

**GERENCIA DE RECUPERACION SECUNDARIA POR INYECCION DE AGUA:
APLICACIÓN DE TRAZADORES RADIOACTIVOS EN EL CAMPO EL FURRIAL**

Expositor: Ing. José Miguel Negrón Sarmiento
Autor (es): Ings. José M. Negrón y Guillermo Martínez
PDVSA Exploración y Producción – División Oriente
Venezuela

RESUMEN

La necesidad de tener un mejor conocimiento del yacimiento aumenta a medida que éste se explota. Dentro de las actividades que se implementan para cumplir dicho objetivo se encuentra la elaboración de modelos geológicos y dinámicos, que permiten planificar la explotación óptima de un yacimiento. Otra actividad que se programa para contribuir con la caracterización del reservorio, es la inyección de trazadores, los cuales permiten contribuir a la caracterización de yacimientos, mediante la definición del movimiento de fluidos cuando se implementan proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua y/o gas en el yacimiento.

En el marco del proceso de caracterización de los yacimientos del campo El Furrial, al oriente de Venezuela; y el seguimiento del frente de invasión de agua, en 1995 se diseñó e implementó un programa de inyección de trazadores radioactivos acuosos. Se seleccionaron cuatro tipos de trazadores: Tritio (HTO), Tiocianato marcado con Carbono 14 (SCN/C-14), Alcohol Isopropílico marcado con Carbono 14 (IPA/C-14) y Sodio 22; los cuales fueron inyectados en 15 pozos inyectoros de agua del campo. Posterior a este proceso, se ha venido desarrollando un plan de muestreo y análisis a los pozos productores del campo, bajo el criterio de selección de cortes de agua mayores del 5 %. El muestreo consiste en la toma de dos lotes de muestra crudo/agua mensuales, de las cuales se separa el agua y se analiza a fin de determinar la presencia de algún trazador.

Mediante estos análisis se identifican concentraciones del trazador en el agua producida, las cuales permiten identificar la procedencia de dicha agua, estableciendo así la relación entre inyectoros y productores. Asimismo, esta relación permite identificar comunicaciones a nivel de unidades de flujo y fallas, con lo que se mejora la caracterización geológica de los yacimientos del campo. Mediante este análisis se determinaron fallas comunicantes, canales preferenciales de flujo, fallas que comunican unidades del campo; lo cual ha permitido implementar estrategias de control de la producción de agua, reubicación de volúmenes de inyección, mejoramiento de perfil de inyección y producción de los pozos del campo, y ha permitido mejorar el monitoreo y seguimiento del comportamiento de los yacimientos del campo El Furrial, así como también sus modelos geológico y dinámico.

Otro aspecto importante del proyecto ha sido la predicción del avance del frente de agua, lo que permite establecer prácticas de ingeniería de yacimientos en el control de la producción de fluidos. Considerando la experiencia alcanzada con la inyección de trazadores en el agua, se diseña una estrategia de inyección de trazadores para el gas que actualmente se inyecta en el campo, con el propósito de monitorear el avance del frente de gas, lo que permitirá a futuro caracterizar y actualizar los modelos geológicos y dinámicos del campo El Furrial.

INTRODUCCION

El campo El Furrial es el campo petrolero más grande de Venezuela. Se ha producido por mecanismos de empuje por expansión de roca y fluidos, inyección de agua y recientemente inyección de gas. Tiene una extensión aproximada de 7745 hectáreas, y se encuentra ubicado en la parte central del Estado Monagas, al oriente de Venezuela. El campo fue descubierto en el año 1986 con la perforación del pozo FUL-1, perforaciones de nuevos pozos confirmaron la potencialidad del campo. Estratigráficamente, los yacimientos del campo El Furrial se ubican en las formaciones Caratas, Cretáceo y Naricual, siendo esta última la de mayor potencialidad, y donde se lleva a cabo el proyecto de inyección de trazadores.

La formación productora se encuentra a una profundidad comprendida entre -13000 y -16000 p.b.n.m., y posee un espesor variable entre 1500 y 1700 pies. Esta dividida en tres unidades principales, Naricual Superior, Naricual Medio y Naricual Inferior, pero para fines operacionales, se han unido las dos primeras para formar la unidad Superior/Medio. La temperatura actual del yacimiento se ubica entre 275 a 300 °F. La columna de crudo se caracteriza por un gradiente composicional que varía desde crudos de 30 °API, con un contenido menor al 1% de asfáltenos, en la cresta de la estructura, hasta crudos de 8 °API con

más de 15 % de asfáltenos en el tope de la zona de petróleo pesado, la cual se encuentra a cada flanco de yacimiento, y que separa de un acuífero subyacente. La presión inicial del yacimiento se midió en el pozo FUL-1, y fue de 11250 lpc a -13000 p.b.n.m. y para 1990, alcanzó un nivel promedio de 8500 lppc, con una fuerte declinación con producción y tiempo.

Este comportamiento originó un estudio de yacimiento con el fin de implementar un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en el campo, con el objeto de lograr un mantenimiento de presión y aumentar el factor de recobro de petróleo en el campo. Este estudio incluyó un modelo geológico del yacimiento, del cual surgió un esquema de frente de inyección en los flancos, en cada unidad de la formación Naricual. Este programa inició en el año 1992. Actualmente el nivel de presión en el campo se ubica, en promedio, a 6500 lppc medidos al datum de -13800 p.b.n.m.

Con la finalidad de mejorar este proyecto, y contribuir con la definición del modelo geológico y dinámico de las unidades del campo, se diseñó e implantó un programa de inyección de trazadores para el agua de inyección, a fin de determinar, entre otras cosas comunicación vertical entre las diferentes unidades productoras, dirección preferencial del frente de agua, características de las fallas del campo, y ubicación de las mismas, efecto de cada inyector sobre productor asociado, etc., información que sirve de base para la caracterización del yacimiento y la definición de modelos del mismo.

El programa de trazadores se desarrollo en varias fases, la primera de ellas consistió en el diseño del programa, donde se determinó tipos y cantidad de trazadores a utilizar de acuerdo a las características propias del campo, selección de pozos inyectores para el programa, pozos productores asociados, de acuerdo al modelo del yacimiento vigente para ese momento, etc. La segunda fase, la cual se desarrolla actualmente consiste en el muestreo periódico de los pozos productores del campo, con corte de agua, estas muestras son separadas en sus dos fases (crudo y agua), para analizar finalmente el agua y detectar concentraciones de trazador. Estas concentraciones se utilizan para construir gráficos de seguimiento de concentración de trazador versus tiempo acumulado posterior a la inyección del trazador.

El comportamiento de esta curva permite establecer; conjuntamente con el análisis de pruebas de presión, registros de flujo, historia de inyección-producción, etc.; el desarrollo del movimiento del agua pulsada con el trazador a través del medio poroso. Para ello se debe estimar, de acuerdo al modelo existente y la concepción de la geología del área, la concentración de irrupción del trazador en los pozos productores asociados al inyector. Estas concentraciones se calculan sobre la base del perfil de inyección de los pozos inyectores, las propiedades petrofísicas de las unidades completadas, del volumen de inyección, del distanciamiento de pozos y de la geometría estructural-estratigráfica del yacimiento.

Mediante esta metodología se han implementado mejoras al modelo geológico y dinámico del campo, además de definir la relación pozo inyector – pozo productor, lo que aunado a la evaluación de pozos, ha permitido el mejoramiento del perfil de inyección/producción de los pozos. Hoy día, continúa el análisis de trazadores acuosos, a fin de optimar dinámicamente la caracterización del campo, pasa así asegurar el éxito de los planes de explotación del campo El Furrial.

CARACTERISTICAS GENERALES DEL CAMPO EL FURRIAL

El campo El Furrial está enmarcado en la cuenca oriental venezolana, específicamente en la subcuenca de Maturín, tiene una extensión areal de 55 Km², está definido como una anticlinal asimétrico, cuyo eje tiene una orientación Norte 70° Este. El flanco norte, considerado más complejo, tiene un buzamiento mayor al flanco sur. Mediante interpretación de sísmica 2D, se definieron fallas normales transversales al eje de la estructura y fallas inversas de alto ángulo, paralelas al eje. Con el desarrollo de localizaciones en el campo, se definió mediante secciones estructural-estratigráfica, la presencia de fallas normales de alto buzamiento, y sección faltante variable. Actualmente está en desarrollo un plan de sísmica 3D, la cual permitirá refinar el modelo geológico del yacimiento. En este punto, el programa de trazadores que actualmente se lleva a cabo, aportará valiosa información al definir la orientación de estructuras en el campo.

Estratigráficamente, la columna del campo está formada por 10 formaciones distintas. Las secuencias sedimentarias abarcan desde el cretácico superior al terciario. Los yacimientos más importantes se encuentran en las formaciones Cretáceo y Naricual, siendo los de esta última los de mayor relevancia en el campo. La formación Naricual está definida claramente por dos intervalos transgresivos, definidos como sedimentos finos lutíticos y de aguas marinas profundas. La formación Naricual tiene un espesor variable de 1000 a 1500 pies, está dividida en tres unidades principales, Naricual Superior, Medio e Inferior. Operacionalmente las unidades Superior y Medio están consideradas en la unidad

Superior/Medio. Estas dos unidades se distinguen por un intervalo glauconítico de poco espesor, el cual se extingue hacia la zona oeste del campo.

La columna de fluidos abarca diversidad composicional bastante compleja, básicamente se tiene una zona de petróleo la cual es suprayacente a una zona de petróleo pesado muy asfáltico, conocido como "tarmat", esta zona comprende crudos desde 30 a 8 °API, con contenidos asfálticos del 1 a más del 15%. Esta complejidad se ha ido definiendo a medida que se ha desarrollado el campo, logrando determinar topes aproximados de la zona de petróleo pesado para ambos flancos. La presión original del campo se ubicó en 11250 lppc, medida en el pozo FUL-1, la temperatura se midió en 276 °F. Posteriormente se inició un plan de perforación a fin de definir la potencialidad del campo, logrando encontrar alto interés productivo del mismo. Actualmente el campo está desarrollándose a través de 91 pozos productores, los cuales suman 131 sartsas de producción.

INYECCION DE AGUA

Desde el inicio de la explotación del campo, la potencialidad del mismo se vio evidenciada en los niveles de producción y presión que presentaban los pozos, a medida que el mismo se fue explotando, se observó una drástica declinación de la presión de yacimiento, ubicándose en Enero de 1992 en unas 8000 lppc, por tal motivo se inició en esa fecha una prueba piloto de inyección de agua en el flanco sur, en el pozo FUL-3 a nivel del yacimiento Naricual Superior, y posteriormente en Noviembre del mismo año se realizó otro piloto inyectando en el pozo FUL-32, Naricual Inferior, y en Marzo de 1993 se inició el proyecto en sí, empezando con una inyección de 50 MBAPD, en Diciembre de 1993 se llevó la inyección a 227 MBAPD, distribuidos a través de 27 pozos inyectoras, ubicados a ambos lados de la estructura del campo.

El efecto de la inyección de agua en el campo ha sido notable, considerando que en Agosto de 1992 se tenía una disminución de la presión de yacimiento de 3050 lppc, asociada a una extracción de 272 MBNPD de la formación Naricual, lo cual representaba un factor de agotamiento de 11,2 lppc/MMBNPD, y actualmente la caída de presión es de 3930 lppc, con un diferencial de 870 lppc con respecto a Agosto de 1992, lo cual indica que la presión se ha mantenido en un valor promedio de 7000 lppc en el yacimiento. Actualmente se tiene un promedio de inyección de 510 MBPAD, manteniéndose tasas de inyección promedio entre 8000 y 16000 BAPD en los pozos inyectoras del campo en la formación Naricual, de los cuales 21 están completados en el miembro Naricual Superior/Medio y 11 completados en el miembro Naricual Inferior.

Debido a las características propias de los estratos que componen la formación Naricual, la eficiencia de barrido no ha sido la esperada, observándose canalizaciones entre inyectoras y productores. Igualmente mediante diversas revisiones del modelo geológico y dinámico del yacimiento, se han establecido correlaciones entre productores e inyectoras; las cuales se complican debido a la complejidad estructural del campo. Dada esta problemática y a la necesidad de mejorar la definición de los modelos geológico y dinámico del campo, se diseñó un programa de inyección de trazadores acuosos, a fin de determinar el movimiento del frente de invasión de agua, y la relación entre inyectoras y productores.

PROGRAMA DE TRAZADORES ACUOSOS RADIOACTIVOS

En Noviembre de 1.995 se implantó un programa de inyección de trazadores radioactivos en agua, a fin de optimar la caracterización de los yacimientos de la formación Naricual, definir el movimiento de los fluidos y mejorar los modelos geológicos y dinámicos de los yacimientos. Para ello se realizó un estudio, a través del cual se diseñó y seleccionaron los trazadores a utilizar sobre la base de las características geofísicas, productivas y dinámicas del campo. Bajo este esquema se analizaron conjuntos de trazadores, los cuales tenían un tiempo de vida suficiente como para definir durante un periodo considerable el grado de comunicación entre las estructuras existentes que separan los pozos inyectoras y productores asociados.

Partiendo de estas premisas, se seleccionaron los siguientes trazadores radioactivos: Tritio, Tiocianato marcado con Carbono 14, Alcohol Isopropílico marcado con Carbono 14 y Sodio 22. Las concentraciones de cada trazador fueron calculadas sobre la base de los volúmenes teóricos de inyección existentes en los pozos inyectoras del programa, para determinar dicho volumen porosidad del yacimiento, espesor de arena neta y distancia entre pozos suponiendo movimiento radial del fluido desde el inyector hacia el productor más lejano asociado, y según el avance del diseño. Estos se escogieron de manera interesparada en el campo tratando de cubrir la extensión de cada flanco de la estructura, y considerando que están completados en dos unidades distintas, Naricual Superior/Medio e inferior.

En total se seleccionaron 15 pozos inyectoros del campo. De los cuales 9 están completados en el miembro Naricual Inferior y 6 completados en Naricual Superior/Medio. Adicionalmente 6 pozos están dispuestos en el Flanco Sur de la estructura y 9 pozos en el flanco Norte. Escogidos los pozos, y determinadas sus tasas de inyección promedio, se calculó la concentración estimada de irrupción del trazador en los pozos productores, a fin de establecer un programa de muestreo en los pozos productores. En Noviembre de 1995 se procedió a la inyección de los trazadores en los pozos inyectoros seleccionados, este proceso se realizó a partir de un cronograma de operación a nivel de campo, en el cual se consideró la ubicación de los pozos a fin de agilizar el proceso.

Finalizada esta operación se inició el cronograma de muestreo a los pozos productores asociados a los inyectoros bajo la premisa de hacer un muestreo a los pozos con producción de agua mayor al 5 %. El muestreo se inició con una frecuencia de dos veces por mes, durante el muestreo se recoge una muestra de fluido de los pozos en los separadores de prueba, estas muestras son tratadas para separar la fase acuosa del crudo, posteriormente las muestras de agua son analizadas a fin de determinar la presencia de algún trazador en las mismas y poder identificar así la procedencia del agua, es decir detectar de cual inyector proviene el agua producción.

Con este análisis se determina la concentración del trazador en el agua de producción, para determinar el pozo inyector y establecer, mediante gráficos de concentración del trazador contra tiempo acumulado de inyección, posibles correlaciones geológicas. Este proceso se basa en el análisis de la curva de comportamiento, en la cual asociada evaluación de pozos permite realizar una interpretación geológica del área.

Actualmente se cuenta con un conjunto de análisis que permiten establecer relación entre los pozos inyectoros y productores. En total se tienen 11 pozos que han detectado presencia de trazadores, para totalizar 14 sartas productoras con muestreo de trazadores, relacionadas con 8 pozos inyectoros de agua.

INYECCION DE TRAZADORES EN EL CAMPO

Como se mencionó anteriormente, la inyección se realizó en Noviembre de 1995, para ello se tomaron una serie de consideraciones técnicas y de seguridad, por tratarse de productos radioactivos. La compañía contratada para esta fase del programa se encargó del manejo de los trazadores durante toda la operación de inyección, asegurándose de no dejar ningún residuo de material radioactivo en superficie.

Dentro de las pruebas previas y posteriores a la inyección, se tiene la medición de la radiación beta en sitio, tanto a los materiales y equipos de inyección, equipo superficial de los pozos, y especialmente a las conexiones superficiales de inyección. Así mismo se midió la radioactividad gamma de fondo antes y después de la inyección, directamente en el campo. Estos resultados fueron incluidos en el reporte final de inyección de la compañía contratada.

El proceso se inició con la preparación de cilindros de inyección, a excepción del Tritio, el cual es transferido de los viales originales a los cilindros inyectoros antes de iniciar la inyección en el campo. Previo a la inyección, los pozos inyectoros se prepararon colocando boquillas de inyección en las líneas de inyección de los pozos, para evitar contaminación al inyectar las soluciones de trazadores en la formación. Estas boquillas son tubos de acero inoxidable colocados en el medio del flujo de agua, con el fin de evitar que el trazador se adhiera a las paredes de la tubería.

Los cilindros de inyección se conectaron directamente a la línea de inyección, desplazando hidráulicamente la solución hacia la corriente de agua, terminada esta operación se continuó desplazando con agua fresca, hasta 10 veces el volumen inyectado, accionando el pistón interno que poseen los cilindros, a fin de remover todo el material radioactivo que pudiese quedar dentro del cilindro, y minimizar riesgos de contaminación.

Como medida de seguridad, previamente se realizan pruebas de presión hidráulicas a todo el sistema de inyección del pozo, a fin de garantizar que no existan fugas y así evitar una contaminación al ambiente y del personal durante la operación.

TOMA Y ANALISIS DE MUESTRAS

Posterior al proceso de inyección, se estableció un plan de muestreo a los pozos asociados a los inyectoros de trazadores, bajo la premisa de presentar corte de agua mayor al 5 por ciento.

Primeramente se escogieron a 25 pozos productores, con un análisis seleccionado al tipo de trazador inyectado en su pozo asociado. El muestreo se realiza dos veces por mes, tomando para ello una muestra de aproximadamente 1 galón en cada ocasión, la cual se recoge en las líneas del pozo que llegan al múltiple de recolección de producción.

Cada muestra se envía a laboratorio donde se separan las fases de crudo y agua, para ello se utilizan métodos de decantación, utilizando como agente separador al componente tolueno. Adicionalmente, la muestra se calienta y se añade algún agente dispersante. Separadas las fases, se almacena el agua para su posterior envío al laboratorio para la detección de los trazadores. Se realizan pruebas de detección, obteniendo así medidas de concentración en Nanocuries por barril en las muestras de los pozos seleccionados.

ANALISIS DE RESULTADOS

Mediante el análisis continuo de la producción de agua en los pozos del campo, se determinan curvas de concentración para cada pozo, donde se realiza seguimiento a la concentración del trazador contra tiempo transcurrido después de la inyección.

Estas curvas permiten definir la relación entre inyector y productor, es decir, permiten establecer relaciones de ubicación y comportamiento entre los pozos. Se puede estimar la existencia de barreras entre los pozos, o de cambios de estructura entre los mismos. De igual manera se pueden determinar comunicaciones entre unidades de flujo mediante el seguimiento al muestreo y análisis de la irrupción de trazadores. Estas interpretaciones son cotejadas con análisis de pruebas de restauración de presión, registros de flujo en los pozos, seguimiento a historia de producción e inyección y con los modelos geológico y dinámico del campo.

RESULTADOS OBTENIDOS

Desde el inicio del programa se han detectado en 15 sartas productoras del campo, que totalizan 11 pozos productores del campo, completados en las unidades Naricual Superior/Medio e Inferior. Se han detectado todos los trazadores inyectados, excepto el Sodio (inyectado en el FN-12IA), el cual no se espera observar debido a que su tiempo de vida media (2,7 años) es menor al tiempo transcurrido desde la inyección, lo cual indica que pudo degradarse en el yacimiento.

Respecto a los pozos inyectores, sólo el trazador inyectado en el FUL-34IA no se ha observado en ningún productor asociado en el campo. A continuación se presenta un análisis detallado por sarta observadora de la irrupción de trazador, inyector asociado y caracterización de la relación productor-inyector.

Pozo FN-2: Pozo completado al Noroeste del yacimiento Naricual Superior/Medio, vecino de los inyectores MUC-38IA, MUC-45IA y MUC-51IA, área oeste del yacimiento, FN-11A, FN-17IA en el área este, todos completados en la unidad Superior/Medio. De estos inyectores se trazó al MUC-45IA con HTO. Sin embargo en la sarta larga se observó la presencia del trazador SCN, el cual fue inyectado en el pozo FN-15IA, completado en el yacimiento Naricual Inferior, lo cual es indicativo de comunicación entre estas unidades a través de una falla entre estos pozos. Igualmente la sarta corta de este pozo comenzó a producir agua, la cual también está trazada con SCN. Estos eventos indican una comunicación a través de la estructura, lo cual ha permitido una producción de agua considerable.

Pozo FN-5: Pozo completado en el yacimiento Naricual Superior/Medio, sarta larga en Medio y Corta en Superior, vecino del inyector de agua FN-8IA, el cual fue trazado con alcohol Isopropílico, IPA. Primeramente el agua irrumpió en la sarta larga, la cual se cerró en Diciembre de 1997 por encontrarse 100 % en agua. En los diferentes análisis realizados se evidenció tempranamente la presencia del trazador IPA, con lo cual se reafirmó la relación entre este pozo y el inyector FN-8IA. En Octubre de 1997, el agua aparece en la sarta corta, siendo esta vez observado el trazador IPA dos meses después. Actualmente este pozo se encuentra cerrado en ambas sartas por producción de agua. Respecto a la caracterización del modelo del yacimiento, esta relación inyector-productor indica clara comunicación a través de la falla del FN-5, debido principalmente a la rápida irrupción de los fluidos inyectados en las sartas productoras. Sin embargo no se descarta irrupción del trazador SCN en este pozo, el cual fue inyectado en el pozo FN-10IA, buzamiento abajo y al noreste del FN-8IA.

Pozo FN-6: Este pozo se encuentra completado en la formación Naricual Superior-Medio, tiene asociado a los pozos inyectores FN-3IA, FN-10IA y FN-12IA, de los cuales no se espera la aparición del trazador del último inyector mencionado debido a que su tiempo de vida media transcurrió. El pozo observó el

trazador del inyector FN-3IA (HTO), ubicado al noreste del productor en el mismo bloque estructural, según el modelo geológico actual. Posteriormente se detectó el trazador del inyector FN-10IA (SCN), ubicado buzamiento abajo del productor, pero separados por una falla, según el modelo geológico actual. Revisando la historia de inyección de los pozos FN-3IA y FN-10IA, se tiene que ambos pozos han inyectado cerca de 26 MMBIs de agua, y se encuentran inyectando a una tasa de 20 MBAPD y 13 MBAPD respectivamente, por lo cual si no existiese barrera entre el productor y el FN-10IA, el trazador de éste debió observarse primero que el del FN-3IA, debido a la cercanía entre los dos. Este punto verifica la presencia de dicha barrera entre esos pozos vecinos, FN-10IA y FN-6S, razón por la cual el trazador del FN-3IA se observó primero. Este resultado corrobora el comportamiento comunicante de esta falla, que se presenta entre los pozos FN-5 y FN-8IA.

Pozo FUL-6: Pozo sencillo en Naricual Inferior, comenzó a producir agua en Junio de 1998, y para principios de este año se ubicó en 48 % AyS. En Agosto de 1998 se observó la irrupción de trazador SCN, el cual puede venir de alguno de los dos pozos inyectoros cercanos a éste, el FN-11IA, completado también en Naricual Inferior, o el FN-10IA completado en Naricual Superior/Medio. Si se mantiene el criterio de la influencia del inyector de Naricual Inferior, FN-11IA, como principal agente de formación del canal de agua en el flanco norte de este yacimiento, es probable que este inundando al pozo FUL-6, considerando que el pozo FN-10IA se encuentra relativamente distante del productor, y que además existen dos fallas entre productor e inyector. Con los resultados obtenidos hasta el momento, no se observa una disminución en la concentración del trazador que pudiese inferir la presencia de alguna barrera entre productor e inyector.

Pozo FUL-11: Completado en Naricual Inferior y Cretáceo, sarta corta y larga respectivamente, tiene asociado al inyector FUL-35IA, en el cual se inyectó el trazador SCN. El comportamiento del trazador en este pozo parece corroborar el modelo geológico actual para esta área, ya que en el gráfico de concentración de trazador respecto a meses transcurridos de inyección, se muestra la presencia de barreras entre ambos pozos por las interrupciones en la curva de concentración de trazador contra tiempo transcurrido después de la inyección del trazador. Similar al comportamiento de presión del pozo FUL-11, donde las pruebas de restauración, señalan la ubicación del productor dentro de un canal limitado entre barreras que interrumpen el flujo. Igualmente los registros de flujo y secciones estratigráficas muestran que los intervalos de inyección del pozo FUL-35IA se extienden hasta los intervalos de producción del FUL-11.

Pozo FUL-13: Este pozo está completado en el yacimiento Naricual Superior-Medio, inicialmente se consideró como observador de la inyección del pozo FN-9IA, debido a que están completados en el mismo yacimiento, y en el modelo geológico anterior estaba ubicado en el mismo bloque estructural. Durante los distintos muestreos al pozo, no se observó este comportamiento, por lo contrario, el trazador observado fue el del pozo FN-11IA, el cual se encuentra completado en el yacimiento Naricual Inferior. Cabe destacar que el inyector se encuentra fallado, y mediante secciones estructurales, que permitieron definir el modelo geológico actual, se determinó que dicha falla colocaba el intervalo de completación del FUL-13 (unidad Medio) frente a la unidad Inferior, donde se encuentra el inyector FN-11IA. Esto explica el efecto comunicante entre la inyección en Naricual Inferior por parte del FN-11IA y el productor FUL-13 en Naricual Medio. Adicionalmente, los niveles de presión registrados en este pozo, se asemejan al de los pozos afectados por el FN-11IA, como el FUL-29I y FUL-41.

Pozo FUL-20: Pozo completado en la formación Naricual Superior e Inferior, sarta corta y larga respectivamente, tiene como inyector asociados al FUL-31IA y FUL-34IA, en Naricual Inferior, y a los pozos FUL-26IA y FUL-27IA en Naricual Superior. De estos inyectoros sólo los dos primeros entraron al programa de inyección trazadores, se utilizó para ello SCN y HTO, respectivamente. De los trazadores inyectados, sólo irrumpió el trazador SCN (Ful-31IA) en ambas sartas, lo que es lógico en la sarta larga, sin embargo la irrupción en la sarta corta es signo de una fuerte comunicación entre los yacimientos en esta zona, o de un fuerte daño en la completación del pozo; aunque debe considerarse que la irrupción de agua en estas sartas fue en tiempos distintos, en la sarta larga fue en Marzo de 1995 y en la corta en Julio de 1997. Esta situación es la base para la realización de pruebas de comunicación a nivel del pozo.

Pozo FUL-29: Este pozo se encuentra completado en el área noreste del campo, en los yacimientos Superior e Inferior, teniendo como inyector asociado a los pozos FN-11IA, FN-16IA y FUL-32IA en Naricual Inferior; siendo únicamente el FN-11IA marcado con trazador (SCN). Este pozo comenzó a cortar agua en la sarta larga en Agosto de 1995, y para la fecha tiene un 50 % de agua, el trazador fue detectado en Octubre de 1997, aunque se tiene observación de agua inyectada en el FN-11IA, no se descarta la acción combinada de inyección de éste con el pozo FUL-32IA. El comportamiento de producción del pozo, además de los niveles de presión y el perfil de producción, junto con la de los pozos

FUL-13, FUL-46 y FUL-41, muestran la influencia que ha tenido la inyección en el FN-11 en la formación de canales invadidos por agua que se extienden en todo ese sector del yacimiento.

Pozo FUL-41: El pozo se encuentra completado en Naricual Medio e Inferior, buzamiento abajo del pozo FUL-49. En la versión anterior del modelo geológico, se consideró confinado en una estructura fallada, teniendo como pozos inyector asociados al FN-11IA y FUL-32IA, el trazador SCN se inyectó en el primero de ellos. Después de la revisión del modelo, los pozos FN-11IA y FUL-41I, se separaron por una falla cercana al inyector. Este pozo se encuentra a una distancia considerable del inyector, pero de acuerdo al comportamiento de presión y secciones estructurales, las arenas que se extienden en el sector noreste de Naricual Inferior, muestran niveles de presión similares y poseen mejores condiciones petrofísicas. Esto contribuyó a la creación de un canal que se extiende desde el FUL-29 hasta más allá del FUL-41. Otro aspecto importante es la influencia del inyector FUL-32IA, el cual ha inyectado cerca de 21 MMBls de agua, que probablemente inundaron las zonas buzamiento abajo del FUL-41, de acuerdo a la interpretación de canales en esa área. Debido a esto, y por encontrarse delimitado entre fallas, el agua inyectada pudo haberse desplazado hacia el canal de los pozos FUL-13I, FUL-29I y FUL-41I y permitir la canalización del agua en esta zona del yacimiento.

Pozo FUL-46: Este pozo se ha considerado desde un principio como observador del trazador inyectado en el FUL-35IA, de acuerdo a la concepción geológica del momento y la última del modelo lo corroboró. Ambos están ubicados en la misma extensión de arena, la cual forma un canal delimitado por dos fallas, como se mencionó en el análisis del pozo FUL-20. El gráfico de seguimiento de este pozo muestra un comportamiento típico de desarrollo entre pozos inyector y productor sin interferencias entre el recorrido de fluido inyectado. Los registros de flujo muestran un perfil de producción e inyección similares, por lo que el corte de agua de este pozo se ha venido incrementando progresivamente hasta ubicarse en valores del 70 %, mientras el inyector se mantiene a una tasa de 8 MBAPD, con una inyección acumulada de 20 MMBls.

Pozo FUL-47: Este pozo se encuentra completado en Naricual Superior Medio, teniendo como inyector asociado al pozo FUL-38IA, al cual se le inyectó HTO. La producción de agua de este pozo comenzó en Febrero de 1998, debido a un trabajo de recañoneo y apertura de arenas adicionales, que estimuló la producción de fluidos en el pozo, y por ende la irrupción de frente de agua cercano a este pozo. En Agosto de 1998 se realizó un análisis de trazadores a este pozo, y mostró la presencia del trazador SCN, el cual no fue inyectado en ningún pozo del Yacimiento Naricual Superior-Medio asociado a este pozo. El único pozo inyector cercano al productor es el FUL-35IA, el cual se encuentra completado en Naricual Inferior. Posteriormente se observó la presencia de HTO (proveniente del FUL-38IA). Este comportamiento revela una clara comunicación entre las unidades Superior-Medio e Inferior en este sector del campo, por lo cual debe monitorearse continuamente el comportamiento de producción-inyección del área a fin de definir la correspondencia entre zonas.

Estos resultados permiten establecer zonas del yacimiento donde probablemente existe comunicación entre los yacimientos, debido principalmente a la relación inyector-productor. Igualmente permite predecir, con cierto grado de exactitud, el avance progresivo del frente de inyección de agua, a fin de establecer criterios de control de inyección en aquellos pozos que estén canalizando agua hacia los productores.

Por ejemplo, el análisis y seguimiento al programa de trazadores ha permitido la planificación de trabajos de mejoramiento de perfil de inyección/producción en pozos del campo, tal como el inyector FUL-35IA, que afecta a tres productores, FUL-11, FUL-46 y FUL-47; al cual se le ha intentado mejorar el perfil de inyección a través de aislamiento de intervalos canalizados y estimulación de intervalos poco receptores de inyección. Otra aplicación que ha resultado de la inyección de trazadores en el campo, es la redistribución de volúmenes de inyección en el campo, mediante la detección del movimiento del frente de agua, lo que ha permitido establecerse prácticas para optimar el agua inyectada en los yacimientos, en aquellas zonas donde la observación de trazadores indiquen movimiento distinto al de barrido hacia los productores.

CONCLUSIONES

El programa de inyección de trazadores en el Campo El Furrial ha permitido establecer prácticas de seguimiento, monitoreo y control de los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua. Esto involucró la optimización de producción y mejoras en el factor de recobro, al permitir utilizar técnicas de redistribución de volúmenes de inyección de agua, mejoramiento de perfiles de producción/inyección, identificación de canales en los yacimientos, determinación de áreas invadidas por agua a fin de proponer trabajos de reparación y de perforación de nuevos puntos de drenaje. Asimismo, ha servido

para el establecimiento de controles en la optimización del modelo estático y dinámico del campo, mediante la definición de zonas comunicantes en el yacimiento, barreras al flujo, fallas comunicantes y sellantes, y sobretodo movimiento del frente de invasión de agua; en conjunto con pruebas de presión, análisis de producción e inyección, y evaluación de pozos, entre otras herramientas de seguimiento.

RECONOCIMIENTOS

El siguiente trabajo se ha realizado con la colaboración de Intevep, filial de PDVSA, y la compañía TRUTAG SYSTEMS INC. De U.S.A., las cuales participan dinámicamente en el seguimiento al proyecto de inyección de trazadores radioactivos acuosos en el Campo El Furrial.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Negrón J., Martínez G. Proyecto de Inyección de Trazadores Acuosos. Informe de Progreso. PDVSA EyP. Noviembre 1998.
- 2.- Audemar N. de, Ramones M., Martínez G. Redimensionamiento del programa de trazadores radioactivos en el campo el Furrial: Diseño. Intevep, PDVSA. Diciembre 1994.
- 3.- Radiation Safety Procedures Manual. TRU-TAG Systems, Inc.
- 4.- Bjørnstad T. Selection of tracers for oil and gas reservoir evaluation. IFE/KR/E-91/009. IFE, Agosto 1991.
- 5.- Proyecto de Recuperación Secundaria. Yacimiento Naricual. Campo El Furrial. Informe de progreso 1996. Lagoven S.A.
- 6.- Vilela M., Chacón L., Meléndez C. Prueba de Inyección de Trazadores en el Campo El Furrial: Simulación de Resultados Preliminares. Intevep, PDVSA. Noviembre 1996

LEYENDA DE ILUSTRACIONES

- Tabla 1. Esquema de Pozos Inyectores y Trazadores.
 Tabla 2. Diseño y Escalamiento de la prueba de trazadores
 Figura 1. Ubicación Geográfica del Campo El Furrial
 Figura 2. Registro Tipo del Campo El Furrial
 Figura 3. Resultado por Pozo Observador
 Figura 4. Inyección de Trazadores en Naricual Superior-Medio
 Figura 5. Inyección de Trazadores en Naricual Inferior

ANEXOS

Tabla 1.- Esquema de Pozos Inyectores y Trazadores

Pozo Inyector	Trazador
FUL-39	HTO
FUL-35	SCN
FUL-33	HTO
FUL-34	HTO
FUL-31	SCN
MUC-45	HTO
FN-15	SCN
FN-13	HTO
FN-8	IPA
FN-12	Na
FN-10	SCN
FN-3	HTO
FN-11	SCN
FN-9	IPA
FUL-38	HTO

Tabla 2. Diseño y Escalamiento de la prueba de trazadores

Pozo	Trazador	Yacimiento	R (pies)	H (pies)	Poros.	Vd (MMBls)	Actividad
FUL-39	HTO	NI	4260	250	0.17	173	90 mCi
FUL-38	HTO	NSM	3600	280	0.18	123.5	86 mCi
FUL-35	SCN	NI	2000	350	0.17	56.4	60 Ci
FUL-33	HTO	NI	2000	350	0.17	53.3	35 mCi
FUL-34	HTO	NI	2800	300	0.17	89.5	50 Ci
FUL-36	SCN	NI	3000	300	0.16	103	55 mCi
MUC-45	HTO	NSM	3000	350	0.15	113	120 Ci
FN-15	SCN	NI	2800	370	0.12	97.4	50 mCi
FN-13	HTO	NI	2800	270	0.16	56.8	60 Ci
FN-8	IPA	NSM	1400	450	0.15	31.6	35 mCi
FN-12	Na	NI	3500	340	0.16	140	70 Ci
FN-10	SCN	NSM	1600	340	0.13	40.3	50 mCi
FN-3	HTO	NSM	4000	440	0.17	121	60 mCi
FN-11	SCN	NI	1840	260	0.17	43.6	50 Ci
FN-9	IPA	NSM	1400	340	0.18	26.8	35 mCi

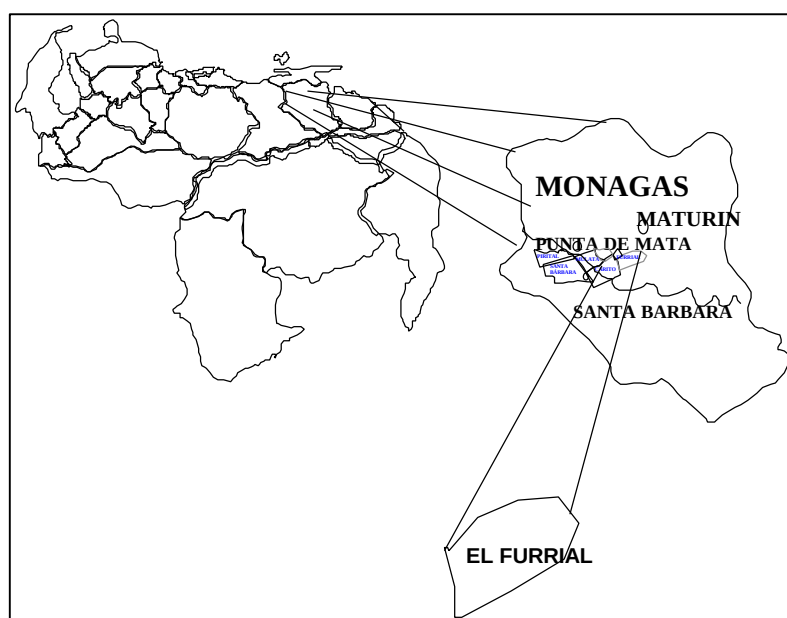


Figura 1. Ubicación Geográfica del Campo El Furrial

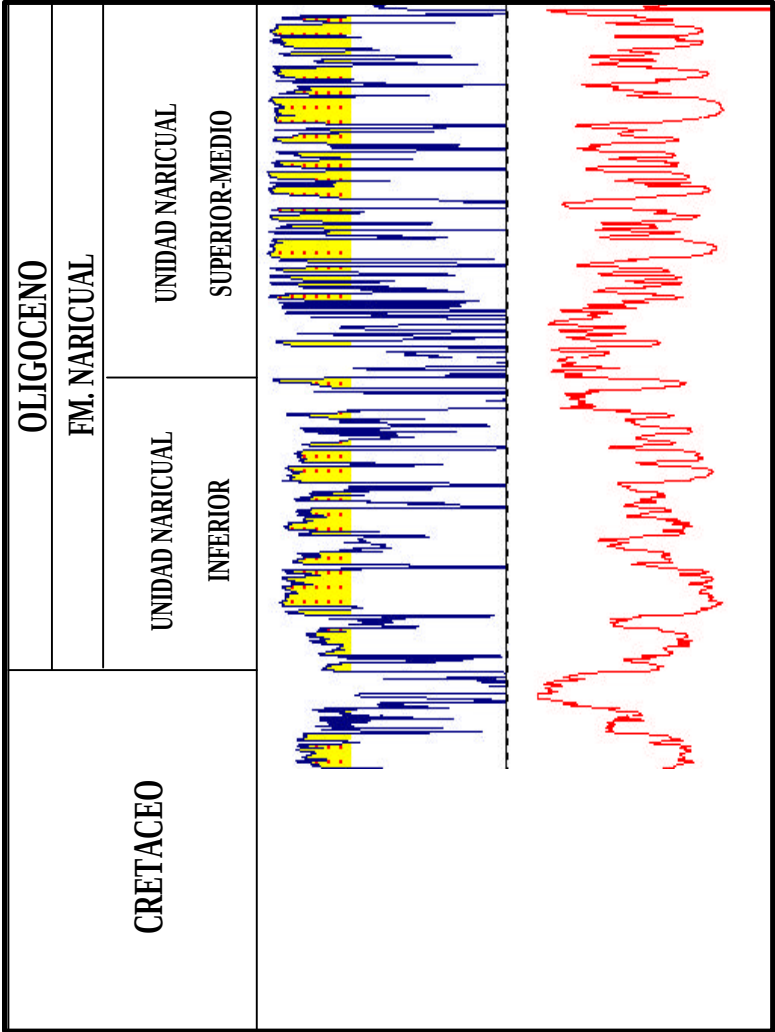
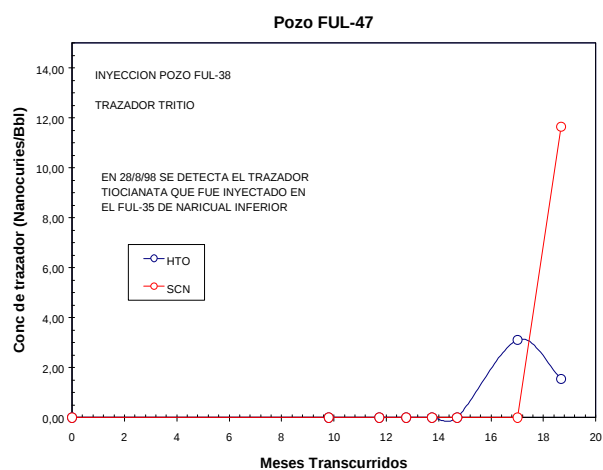
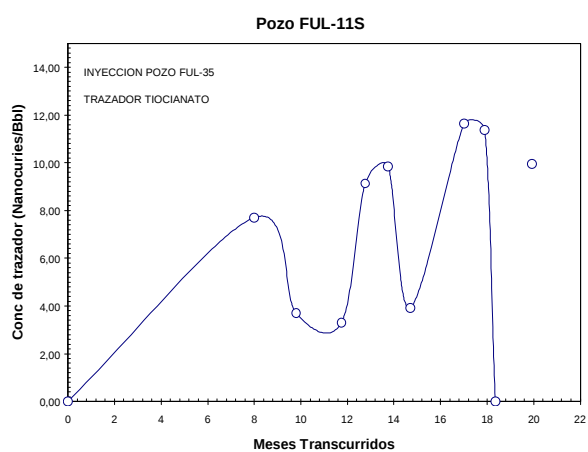
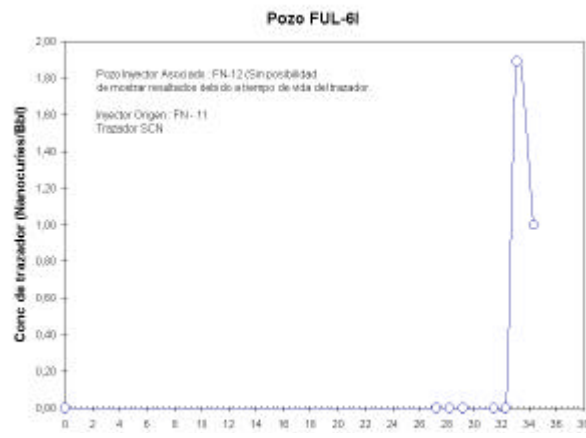
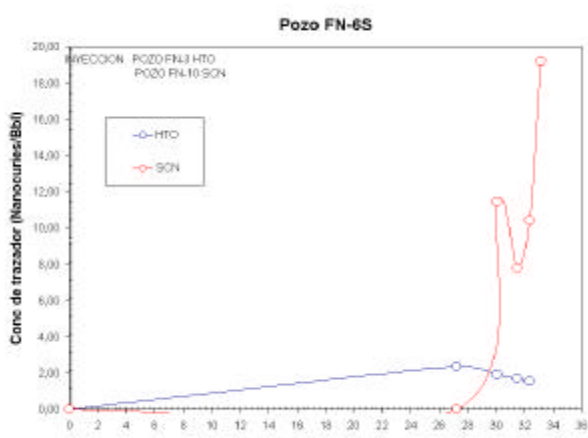
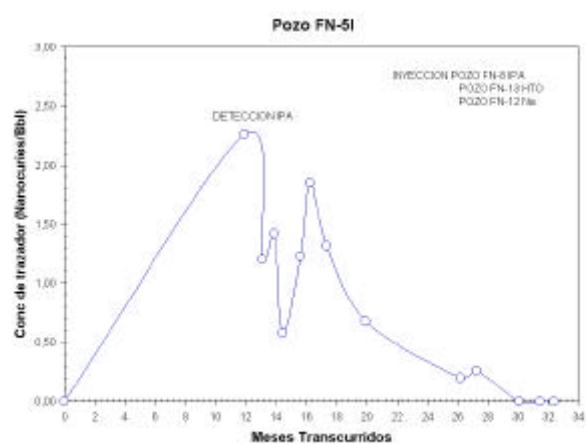
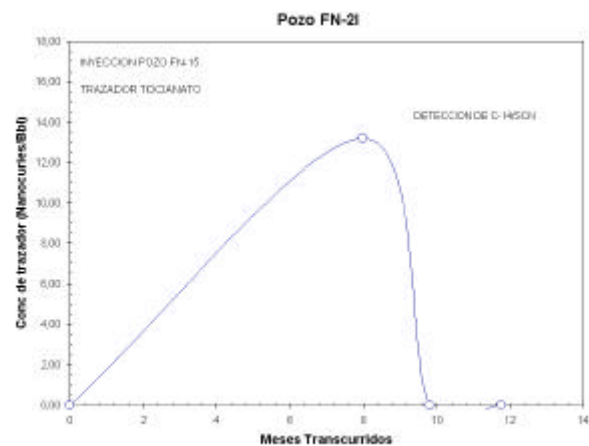
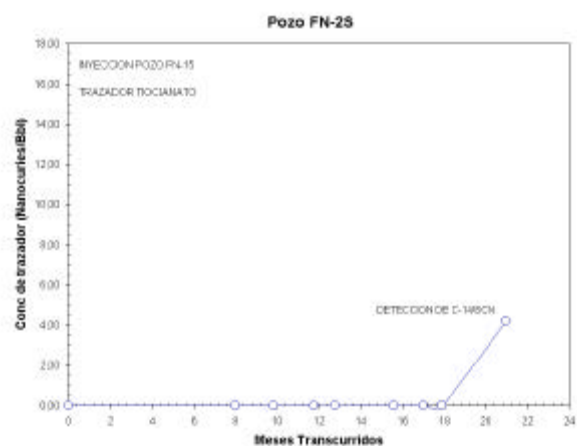


Figura 2 Registro Tipo del Campo El Furrial

Figura 3. Resultados por Pozo Observador.



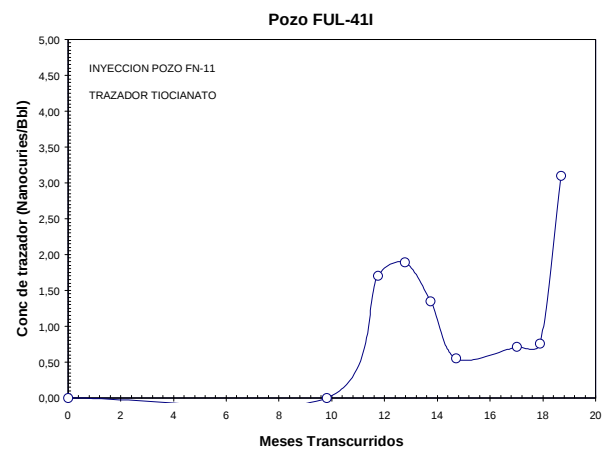
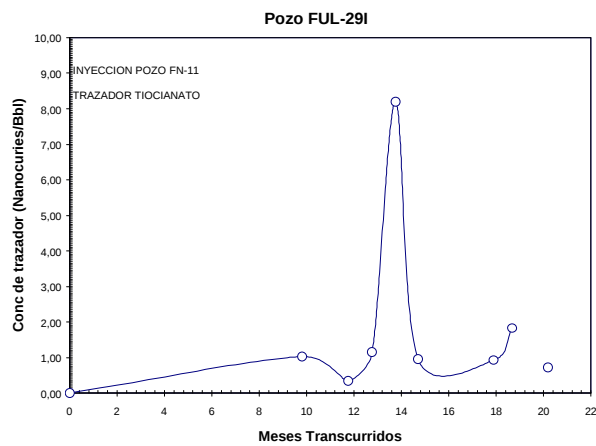
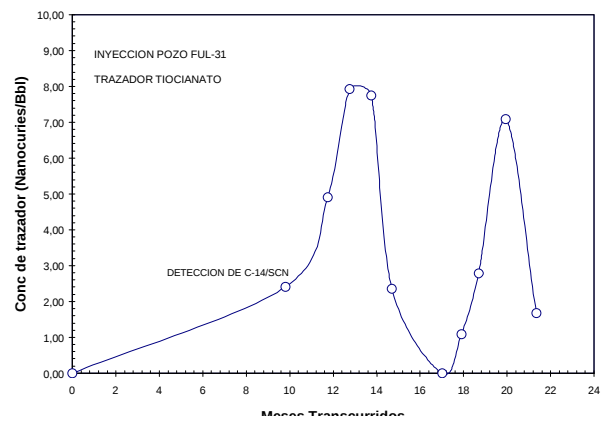
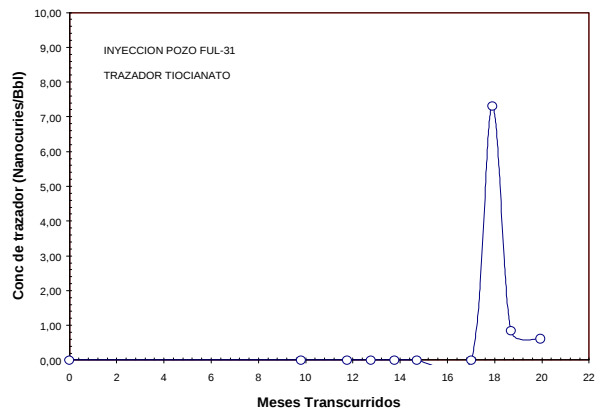
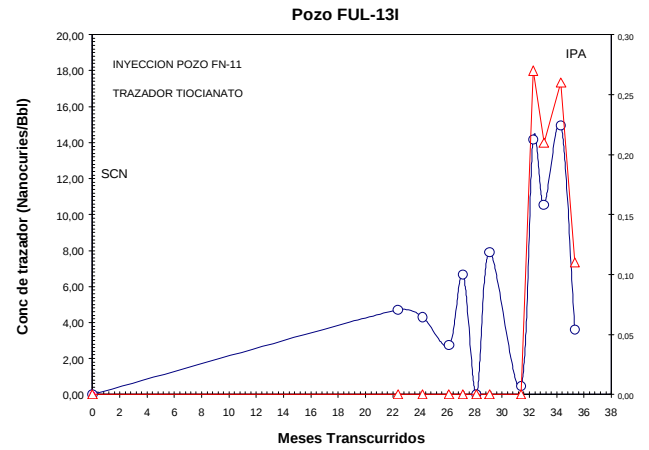
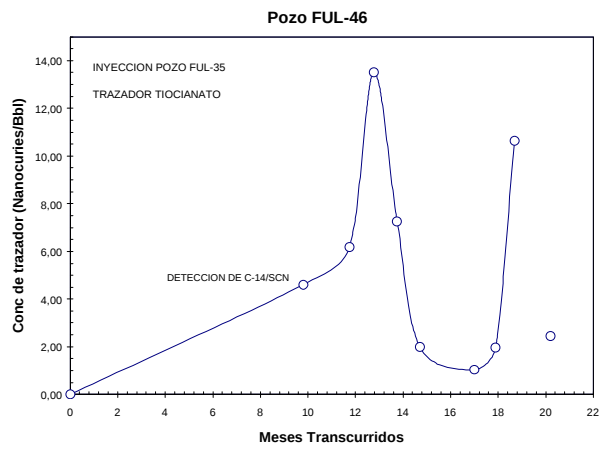


Figura 4. Inyección de Trazadores en Naricual Superior-Medio

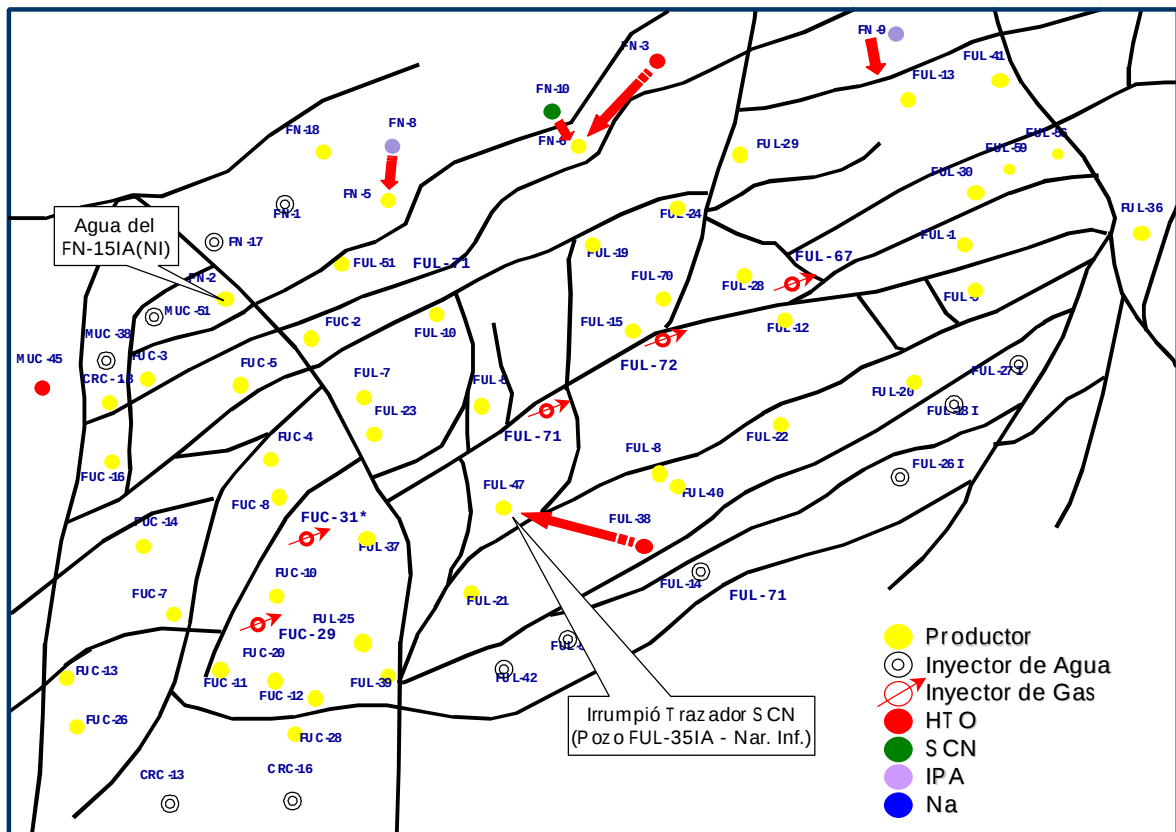


Figura 5. Inyección de trazadores en Naricual Inferior

