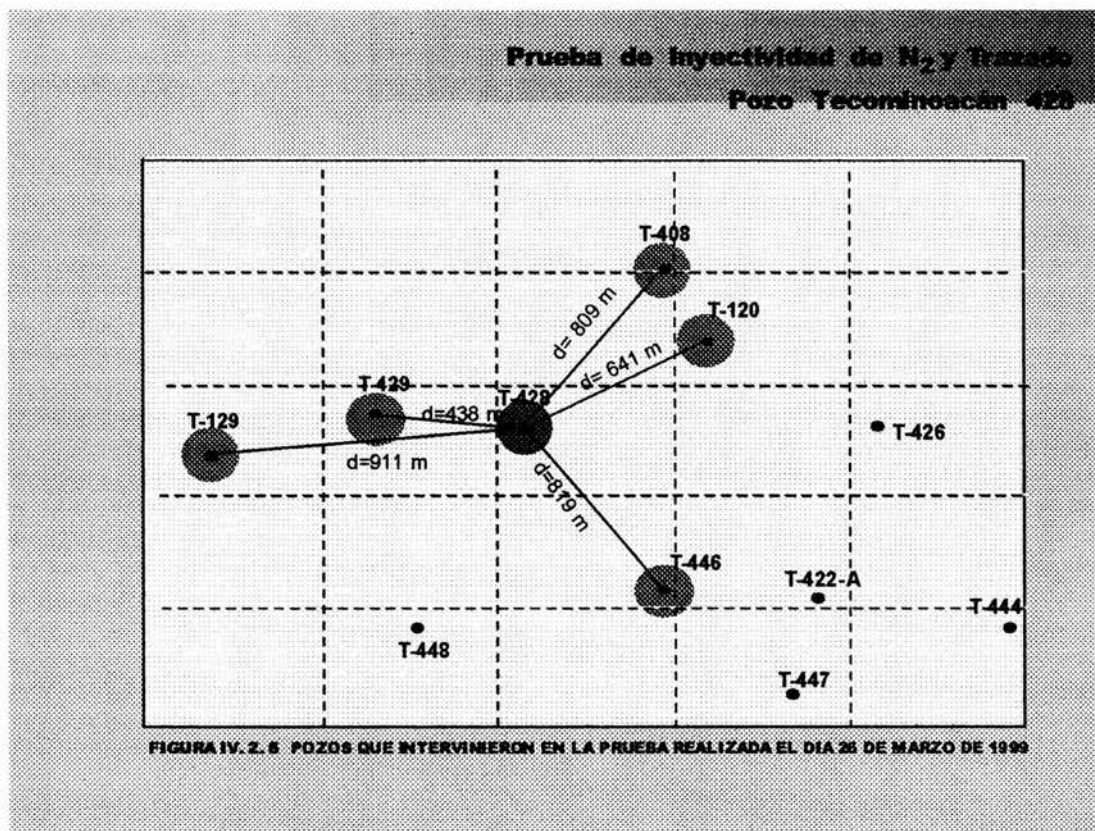
Antecedentes.

Con el objeto de revisar la información reportada por la compañía PROTECHNICS³¹, sobre la prueba de inyección que contenía un bache de trazador químico perfluorometilciclopentano (PMCP), en el pozo T-428 de Tecminoacán, realizada con el propósito de llevar a cabo una prueba de trazado en una parte del área señalada en forma preliminar, como posible ubicación de una futura prueba piloto de mantenimiento de presión, mediante la inyección de nitrógeno (Fig. IV.2.5).



La prueba de inyectividad consistió en la inyección de nitrógeno en el pozo T-428 durante aproximadamente 25 horas, entre etapas, como se ilustra en la Tabla 2, inyectándose un total de 455,500 m³ de nitrógeno, incluyendo 18 barriles de solvente espumado conteniendo el trazador químico (PMCP), inyectado durante la primera etapa.

Los pozos en que se detectó presencia de trazador son T-120, T-408, T-429 y T-446 (Fig. IV.2.6).

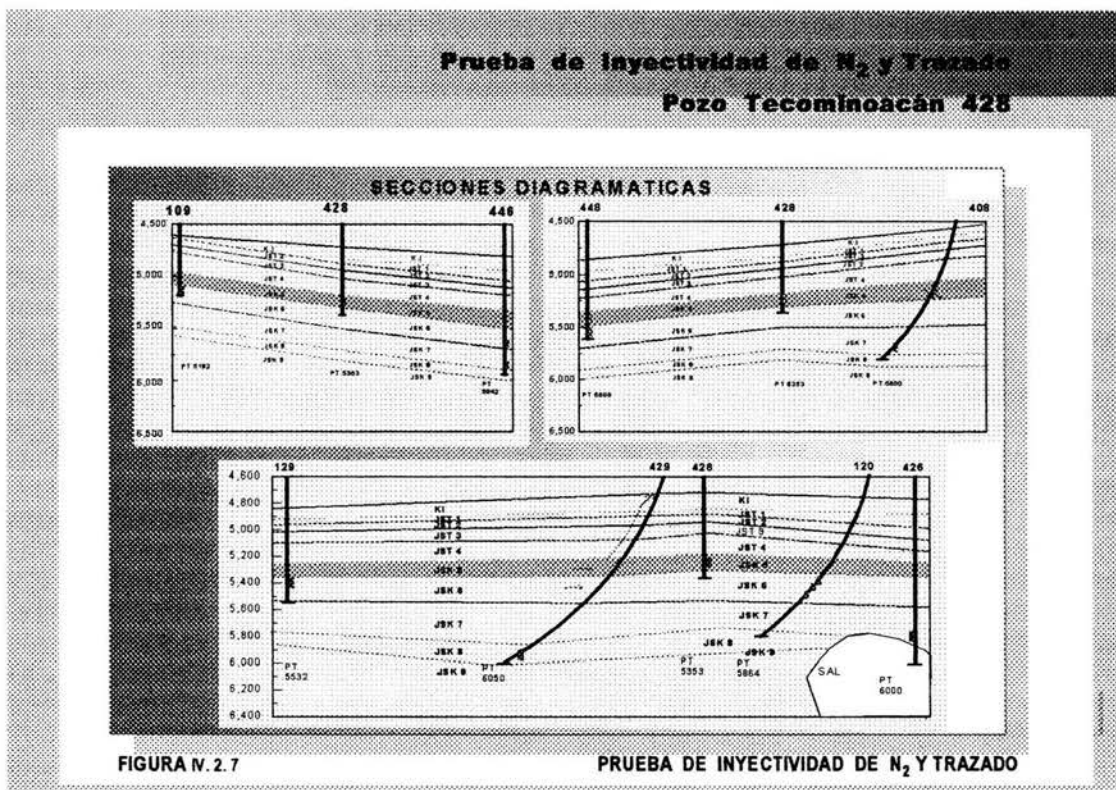


IV.2.3. Comentarios sobre la respuesta observada del trazador en los pozos donde se registró su presencia.

En los resultados de la prueba de trazado, se incluyen algunas observaciones sobre características generales que es posible inferir respecto al comportamiento del trazador durante la prueba de inyectividad a gasto variable. Asimismo, se analizó la información contenida en el reporte de la compañía PROTECHNICS-O JEITO³¹, para conocer la forma operativa en que se efectuó la prueba de inyectividad y trazado en el área seleccionada de Tecominoacán, llevando a cabo algunas apreciaciones, según lo permitió la cantidad y calidad de información del reporte entregado por esta compañía, así como alguna información adicional, que gentilmente fue proporcionada por él Dr. Fernando Samaniego Verduzco y el DR. Jesús Rivera Rodríguez, tanto en forma escrita como en forma verbal. Las observaciones que resultan del análisis efectuado son las siguientes:

1. La respuesta rápida del trazador inyectado observada en cuatro de los pozos muestreados, pozos T-120, T-408, T-429 y T-446, sólo puede presentarse cuando el flujo ocurre a través de canales de muy alta permeabilidad (falla conductivas), tal como sistemas de fracturas de conductividad muy elevada, como las que caracterizan al yacimiento Jujo-Tecominoacán, el cual, puede ser esquematizado o

representado como un sistema estratificado (Fig. IV.2.7), compuesto por nueve capas²¹. Las concentraciones medidas durante el tiempo de muestreo observado en los cuatro pozos antes mencionados fueron reportadas por PROTECHNICS³¹, y se reproduce aquí en la Tabla 2, y los perfiles resultantes se muestran en (Fig. IV.2).



2. Al analizar la información de los perfiles de concentración del trazador en los cuatro pozos donde se observó su presencia y que está contenida en la (Fig IV.2), es posible inferir de las formas de las curvas que muy probablemente el flujo del trazador entre el pozo inyector y los productores ocurrió a través de sistema de canales de alta conductividad (muy probablemente fracturas); en el capítulo anterior se presentó la (Fig. III. 3.2), cuya variación es muy similar al de la (Fig. IV.2), en la cual se mostraba una curva típica de canalización múltiple, actuando en paralelo, lo que produce el efecto de mostrar varios picos en los perfiles de concentración medidos^{1,35}. Tomando en consideración la cantidad relativamente escasa de datos medidos durante la prueba, que no permitieron una definición más precisa de dichos perfiles, en forma cualitativa, es posible inferir la presencia de tres canales, sugeridos por la forma de los perfiles de concentración del trazador contra el tiempo. La Tabla 3 muestra los tiempos de arribo del “pico de concentración” medido del trazador en cada canal, t_{max} , así como las concentraciones de trazador respectivas. Esta información se presenta para cada uno de los pozos donde se registró la presencia de trazador.

3. Con base en los datos de la Tabla 3, previamente mencionados, es posible calcular la “velocidades superficiales aparentes medidas” de los fluidos viajando a través de los tres canales previamente establecidos, atendiendo a los tiempos en que se presentan las concentraciones locales máximas en los diferentes pozos, obteniéndose un rango que varía entre 323 y 436 m/día, para el canal de más alta velocidad(ver Tabla 4). Estos valores son extremadamente altos, aun para medios fracturados, por lo que es muy posible que un factor adicional a al alta conductividad de los sistemas de fracturas que se conjuga en esta situación, es el hecho de la existencia de una zona de alta saturación de gas libre en la parte estructuralmente más alta del área del yacimiento, donde se llevó a cabo la prueba, como ha sido previamente sugerido por N. Mungan²⁴. Un hecho que parece apoyar esta hipótesis es que la presiones de fondo máximas registradas durante la prueba de inyectividad, son inferiores a la presión de saturación del aceite del yacimiento, establecido en 264.5 kg/cm² (3761psi).
4. A pesar de que el trazador se inyectó durante la primera etapa de la prueba, y al hecho de que posteriormente se inyectaron cerca de 380,000 m³ de nitrógeno (cerca del 90% del volumen total de nitrógeno inyectado), un alto porcentaje del trazador recuperado se produjo cuando el pozo inyector fue nuevamente puesto en producción. Esto es una indicación de que a pesar de las velocidades de flujo extremadamente altas que presentan los fluidos en el medio fracturado al desplazarse entre los pozos inyectores y productores, una buena parte de los fluidos inyectados no se desplazaron directamente hacia la zona de influencia de los pozos productores vecinos al inyector a través de los canales de alta conductividad, sino que permanecieron dentro del volumen de drene de este último, posiblemente en los sistemas de fracturas y/o bloques, transportados por los procesos dispersión y difusión mencionados ampliamente en el capítulo III. Este dato favorece la hipótesis de que sí bien los sistemas de fracturas que comunican los pozos son conductos a través de los cuales los fluidos se desplazan a altas velocidades, los volúmenes asociados a dichos sistemas de flujo preferencial no parecen ser muy grandes.
5. Se estima que hubiera sido conveniente inyectar simultáneamente un segundo trazador que permitiera la corroboración de la hipótesis establecida en el punto anterior. Asimismo, se cree que de haberse medido las variaciones de la concentración del nitrógeno en los volúmenes acumulativos de fluidos producido, adicionalmente a los datos de variaciones en la concentración del trazador, hubiera sido de gran ayuda en el análisis de los resultados de la prueba.
6. Sólo se cuenta con datos del muestreo de trazador en los pozos más cercanos al inyector, ya que no se incluyeron en el programa de muestreo a los pozos colocados en el “segundo circulo de influencia” de la prueba, por lo cual no es posible estimar con certeza la cantidad de trazador que se desplazó hacia el área del yacimiento fuera de la correspondiente a los pozos monitoreados, ni tampoco la cantidad del mismo que permaneció en el volumen del yacimiento en el área de prueba.

7. Los perfiles de concentración contra el tiempo reportados para los cuatro pozos en los que se presentó el trazador muestran una concentración cero del mismo al transcurrir ocho días desde el inicio de la inyección (Fig. IV.2). Se considera que es importante confirmar este dato con la compañía, verificando que no hubo presencia de trazador en las muestras recolectadas en días posteriores, ya que resulta extraño que el trazador dejara de presentarse simultáneamente en los cuatro pozos, sobre todo tomando en cuenta que su tiempo de arribo inicial no coincidió en todos los pozos (Fig. IV.2). Por otra parte, en las curvas reportadas no se observa una variación gradual, extendida y suave en la parte final de la prueba al irse presentando paulatinamente el trazador que se “retardó” en su camino hacia el pozo productor, característica que presentan estas curvas de variación de concentración del trazador.
8. La información que se obtuvo de la prueba realizada, si bien es indudablemente valiosa, no es todo lo completa y conclusiva que sería deseable; por lo tanto, una vez reunida e integrada toda la información que permita mejorar la caracterización del área propuesta para la realización de la prueba piloto, se recomienda que se evalúe la conveniencia de realizar una segunda prueba de trazadores, en la que al incorporarse la experiencia de la primera prueba efectuada, sería posible establecer un diseño apropiado, que permitiera obtener información adicional del yacimiento, la cual indudablemente incidiría en un mejor diseño de la prueba.

IV.2.4 Comentarios del informe presentado por la compañía Protechnics-Jeito para el pozo T-428.

1. En el reporte no se menciona las razones para la selección del trazador, ni su nivel mínimo de detección experimental. Tampoco se reportan parámetros básicos de diseño de la prueba, tales como: nivel de adsorción del trazador en la roca y partición del trazador en los fluidos líquidos del yacimiento, cálculo del tamaño del bache a inyectar, razón para efectuar la inyección del trazador en forma de cinco “pulsos” en vez de un solo bache, concentraciones máximas de trazador en los pozos productores y tiempos esperados de arribo, etc.
2. Sería conveniente solicitar a la compañía información respecto a la razón que tuvo para inyectar sólo un trazador y no dos, como parecía más conveniente; así como también para definir la frecuencia de muestreo empleada, ya que los perfiles de concentración obtenidos no están bien definidos, lo cual sería deseable para una adecuada interpretación.

Como parte del análisis de resultados, se encontraron otras aparentes inconsistencias en el reporte de la compañía PROTECHNICS³¹.

1. Se menciona en el reporte que la concentración del trazador disminuyó en los pozos productores una vez que el pozo inyector se indujo a producción (día cuatro de la prueba); sin embargo, en los datos medidos en las concentraciones de trazador producidas, y reportadas en la Tabla 2 y en la (Fig. IV.2), se observan incrementos en las concentraciones de trazador producidas en todos los pozos, al menos hasta el día siete de la prueba.
2. Se menciona el reporte que cuando se indujo a producción el pozo inyector, la concentración más alta registrada fue de 23.7 ppb; sin embargo, al analizar los datos reportados en la Tabla 2 se observa que la concentración más alta medida fue de sólo 8.4 ppb, y que el valor de 23.7 mencionado probablemente corresponda al por ciento acumulativo del trazador producido en el pozo, del cual, tampoco se discute la forma en que se calculó.
3. La máxima concentración en los pozos productores fue de 7.2 ppb. recurriendo nuevamente a los valores medidos reportados en la Tabla 2, se puede constatar que el valor más alto de la concentración de trazador medida fue de sólo 2.5 ppb en el pozo T-429 a los cinco días de iniciada la prueba.
4. En las gráficas de los perfiles de concentración contra el tiempo, reportadas en las figuras del IV.2.1 al IV.2.4 se encontraron las inconsistencias siguientes:
 - 4.1 En el pozo T-120 (Fig. IV.2.1), la curva del volumen acumulativo del trazador producido se mantiene constante después del día 7 contando desde el inicio de la inyección, a pesar de que en la curva inferior se muestra que entre los días 7 y 8 todavía se produjo trazador en el pozo, a lo cual debería corresponder un incremento en volumen acumulativo. Esta incongruencia anterior también se presenta en los pozos T-408 (Fig. IV.2.2), T-429 (Fig. IV.2.3) y T-446 (Fig. IV.2.4).
 - 4.2 Para el pozo inyector T-428 no se muestra lo ocurrido después del día ocho, el cual se midió una concentración de 4.5 ppb, por lo que sería razonable esperar todavía presencia de trazador en los fluidos producidos durante el (los) día(s) subsecuente(s).

IV.2.5 Resultado de la prueba inyección con trazadores (PMCP) Y (PDMCB) al pozo J-523.³⁰

El objetivo de la prueba de inyectividad con N_2 es determinar el grado de comunicación vertical en el yacimiento Jujo-Tecominoacán entre las formaciones: Cretácico Inferior, Jurásico Superior Tithoniano y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Los trazadores entre pozos, fase gas, tipo perfluorometilciclopentano (PMCP) y perfluorodimetilciclobutano (PDMCB) fueron seleccionados para el programa piloto de trazado entre pozos de inyección de nitrógeno del campo Jujo-Tecominoacán, por las siguientes razones:

- 1) Los trazadores químicos, fase gas, fueron seleccionados con respecto a trazadores radiactivos debido a las incertidumbres en el volumen poroso total del yacimiento, que pudieran entrar en contacto con el nitrógeno inyectado. Entre mayor sea el volumen poroso del yacimiento que pudiera ser contactado por el nitrógeno, mayor sería la probabilidad que el material del trazador inyectado sea diluido por dispersión y difusión. Los trazadores químicos seleccionados presentan límites de detección más bajos que la mayoría de los trazadores radiactivos, permitiendo así su detección en un rango más amplio de posible escenario de flujo.
- 2) La seguridad es sumamente importante en la selección del trazador entre pozos. Los dos trazadores químicos seleccionados son ambientalmente amigables, no son tóxicos, son de manejo seguro y no reactivos.
- 3) En el proceso de selección se consideró la estabilidad del trazador a la inyección y a condiciones de yacimiento y de producción. Los trazadores químicos inyectados son extremadamente estables a todas las condiciones a las cuales se pueden enfrentar durante este programa de trazador entre pozos.
- 4) Los trazadores tipo PFC pueden detectarse a concentraciones bajas. Fue necesario el requerir estos límites bajos de detección debido al alto gasto de inyección de nitrógeno y el gran volumen de gas existente en el casquete de gas en ésta área del campo.
- 5) Los costos fueron un factor en la selección de trazadores para éste programa. El objetivo fue seleccionar los trazadores entre pozos más efectivos, al menor "costo de uso". El costo de uso de un trazador puede definirse como la suma de todos los costos asociados con la utilización del trazador. Estos costos incluyen; costos del material trazador, costos del transporte del trazador, costos de mezclado e inyección del trazador, costo de muestreo, manejo y transporte de las muestras de gas producidas, y el costo del análisis de las muestras. Los trazadores PFC inyectados, tienen el menor "costo de uso" de todos los trazadores fase gas disponibles.

La inyección de nitrógeno al pozo Jujo 523 se inició el 18 de Mayo de 2000. un volumen total de nitrógeno de $400,000 \text{ m}^3$ ($14,120,000 \text{ ft}^3$) se bombeo en el pozo Jujo 523, durante un periodo de 36 horas. Durante éste periodo de inyección se introdujeron dos trazadores entre pozos fueron introducidos en el flujo del nitrógeno, conforme al diseño del programa de radiotrazado entre pozos de ProTechnics. El día 18 de Mayo del 2000 se agregaron, 4.25 kg de trazador perfluorometilclipentano (PMCP) al flujo de nitrógeno y un día después se agregaron, 4.25 kg más de trazador perfluorodimetilciclobutano (PDMCB) al nitrógeno inyectado. En ambas ocasiones, el material trazador fue disuelto en un barril de xileno para proveer un volumen suficiente para el tiempo de bombeo de 18 horas. La concentración promedio de trazador en el volumen total del nitrógeno fue de 792.4 ppb y la concentración promedio del trazador en el volumen total del casquete de gas fue de 5.38 ppb.

Basado en el volumen acumulativo de nitrógeno inyectado de $400,000 \text{ m}^3$ ($14.122 \times 10^6 \text{ ft}^3$) y un volumen de casquete de gas, estimado por PEMEX, de $58.9 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($2.078 \times 10^9 \text{ ft}^3$), además de considerar que cada uno de éstos trazadores el peso molecular de 300 gm/gm-mole ó 300 lb/lb-mole, la concentración promedio de trazador en el volumen total de nitrógeno inyectado fue:

$$(4,250 \text{ kg}) \times (2.2 \text{ lb}/1000 \text{ gm}) \times (\text{lb-mole}/300 \text{ gm}) \times (359 \text{ ft}/\text{lb-mole}) / (14.122 \times 10^6 \text{ ft}^3) \\ = 0.7924 \times 10^{-6} \text{ ó } 792.4 \text{ ppb.}$$

Si se asume el peor de los escenarios; todo el trazador inyectado fue disuelto en el total del volumen en el casquete de gas, entonces la concentración promedio del trazador en el volumen total del casquete de gas fue:

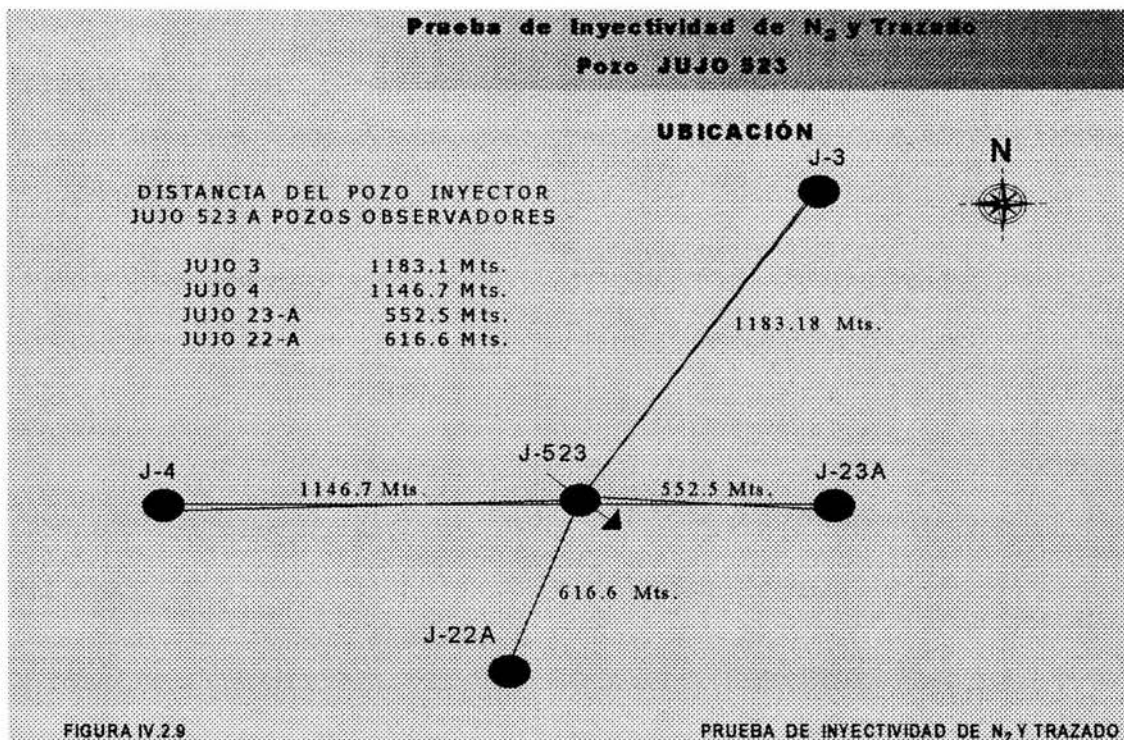
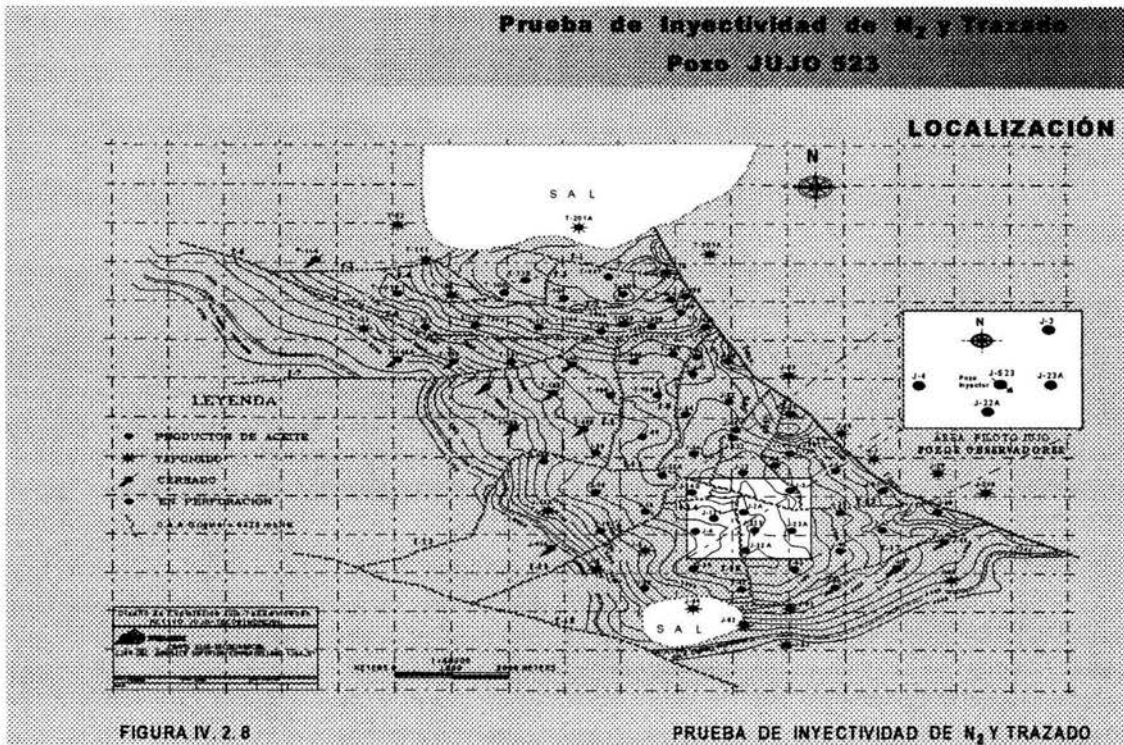
$$(4,250 \text{ kg}) \times (2.2 \text{ lb}/1000 \text{ gm}) \times (\text{lb-mole}/300 \text{ gm}) \times (359 \text{ ft}/\text{lb-mole}) / (2.078 \times 10^9 \text{ ft}^3) \\ = 5.38 \times 10^{-9} \text{ ó } 5.38 \text{ ppb.}$$

Estos cálculos indican que aún y que todo el material trazador inyectado se llegará a mezclar uniformemente con el volumen total del casquete de gas, lo cual sería altamente dudoso durante una prueba tan corta como ésta, la concentración de cualquier trazador producido sería lo suficientemente alta para permitir su detección.

Un primer problema se presentó una semana antes de inyectar el nitrógeno al pozo J-523, en que se decidió por parte PEMEX reducir el volumen total de nitrógeno a ser inyectado, de $864,000 \text{ m}^3$ durante un periodo de dos días a $400,000 \text{ m}^3$ durante un periodo de 36 horas. Sin embargo, con la este cambio que tuvo que realizarse en tan corto tiempo, se tomó la decisión de no modificar la cantidad original de trazador.

Se desarrolló otro problema antes de que se efectuara la inyección, que hubiese podido afectar los resultados del programa de trazadores entre pozos. En la toma de un registro espectral en una prueba previa a la inyección, se descubrió la existencia de una fuga en la tubería. Se tomó la decisión de no reparar esta fuga debido a que provocaría retraso de algunas semanas en el programa piloto de inyección de nitrógeno.

Los pozos productores seleccionados para la posible detección de los trazadores químicos fueron los J-3, J-4, J-22A y J-23A, y su distribución se muestra en las Figs. IV.2.8 y IV.2.9.



Los resultados del programa piloto de trazado entre pozos en el campo Jujo se resumen en la Tabla 5 adjunta. Se recolectaron y analizaron muestras de gas producido de 30 pozos productores adyacentes, durante el periodo del 18-05-2000 al 15-06-2000. El pozo inyector Jujo 523, fue abierto a producción durante el periodo del 22-05-2000 al 15-06-2000. Los resultados de los análisis de las muestras de gas indicaron que ninguno de los pozos muestreados detectaron la presencia del trazador inyectado. Las muestras de gas en las cuales sí apareció el trazador fueron las tomadas en el mismo pozo inyector, después de abrirlo nuevamente a producción. Ambos trazadores inyectados se detectaron en todas las muestras de gas analizadas cromatográficamente en el pozo Jujo 523; los resultados de éstos análisis se muestran en la Tabla 5 y en la Fig.IV.2.10.

Tabla 5. Resultados de muestreo realizado al pozo J-523

Fecha	Días de Producción	PMCP Concentración (ppb)	PDMCB Concentración (ppb)	Gasto (m ³ /día)	Cantidad PMCP (gramos)	Cantidad PDMCB (gramos)
22/05/2000	1	1.77	1.12	6,206	4.17	2.64
23/05/2000	2	151.73	207.33	4,306	247.77	338.57
24/05/2000	3	167.63	93.66	3,633	230.95	129.04
26/05/2000	5	56.82	349.02	2,988	64.38	395.45
28/05/2000	7	35.69	198.12	2,644	35.78	198.63
30/05/2000	9	65.35	7.43	2,418	59.92	6.81
1/06/2000	11	47.95	6.56	2,254	40.98	5.61
3/06/2000	13	38.36	5.88	2,127	30.94	4.74
5/06/2000	15	37.6	5.76	2,024	28.86	4.42
7/06/2000	17	4.14	1.39	1,939	3.04	1.02
9/06/2000	19	3.96	17.86	1,867	2.80	12.64
11/06/2000	21	2.36	12.4	1,804	1.61	8.48
13/06/2000	23	2.61	11.92	1,749	1.76	7.91
15/06/2000	25	5.71	4.38	1,700	3.71	2.82
Trazador total producido (gramos)					757	1,119

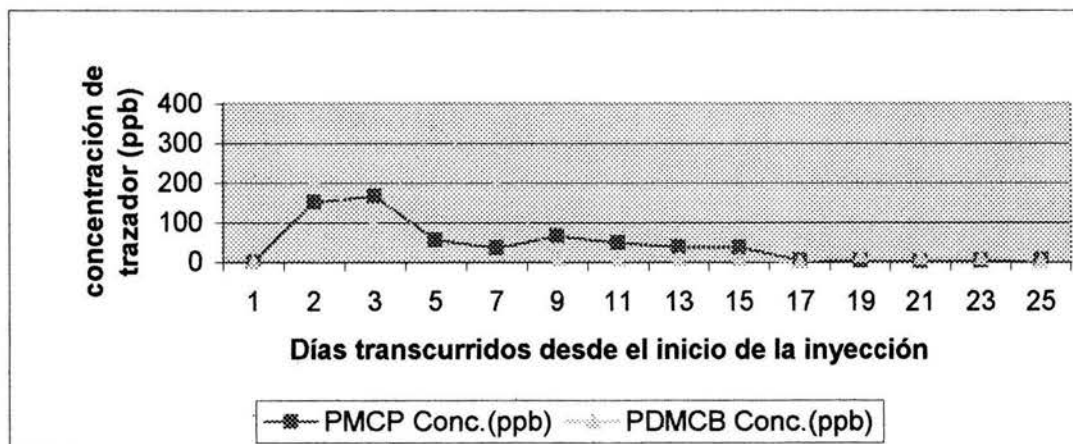


Figura IV.2.10. Recuperación de trazador registrada en el pozo J-523, como resultado de la inyección de trazadores perfluorometilciclopentano (PMCP) y perfluorodimetilciclobutano (PDMCB), realizada durante los días del 22 de mayo al 15 de junio de 2000.

IV.3 Conclusiones y recomendaciones de la prueba de inyección de trazadores químicos efectuados en los pozos T-428 Y J-523 en el campo Jujo-Tecominoacán.

El propósito principal de esta tesis ha sido primeramente el presentar un análisis de la literatura técnica disponible relacionada con la inyección en yacimientos de trazadores químicos. La parte esencial de este trabajo se refiere al análisis de las pruebas de inyección de trazadores realizadas en el pozo T-428 el 26 de marzo de 1999, y en el pozo J-523 el 18 de Mayo de 2000.

A partir de los resultados de este estudio se pueden establecer las conclusiones siguientes.

Prueba realizada en el pozo T-428.

La presencia del trazador químico (PMCP) en los pozos muestreados (T-120, T-408, T-429 y T-446) en superficie, confirman la comunicación existente entre el pozo inyector T-428 y los pozos antes mencionados; lo anterior se debe a la alta permeabilidad y conectividad que se tiene en el área en estudio.

La respuesta tan rápida del trazador inyectado observada en cuatro de los pozos muestreados, es una indicación clara de la existencia flujo a través de canales alta permeabilidad, tal como sistemas de fracturas de muy elevada conductividad como las que caracterizan al yacimiento Jujo-Tecominoacán.

Tomando en consideración que el número de datos medidos de la respuesta del trazador en los pozos muestreados es escaso, por lo que no permite una definición precisa del perfil de concentración del trazador en los cuatro pozos, solamente es posible inferir en forma cualitativa, que muy probablemente el flujo del trazador entre el pozo inyector y los productores ocurrió a través del sistema de canales de muy alta conductividad, actuando en paralelo, lo que produce el efecto de mostrar varios picos en los perfiles de concentración medidos. Del análisis realizado se estimaron velocidades superficiales medidas aparentes que varían entre 323 y 436 m/día. Se cree que estas velocidades altas son el resultado de una combinación de varios factores, entre los cuales se encuentran los sistemas de fracturas, la sensibilidad de su transmisividad a los niveles de presión a que se sujeten, y la presencia probable en esa zona del yacimiento de una alta saturación de gas libre.

Cabe aclarar que desafortunadamente en algunos de los pozos donde se detectó el trazador inyectado, no fueron los mismos que aquellos en los que se registraron los cambios en presión originados por la inyección a gasto variable en el pozo T-428, por lo cual no es posible efectuar una interpretación conjunta completa de ambos efectos aunado a una mala recopilación de información de muestreo de información que se presenta en cada uno de los pozos.

Se considera que la información que se obtuvo de la prueba realizada, si bien es indudablemente valiosa, no es todo lo completa y conclusiva que sería lo deseable, por lo cual, se recomienda reunir e integrar toda la información disponible que permita mejorar la caracterización del área propuesta para la realización de la prueba piloto. Se recomienda que se evalúe la conveniencia de realizar una segunda prueba de trazadores,

en que se inyecte nuevamente en el pozo T-428, en la que al incorporar la experiencia de la prueba efectuada, sería posible establecer un diseño apropiado, que permita obtener información adicional del yacimiento, la cual indudablemente incidiría en un mejor diseño de la prueba piloto.

Prueba realizada en el pozo J-523.

1. No se obtuvo recuperación del trazador inyectado en fase gaseosa al nitrógeno en ninguno de los 30 pozos productores en observación, durante el periodo de muestreo establecido.
2. El nitrógeno inyectado aparenta haberse movido lentamente a través del yacimiento hacia el área rodeando al pozo inyector, Jujo 523. Esta observación se basa en el porcentaje alto de trazador inyectado que fue producido (retornado) por el mismo pozo inyector.
3. El trazador no encontró ninguna fractura natural que estaría en comunicación con cualquier pozo productor muestreado.
4. Es importante mencionar que los resultados obtenidos con este tipo de pruebas, tienen que complementarse con información proveniente de otras fuentes, como pruebas de presión, registros geofísicos, sísmica, análisis de núcleos, etc. Adicionalmente es necesario llevar a cabo una revisión del estado mecánico actual del pozo inyector J-523, debido a que se han presentado diferentes anomalías.

V. CONCLUSIONES GLOBALES

Actualmente el uso de los trazadores químicos gaseosos en la industria petrolera es de gran importancia, debido a que existen proyectos importantes de recuperación mejorada en donde se inyectan grandes volúmenes de N_2 , CO_2 y CH_4 , con la finalidad incrementar la presión en el yacimiento y es de vital importancia la utilización de este tipo de trazadores para poder obtener información que correctamente analizada contribuya a la buena caracterización del mismo.

El empleo de pruebas de trazadores entre pozos, brinda una información de inestimable valor respecto al comportamiento dinámico del fluido de inyección en yacimientos que operan bajo recuperación secundaria y/o mejorada. La información que surge de su aplicación no puede ser obtenida por medio de otras técnicas, por lo que constituye la mejor opción cuando se trata de valorar fenómenos tales como la influencia ejercida en la recuperación de hidrocarburos por la habilitación o cierre de pozos inyectoros. Las aplicaciones de los trazadores son múltiples, con el fin de obtener la mayor información acerca del yacimiento; sin embargo, sólo se han obtenido resultados parciales y/o cualitativos, los cuales no son los completos ni concluyentes como hubiera sido deseable.

Este trabajo confirma que el uso de las pruebas de trazadores, constituye una herramienta que permite obtener información sobre la conectividad entre pozos, dirección preferencial de flujo, velocidades aparentes de flujo, detección de heterogeneidades, zonas de alta permeabilidad o canalizaciones que originan una distribución desproporcionada de los fluidos de inyección, lo cual se verá relegado en una reducción en la eficiencia del proceso, pudiendo ser en el peor de los casos un fracaso total del proyecto.

En un estudio de pruebas de trazadores entre pozos se deben analizar los procesos que pueden ocurrir cuando el trazador se mueve a través del medio poroso fracturado. Procesos como convección y dispersión (difusión-convección), reacción química, adsorción, partición y decaimiento radiactivo. El análisis cuantitativo de las pruebas de trazadores depende de la habilidad para describir apropiadamente todos los procesos que influyen en el viaje del trazador a través del yacimiento.

Tomando en cuenta la alta heterogeneidad (tales como canalizaciones o fallas, o comunicaciones verticales entre estratos) del yacimiento en el área de la prueba de inyección-recuperación de presión y trazado, además de la gran movilidad de los fluidos inyectados en fase gaseosa, resulta evidente la necesidad de revisar e integrar toda la

información disponible, que permita mejorar la caracterización de la parte del yacimiento donde se tiene programado establecer la prueba piloto de inyección de fluidos en fase gaseosa, sea en forma inmisible como un proyecto de “mantenimiento de presión”, o bien como un desplazamiento miscible.

Es bien conocido de experiencias de proyectos en otras partes del mundo, documentadas en la literatura, que uno de los factores más adversos que se tienen en todo proyecto de recuperación mejorada de inyección de fluidos a los yacimientos, es la presencia de heterogeneidades, ya que si éstas no son detectadas a tiempo y apropiadamente, tomando en cuenta su efecto en el diseño del proyecto, se corre un alto riesgo de resultados no favorables del mismo.

La presión actual del Campo Jujo-Tecominoacán, está cercana y por debajo de la presión de saturación, dando inicio a la formación de casquetes de gas en las partes altas de la estructura, lo que ha provocado una disminución en su plataforma de producción, teniendo que implantar sistemas artificiales de producción (bombeo neumático a alta presión); por otro lado, la invasión de agua en pozos estructuralmente altos que por el grado de fracturamiento y fallas conductivas en el yacimiento provocan que el agua se desplace por canales preferenciales, impactando en los ritmos de extracción y por consiguiente, en la pérdida de reservas, aunado también a problemas de depositación de asfaltenos que presenta el campo, se hace evidente la aplicación urgente de algún proceso que permita mantener la presión e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

De acuerdo con el punto anterior sabemos que la presión del campo Jujo-Tecominoacán se encuentra por debajo de la presión de saturación lo que ocasiona que se presente el fenómeno de condensación retrograda, en el cual se generan condensados que bloquean el flujo de fluidos del yacimiento al pozo y del pozo la superficie. Este problema de generación de condensados se ha tratado de solucionar a nivel de pozo mediante la implantación de un sistema artificial de producción, sin tener resultados favorables a largo plazo. Dicho fenómeno podría ser una de las causas que impide un adecuado flujo del trazador hacia los pozos productores. Pero el problema de mayor escala se presenta a nivel de yacimiento, el cual se ha tratado de resolver sin éxito alguno.

NOMENCLATURA

- A** = Área de la sección transversal a través de la cual ocurre la difusión. [L^2]
A = Actividad al tiempo t . [$1/T$]
C = Concentración. [M/L^3]
C_f = Concentración del trazador en la fractura. [M/L^3]
D = Coeficiente efectivo de dispersión, que engloba los efectos de las fluctuaciones por difusión y dispersión mecánica debida al flujo. [L^2/T]
D_L = Coeficiente de dispersión longitudinal. [L^2/T]
D_o = Coeficiente de difusión molecular. [L^2/T]
D_T = Coeficiente de dispersión transversal. [L^2/T]
dN = Diferencial de número de átomos.
dt = Diferencial de tiempo.
F = Factor de resistividad eléctrica de la formación. [adim]
K = Coeficiente de partición. [adim]
N = Número inicial de átomos radiactivos presentes.
N_o = Número original de núcleos de la especie radiactiva al tiempo $t=0$.
p = Presión de interés. [M/L^2]
p_a = Presión absoluta. [M/L^2]
p_c = Presión crítica. [M/L^2]
p_k = Presión de convergencia. [M/L^2]
P_{e1} = Número de pecllet en la región móvil. [adim]
P_{e2} = Número de pecllet en la región invil. [adim]
q = Gasto volumétrico. [L^3/T]
S = Superficie específica. [L^3/M]
S = Parámetro de transformación, espacio de Laplace. [$1/T$]
T_r = Temperatura reducida. [adim]
t = Tiempo. [T]
t_{vm} = Vida media del trazador radiactivo. [T]
u = Velocidad aparente. [L/T]
V_g = Volumen de gas. [L^3]
V_o = Volumen de aceite. [L^3]
V_r = Volumen de retención. [L^3]
w = Factor acéntrico.
X = Distancia. [L]
x = Fracción molar de la fase líquida.
y = Fracción molar de la fase vapor.
λ = Actividad específica. Constante de decaimiento radiactivo. [$1/T$]
α = constante de dispersividad en el medio. [L]
φ = Porosidad. [adim]

Subíndices:

- i** = Trazador i
i = Componente i
l = Fase líquida
g = Fase gas.

BIBLIOGRAFÍA.

- 1.- Abbaszadeh-Dehghani, M., and Brigham, W.E.: " Analysis of Well to Well Tracer Flow to Determine Reservoir Heterogeneity" J P T (Oct., 1984) 1753-1762.
- 2.- Aguilera, R.: "Naturally Fractured Reservoirs", The Petroleum Publishing Co., Tulsa, Okla. (1980) 1-5.
- 3.- Amyx, J. W., Bass, D. M y Whiting, R. L.: "Petroleum Reservoir Engineering", McGraw-Hill Book Company, (1960).
- 4.- Aspetrol, Reporte de la Interpretación de la Prueba de Inyectividad en el Pozo T-428.
- 5.- Brigham, W.E.: "Maxing Equation is Short Laboratory Cares", Transactions, vol. 257, 1974.
- 6.- Brigham, W.E and Smith B.D.: "Predition of Tracer Behavior in Five-Sport Flow", paper SPE 1130 Presented at the 1965 SPE Annual Meting, Denver, Octubre 3-6.
- 7.- Carvajal, A. y Morales, N: Uso de Trazadores Radiactivos en la Caracterización de Yacimientos Petroleros. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería (Físico). UNAM (1994) 102-129.
- 8.- Carr, L., Wong, F. Nagel, R. McIntyre, F.: "An Application of chemical Tracers in Monitoring Injection in Vertical Hydrocarbon Miscible Floods" JCPT. Volume 36, No. 8 (Septiembre, 1997).
- 9.- Clarck, A.: "The Theory of Adsorption and Catálisis", Academic Press, (1970) 21-24.
- 10.- Deans, H. A., "Determination of Residual Oil Saturation", Capitulo VII. Interstate Oil Compact Commission, U.S.A, (Junio, 1978).
- 11.- Dempsey, J.C., Finney, R. E., and Macfarlene, R.M.: "The Applications of Radiotracers to Secondary Recovery". Producers-Monthly 22,12 (1958)1- 24.
- 12.- Denm, Richard L: Adsorption and Folw Multiple Tracer in Poruus Media. A Thesis in Petroleum and Natural and Gas Engineering. Department of Petroleum and Natural Gas Enginnering of the pennsylvania State University.(Diciembre, 1967).
- 13.- Dugstad, Ø., BjØrnstad, T. Y Hundere I.: "Measurements and Aplication of Partition Coefficients of Compounds Suitable for Tracing Gas Injected Into Oil Reservoir". Revue de 1^º Institut Francais Du Petrole. Vol. 47 No. 2 (Marzo-Abril,1992).
- 14.- Dugstad, Ø., BjØrnstad, T. Y Hundere I.: "Measurements of Gas Tracer Retention Under Simulated Reservoir Conditions", Jornal of Petroleum Scince an Engineering, 10 (1993), Elsevier Science PublishersB. V, Amsterdam.
- 15.- Everett, D. H.: "The Structure and Propertes of Porous Materials", Jornal of Chemical Physics, (1957) 14, 263-267.
- 16.- Fontana, F.: "Memoric Mathematical-Physical", Soc. Hall. Sci (1777) 1, 67.
- 17.- Geffen, Ted M. "Recovery More Oil from Knowns Fields", Eatern Regional Meeting of SPE of AIME. S.P.E. 4948,. (Noviembre 14-15, 1974).
- 18.- Holly, D. E., N. L. Guinasso, and E. H. Essingto.: "Hydrodynamic Transport of Radionoclides: One Dimensional case with Two- Dimensional Aproximation, Prepared for: U.S Atomic Energy Commission Nevada Operations Office, Las Vegas Nevada september (1989) 341-357.
- 19.- Horner, R.N.: "Geothemal Reinyection Experiences in Japan", JPT, (1982) 495-503.

- 20.- Jensen, C.L.: "Matrix Diffusion and its Effects on the Modeling of Tracer Returns from Fracture Geothermal Reservoir at Wairakei, New Zealand", SGP-TR-71 Stanford, California (1983).
- 21.- Lichtenberger, G. J., "Field Application of Interwell Tracer for Reservoir Characterization of Enhanced Oil Recovery Pilot Areas", S.P.E. 21652, Presented at the Production Operation Symposium, Oklahoma, (Abril 7-9, 1991).
- 22.- Martínez, B. Y grupo de Ingenieros y cuerpo técnico a cargo del proyecto Jujo-Tecominoacán.
- 23.- Mistcherlich, E. – Pages. Ann. Amer. Chem. Soc. (1881) 14, 451.
- 24.- Mungan, N.: "Pressure Maintenance by Gas Injection into Jujo-Tecominoacán Pemex Exploración y Producción, Región Sur, Cárdenas, Tabasco México" Report 1 March 3, 1999; Report 2 April 20, 1999; Report 3 May 24, 1999; Report 4 June 24, 1999; Report 5 August 5, 1999.
- 25.- Nájera, J.: "Aplicación de la Radiactividad en la Industria Petrolera". IMP (1969).
- 26.- Nájera, J.: "Aplicaciones del Tritio como Trazador en los Campos Petroleros de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua". IMP (1969).
- 27.- Ogata, A., and R. B. Banks.: "Asolution of Differential Equation of Longitudinal Dispersion in Porous Media", Professional Paper 411-A, U. S. Printing Office. Washinton D.C., (1961).
- 28.- Pérez, C. F: Dispersión de Trazadores en Medios Porosos Fracturados". Tesis de Licenciatura, Facultad de Ciencias (Físico). UNAM (1986) 2-5, 58-65.
- 29.- Perkins, R.k. y Jhonson O.C.: "A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media", Soc. Pet. Eng. J. (Marzo-1963) 70-84; Trans, A.I.M.E., 228 (1963) Vol. 228,70; SPE Dallas (1965) 8, 77-91.
- 30.- PROTECHNICS – O JEITO: " Interwell Tracer Program Proposal Jujo Field Nitrogen Injection Pilot Area , PEMEX Exploration & Production Prepared on : Report 1 May 04, 2000; Report 2 July 20, 2000; Report 3 April 10, 2002.
- 31.- PROTECHNICS – O JEITO: "Resultados Finales de la Inyección de Trazador PMCP en N₂ en el campo Jujo-Tecominoacán", Marzo 26, 1999.
- 32.- Pulido, B. H: Modelo de doble porosidad con flujo interporoso transitorio, para la interpretación de la respuesta de trazadores en yacimientos naturalmente fracturados. Tesis de Maestría. D.E.P.F.I. UNAM, (2001) 4-19.
- 33.- Pulido, B. H., Rivera, R. J., Samaniego, V. F., y Camacho, V. R., "Modelo de Flujo Radial para la Interpretación de la Respuesta de trazadores Radiactivos en Yacimientos Naturalmente Fracturados", Memorias del XXXVI Congreso Nacional DE la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C. Abril 1998.
- 34.- Ramírez, G. E: Algunas Aplicaciones de los Radioisótopos como Trazadores. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ciencias (Físico). UNAM (1973) 35-64.
- 35.- Ramírez, S. J: Modelos para Predecir el Flujo de Trazadores en Yacimientos Geotérmicos Naturalmente Fracturados. Tesis para Maestría, D.E.P.F.I. UNAM, (1988).
- 36.- Rivera, R. J. y Ramírez, S. J.: "Parallel Fractures Model for Interpretation of Tracer Tests Response Thorough Naturally Fractured Geothermal Reservoir", proceedings, Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford Ca (Dec., 1987).
- 37.- Sahimi, M.: "Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock: from Classical Methods to Modern Approaches. Weinheim; New York; Basel; Cambridge; Tokyo: VCH, (1995) 215-220, 246-248.

- 38.- Sandrea, R, Nielsen, R.F. "Dynamics of Petroleum Reservoirs Under Gas Injection." Gulf Publishing Company, Houston, Texas (1974).
- 39.- Saussere N. T – Gilbert'S Ann. Amer. Chem. Soc. (1814) 47,113.
- 40.- Sheecl, C. W.: "Chemical Observation Air and Fire", Amer. Chem. Soc.(1780) 1-5.
- 41.- Solares, A : Metodología empleada en la interpretación de pruebas de trazadores. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM,(2001) 3 - 32.
- 42.- Tang, J. S. Y Haker, B.C, "Interwell Tracer Test to Determine Residual Oil Saturation in Gas-Saturate Reservoir Part I: Theory and Design"; CIM/SPE 90-130 presented at CIM Petrol. Soc./SPE Intel. Tech. Mtg., Calgary, Alberta, Canada, (Junio 10-13, 1990).
- 43.- Tang, J. S. Y Haker, B.C, "Interwell Tracer Test to Determine Residual Oil Saturation in Gas-Saturate Reservoir Part I: Theory and Design"; CIM/SPE 90-130 presented at CIM Petrol. Soc./SPE Intel. Tech. Mtg., Calgary, Alberta, Canada, (Junio 10-13, 1990).
- 44.- Taylor, J. L and Brandy, T. R.: "Tracer tecnology Finds Expanding Applications". Petroleum Engineer International, June (1989).
- 45.- Velázquez, M. O: Aspectos Prácticos de Pruebas de Trazadores Radiactivos. Aplicación Campo Giraldas. Facultad de Ingeniería (Petrolero). UNAN (Enero, 2002) 54-58.
- 46.- Whitson, C.H. y Torp, S.B., "Evaluating Constant Volume Depletion Data", S.P.E 10067, San Antonio, (Octubre5-7, 1981).
- 47.- Wilson, G. M., "A Modified Redlich-Kwong Ecuation os State, Aplicacion General Physical Data Calculation", Aticulo Presentado en la 65th AIChE Meeting 1 Clevelang, (1969).
- 48.-Wood, K.N., Lai, F.S, and Heacock, D.W.: "Tracing Enhaces Miscible Pilot", Esso Resources Canada, SPE (1989), October 8-11.
- 49.- Young, D.M. and Crowell, A. D.: "physical Asorption of Gases ", London, Butterworths (1962) Chapter IV.
- 50.- Zemel, B.: "Tracer in the Oil Field". EL SEVIER SCIENCE, (1995), Chapter one, Chapter Three, Chapter Four and Chapter six.

Sitios Web

- a) Empleo de Radioisótopos como trazadores. Algunos procesos estudiados en distintas áreas empleando trazadores. <http://caebis.cnea.gov.ar>.
- b) Facultad Físicoquímica. Aditivos trazadores y químicos para la industria petrolera <http://fisicoquimicas.htm>.
- c) Protechnichs Acore Laboratories Company. <http://www.protechnics.com>.