

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ESTUDIO DEL USO DE UN RADIOTRAZADOR EN EL ANÁLISIS DEL
COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL AGUA DE INYECCIÓN EN UN
CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

VÍCTOR XAVIER SALCEDO LEÓN

xavisg12@yahoo.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, MSc.

raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Julio 2008

DECLARACIÓN

Yo, Víctor Xavier Salcedo León, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Xavier Salcedo L.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Víctor Xavier Salcedo León, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia, MSc.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Al personal docente de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, por todos sus conocimientos impartidos durante este período universitario.

Al Ingeniero Raúl Valencia por haber dirigido este Proyecto de Titulación con la sabiduría y responsabilidad que lo caracteriza.

A todo el personal de la Comisión Ecuatoriana de Energía Atómica, en especial a los ingenieros César Altamirano, Marco Fajardo y Danilo Rosales por su valioso asesoramiento.

Al Ingeniero Irving Salazar de la Unidad de Investigación y Desarrollo Tecnológico de Petroecuador por sus enseñanzas y la motivación brindada para realizar este trabajo.

A mi querida familia: mi madre Sonia León y mis hermanos: Verónica, Gustavo y Yecenia por todo el apoyo recibido de su parte. Sin ustedes no hubiera podido llegar hasta aquí, realmente, mis logros son los suyos.

A todos mis compañeros de aula, en especial aquellos con los que pasé más tiempo: Mayra, Mónica, Elizabeth, Anabela, Santiago y Marco; por todas las cosas que he aprendido de ustedes.

Al buen Dios, que puso Sus ojos en mi vida, valorando lo que quizás otros no veían en mí. Eres el motor que me leva a seguir adelante. Lo eres todo y fuera de Ti ninguna cosa quiero en la vida.

DEDICATORIA

A mi familia, mis profesores, mis compañeros de universidad, mis amigos del ministerio más especial de todo el mundo.

Al mejor amigo que puede existir, te dedico no sólo este trabajo, sino cada segundo de mi vida, de verdad mil gracias.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL YACIMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN EL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL FLUIDO DE INYECCIÓN EN EL YACIMIENTO.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL YACIMIENTO.....	1
1.1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO	1
1.1.2 LA ESTRUCTURA AUCA	1
1.1.3 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS	1
1.1.4 AMBIENTES SEDIMENTARIOS DE LOS RESERVORIOS.....	5
1.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS.....	6
1.1.6 COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL RESERVORIO.....	6
1.1.6.1 Comportamiento en la arena “U”.....	6
1.1.6.2 Comportamiento en la arena “T”	7
1.1.7 CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS EN EL CAMPO AUCA.....	8
1.1.7.1 Arenisca “U”	8
1.1.7.2 Arenisca “T”	8
1.2 PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN EL COMPORTAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN EN EL YACIMIENTO.....	9
1.2.1 TRAMPAS DE HIDROCARBUROS.....	9
1.2.2 PRESIÓN EN EL RESERVORIO.....	11
1.2.3 PROPIEDADES DE LA ROCA RESERVORIO.....	12
1.2.3.1 Porosidad.....	12
1.2.3.2 Permeabilidad	13
1.2.4 ESTÁTICA DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS	14
1.2.4.1 Mojabilidad.....	14
1.2.4.2 Tensión Superficial	15
1.2.5 PRESIÓN CAPILAR.....	16
1.2.6 DRENAJE E IMBIBICIÓN	18
1.2.7 FLUJO BIFASICO: EFICIENCIA AL DESPLAZAMIENTO	19
1.2.8 EFICIENCIA AL DESPLAZAMIENTO	20
1.2.8.1 Saturaciones iniciales de agua y petróleo.....	20
1.2.8.2 Desplazamiento de petróleo por agua	21
1.2.9 PERMEABILIDADES EFECTIVAS Y RELATIVAS	24

1.2.10 RELACIÓN DE MOVILIDADES	25
1.2.11 CONCLUSIÓN	26
CAPÍTULO DOS: TÉCNICA DE INYECCIÓN DE RADIOTRAZADORES EN EL YACIMIENTO.....	27
2.1 GENERALIDADES DE LOS TRAZADORES	27
2.1.1 CONCEPTO DE TRAZADOR	27
2.1.2 METODOLOGÍA DE LOS TRAZADORES.....	27
2.2 TRAZADORES RADIATIVOS.....	29
2.2.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL EMPLEO DE RADIOTRAZADORES	30
2.2.2 SELECCIÓN DEL TRAZADOR RADIATIVO.....	30
2.2.3 EL TRITIO.....	31
2.2.3.1 Medición de tritio.....	33
2.2.4 CONTADOR DE CENTELLEO LÍQUIDO.....	33
2.3 APLICACIÓN DE RADIOTRAZADORES EN ESTUDIOS DE INTERCONEXIÓN DE POZOS	35
2.3.1 INYECCIÓN	36
2.3.2 MUESTREO.....	38
2.3.3 MEDICIÓN Y CORRECCIÓN DE RESULTADOS	39
2.3.4 RESPUESTA TEMPORAL.....	41
2.3.4.1 Información Obtenida a partir de la representación temporal	42
2.3.5 RESPUESTA VOLUMÉTRICA.....	43
2.3.6 MODELOS MATEMÁTICOS	46
2.3.6.1 Modelos Simples.....	46
2.3.7 CÁLCULO DE LA ACTIVIDAD A INYECTAR	48
CAPÍTULO TRES: APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE RADIOTRAZADORES EN EL YACIMIENTO DE ANÁLISIS.....	50
3.1 INYECCIÓN DEL TRAZADOR.....	50
3.1.1 CÁLCULO DE LA ACTIVIDAD A INYECTARSE.....	50
3.1.1.1 Determinación del volumen a marcarse.....	51
3.1.1.2 Límite de detección.....	52
3.1.1.3 Cálculo de la concentración radiactiva en el pozo productor, ubicado a una distancia determinada.....	53
3.1.2 PROCEDIMIENTO DE INYECCIÓN DEL TRAZADOR	55
3.2 INYECCIÓN DE AGUA POSTERIOR A LA INCORPORACIÓN DEL TRAZADOR.....	56

3.3 MONITOREO DE LOS POZOS PRODUCTORES.....	63
3.3.1 MUESTREO.....	63
3.3.2 MUESTRAS EN EL POZO INYECTOR	64
3.3.3 MUESTRAS EN EL MANIFOLD	65
3.3.3.1 Procedimiento utilizado para obtener las muestras de agua de los tres pozos productores PP-35, PP-21, PP-19 en febrero de 2008	66
3.3.4 MUESTRAS EN EL TANQUE DE LAVADO.....	72
3.3.5 MUESTRAS EN LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA	72
3.3.6 PREPARACIÓN DE CADA MUESTRA PARA SER ANALIZADA EN EL CONTADOR DE CENTELLEO LÍQUIDO.....	73
3.3.7 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DEL CONTADOR DE CENTELLEO LÍQUIDO	76
3.3.7.1 Instrucciones de operación del contador de centelleo líquido.....	76
3.4 CURVAS DE RESPUESTA.....	78
3.4.1 CONCLUSIONES OBTENIDAS DE LAS CURVAS DE RESPUESTA....	78
3.3.1 CORRECCIONES A LA CURVA DE RESPUESTA	79
3.3.1.1 Corrección por la eficiencia del equipo	80
3.3.1.2 Corrección por el background.....	81
3.3.1.3 Corrección por decaimiento radiactivo.....	81
3.4 ENSAYO PARA EL YACIMIENTO ZX (ARGENTINA)	82
3.4.1 INYECCIÓN EN EL POZO G-12.....	82
3.4.2 RESULTADOS EXPERIMENTALES	83
3.4.2.1 Encabezado.....	84
3.4.2.2 Fondo Promedio	84
3.4.2.3 Desvío del fondo.....	85
3.4.2.4 Concentración mínima detectable.....	85
3.4.2.5 Actividad Neta.....	86
3.4.2.6 Concentración de trazador VS Tiempo	86
3.4.2.7 Caudal Producido	86
3.4.2.8 Actividad Recuperada de trazador.....	87
3.4.3 RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LAS CURVAS DE PASO DEL TRAZADOR Y DE LAS CURVAS DE ACTIVIDAD RECUPERADA.....	89
3.4.3.1 Pozo K-124	89
3.4.3.2 Pozo K-119.....	90
3.4.3.3 Pozo K-116	90

3.4.3.4 Pozo K-117	91
3.4.3.5 Pozo K-113	92
3.4.3.6 Distribución de la cantidad de Trazador Recuperado	92
3.4.3.7 Direcciones preferenciales de Flujo	93
CAPÍTULO CUATRO: INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN.....	95
4.1 BREVE DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN	95
4.1.1 CONSIDERACIONES BÁSICAS DEL PROGRAMA.....	95
4.1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS	96
4.2 INGRESO DE LOS POZOS DEL ARREGLO.....	96
4.3 INGRESO DE LOS PARÁMETROS DE CÁLCULO.....	98
4.3.1 CASO 1: SUPOSICIÓN EN LA QUE NO EXISTEN FALLAS O LAS BARRERAS SON NO SELLANTES.....	99
4.4 INGRESO DE LAS BARRERAS SELLANTES.....	100
4.4.1 CASO 2: SUPOSICIÓN EN LA QUE SÓLO ACTÚA LA FALLA “X”.	102
4.4.2 CASO 3: SUPOSICIÓN EN LA QUE SÓLO ACTÚA LA FALLA “Y”.	102
4.4.3 CASO 4: SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS FALLAS “Y” Y “Z” SIMULTANEAMENTE.....	103
4.4.4 CASO 5: SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS FALLAS “X” Y “Z”	104
4.4.5 CASO 6: SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS FALLAS “X” Y “Y”.	104
4.4.6 CASO 7: SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS TRES FALLAS “X” “Y” “Z”	105
CAPÍTULO CINCO: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	107
5.1 CONCLUSIONES.....	107
5.2 RECOMENDACIONES	110
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	112
ANEXOS	113

ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1.	Mapa de ubicación de pozos del Campo Auca	2
1.2.	Mapa de profundidad al tope de la arena "U"	3
1.3.	Campo Auca: Sección sísmica 83-314	4
1.4.	Columna estratigráfica del Campo Auca	5
1.5.	El agua de inyección desplaza al banco de petróleo	9
1.6.	Estructura anticlinal	10
1.7.	Falla Geológica	10
1.8.	Porosidad efectiva, no efectiva y total	13
1.9	Efecto del tamaño del grano sobre la permeabilidad	
1.10	La mojabilidad depende del fluido mojante, del tipo de material sólido y de las condiciones de su superficie	
1.11	Película superficial aparente causada por la atracción entre las moléculas de líquido.	
1.12	Efecto de la mojabilidad y la tensión superficial sobre gotas de agua y mercurio en una superficie	
1.13	Ascenso del agua y descenso del mercurio en un capilar de vidrio	
1.14	Efecto del tamaño del capilar sobre la altura de descenso del líquido	
1.15	Drenaje e imbibición.	
1.16	Saturaciones de petróleo y agua originales en un medio poroso.	
1.17	Desplazamiento de petróleo por gas en un canal poral.	
1.18	Desplazamiento de petróleo por agua en un canal poral.	
1.19	Las fuerzas capilares hacen que el agua penetre primero en los canales porales de baja permeabilidad.	
1.20	La tensión interfacial aumenta en tres puntos donde es menor el diámetro del filamento de petróleo, originando la ruptura del mismo.	
1.21	El filamento se quiebra formando gotas de petróleo que permanecen atrapadas en los poros.	
1.22	Curvas de permeabilidad relativa	

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1	Esquema de un experimento con trazador	
2.2	Radiotrazadores útiles para aplicación en campos petrolíferos	
2.3	Isótopos del hidrógeno	
2.4	Esquema de desintegración de la partícula de agua tritiada	
2.5	Principio de medición de la radiación emitida por un isótopo	
2.6	Diagrama esquemático de un contador de centelleo líquido	
2.7	Inyección de trazadores en el reservorio	
2.8	Inyección de trazador mediante bombas	
2.9	Incorporación de trazador mediante una derivación del agua de inyección.	
2.10	Respuestas instantánea y acumulada	
2.11	Comparación entre las respuestas temporal y volumétrica	
2.12	Casos típicos de respuesta de pozos productores ante una inyección puntual de trazador	
2.13	Curvas de respuesta para diferentes valores de dispersividad	
3.1	Distancias entre pozos productores e inyector para el estudio del Campo Auca.	
3.2	Incorporación del trazador al pozo inyector	
3.3	Caudales de inyección diarios para enero de 2007	
3.4	Caudales de inyección diarios para febrero de 2007	
3.5	Caudales de inyección diarios para marzo de 2007	
3.6	Caudales de inyección diarios para abril de 2007	
3.7	Caudales de inyección diarios para mayo de 2007	
3.8	Caudales de inyección diarios para junio de 2007	
3.9	Caudales de inyección diarios para julio de 2007	
3.10	Caudales de inyección diarios para agosto de 2007	
3.11	Caudales de inyección diarios para septiembre de 2007	
3.12	Caudales de inyección diarios para octubre de 2007	
3.13	Caudales de inyección diarios para noviembre de 2007	
3.14	Caudales de inyección diarios para diciembre de 2007	
3.15	Caudales de inyección diarios para enero de 2008	

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.16	Caudales de inyección diarios para febrero de 2008	
3.17	Caudales de inyección diarios para marzo de 2008	
3.18	Cabezal del pozo inyector Auca-12.	
3.19	Muestra del pozo inyector Auca-12	
3.20	Manifold de la Estación de Producción Auca-Sur.	
3.21	Volumen de agua obtenido de la muestra de 100 ml de crudo, sin adicionar demulsificante	
3.22	Se coloca demulsificante para romper la emulsión	
3.23	Volúmenes de agua obtenidos luego de colocar las 5 gotas de demulsificante en las muestras de los pozos PP-35 y PP-21.	
3.24	Galones de crudo correspondientes al PP-21 y PP-19.	
3.25	Se adiciona el demulsificante y se deja reposar cada galón en una cubeta.	
3.26	Se extrae el agua de cada galón en un vaso y se centrifuga para separar el crudo.	
3.27	Se extrae el agua con la ayuda de una jeringa	
3.28	Se deposita el agua extraída en cada frasco rotulado y el crudo sobrante en los sumideros.	
3.29	Muestra en el Tanque de lavado.	
3.30	Muestra en la Planta de Inyección de agua.	
3.31	Muestra de agua (100 ml) correspondiente al PP-35	
3.32	Se filtra la muestra de agua para quitar toda impureza.	
3.33	Se coloca 10 ml de agua filtrada en un vial.	
3.34	Se añade 10 ml de coctel centellador	
3.35	Se agita cada vial hasta obtener una mezcla homogénea	
3.36	Se introduce cada vial en el contador de centelleo para su correspondiente lectura.	
3.37	Disposición de los pozos para el ensayo Argentina	
3.38	Encabezado correspondiente al pozo K-113 del ensayo Argentina	
3.39	Gráfico de barras correspondientes al caudal promedio producido por cada pozo del ensayo Argentina.	

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.40	Cálculo del área del trapecio para dos puntos tomados de la curva de paso del trazador del pozo K-119.	
3.41	Cálculo del área bajo la curva utilizando el método de los trapecios.	
3.42	Distribución del trazador recuperado para cada uno de los pozos productores del ensayo Argentina	
3.43	Direcciones preferenciales de flujo para el yacimiento del ensayo Argentina.	
4.1	Coordenadas rectangulares correspondientes a cada pozo productor, respecto del pozo inyector.	
4.2	Disposición de los pozos en el espacio de trabajo del simulador PORO TracerSim	
4.3	Ventana que muestra los parámetros del problema ingresados para la simulación	
4.4	Mapa de ubicación de las fallas consideradas en el programa de simulación	
4.5	Disposición de los pozos del arreglo y la barrera que actúa como sellante en el caso 2.	
4.6	Disposición de los pozos del arreglo y la barrera que actúa como sellante en el caso 3.	
4.7	Disposición de los pozos del arreglo y la barrera que actúa como sellante en el caso 4.	
4.8	Disposición de los pozos del arreglo y la barrera que actúa como sellante en el caso 5.	
4.9	Disposición de los pozos del arreglo y la barrera que actúa como sellante en el caso 6.	
4.10	Disposición de los pozos del arreglo y la barrera que actúa como sellante en el caso 7.	

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto de titulación consiste en realizar un estudio de la técnica de radiotrazadores para analizar el comportamiento dinámico que presenta el agua de inyección a través de un yacimiento en el que se planea implementar la Recuperación Secundaria.

El estudio comienza con la descripción geológica del yacimiento que proporciona un conocimiento claro del reservorio con el que se está trabajando y permite conocer el arreglo que forman los pozos productores y el inyector. Además, se analizan brevemente los parámetros que influyen en el desplazamiento del agua de inyección dentro del yacimiento y que intervienen, por ende, en la recuperación de petróleo.

En el segundo capítulo, se presenta una breve descripción de los conceptos básicos de los trazadores y en especial, se muestra de una manera más amplia todo el procedimiento efectuado al utilizar trazadores radiactivos, así como los cálculos que se realizan en el mismo.

El tercer capítulo muestra los datos reales del seguimiento realizado al proyecto que actualmente se lleva a cabo en el campo Auca. Se explica claramente el arreglo de pozos escogido, los puntos de monitoreo, el cálculo de la cantidad de trazador a inyectarse y el procedimiento básico de inyección en el pozo. Además, se presentan los caudales del agua inyectada durante el tiempo transcurrido para el proyecto real. También se indica el plan de muestreo, el procedimiento para tomar las muestras de cada punto de monitoreo y separar el agua de las mismas, la preparación de cada muestra de agua para el análisis en el contador de centelleo líquido, el procedimiento básico de operación del contador de centelleo líquido. Después se presentan las curvas de paso obtenidas hasta el momento para cada punto de monitoreo y las conclusiones básicas que se pueden deducir de las mismas.

A partir de estas conclusiones se observa que el proyecto real de campo ha experimentado una serie de desavenencias, siendo el principal problema que aún

no ha aparecido el trazador en ninguno de los pozos, lo cual es contradictorio con el modelo matemático realizado.

Se muestra las diferentes correcciones que se realizan a las curvas de respuesta, luego de las cuales se procede a analizar los porcentajes de trazador recuperado en cada pozo para obtener las direcciones preferenciales de flujo. En esta parte del proyecto se presenta un ensayo ajeno al estudio del Campo Auca, con el objetivo de explicar el procedimiento subsiguiente a la obtención de las curvas de paso del trazador. La razón de esta iniciativa es la demora en la culminación del proyecto de Auca, el cual se piensa prolongar en un año o dos. Este ensayo explica el método para determinar las direcciones preferenciales de flujo a partir de la cantidad de trazador recuperado en cada pozo del arreglo.

En el capítulo cuatro se explica la simulación realizada con el PORO TracerSim, que es un simulador sencillo que modela las curvas de respuesta y permite obtener de manera esquemática las líneas de corriente trazadas por el agua de inyección desde el inyector hacia los pozos productores del proyecto Auca.

El capítulo cinco contempla las conclusiones y recomendaciones del Proyecto. La conclusión general se refiere a la explicación de las posibles causas que se atribuyen a la desaparición del trazador en el proyecto real de campo.

PRESENTACIÓN

Los mecanismos naturales de producción y explotación, conocidos como producción primaria, contribuyen a la extracción de alrededor del 25% del petróleo almacenado en el reservorio, permaneciendo el 75% restante incluido en los poros y fisuras de las rocas. Como la mayoría de los reservorios se encuentran en zonas saturadas con gases diluidos, los mencionados mecanismos naturales se basan principalmente en la acción del agua que desplaza el petróleo hacia los pozos productores y a la expansión de los gases.

Sin embargo, todo reservorio llega a una etapa en la cual, la producción de crudo ya no se efectúa de manera espontánea, es decir, no se puede extraer más petróleo con la energía propia del yacimiento. Por lo cual, es necesario suministrar una energía que proporcione un empuje al “banco de petróleo”. Este proceso se conoce como Recuperación Secundaria y consiste en la inyección de agua a través de determinados pozos (inyectores) que obligue al desplazamiento de petróleo hacia el resto de pozos (productores).

La Recuperación secundaria o “asistida” ha adquirido una importancia relevante para incrementar la producción de crudo y se ha transformado en una práctica corriente en la mayoría de los yacimientos. Por ello, cualquier técnica que permita alcanzar un conocimiento más acabado del comportamiento del fluido de inyección en cada arreglo tendrá, necesariamente, un amplio campo de aplicación.

Al respecto, el empleo de trazadores brinda una información de inestimable valor en relación al comportamiento dinámico del agua de inyección y del petróleo recuperado en yacimientos que operan bajo asistencia hídrica. La información que surge de su aplicación no puede ser obtenida por medio de ninguna otra técnica por lo que constituyen la mejor opción cuando se trata de valorar fenómenos tales como la existencia de heterogeneidades en la roca reservorio, comunicaciones verticales entre estratos, entre otros.

Por esta razón, el presente proyecto está encaminado a estudiar el uso de un trazador radiactivo con el fin de obtener información respecto del comportamiento del agua de inyección en un reservorio en el cual se prevé realizar un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua.

El estudio se realiza a partir del proyecto real que se lleva a cabo en el Campo Auca, con un arreglo de un pozo inyector y tres pozos productores, los cuales describen una malla abierta. El trazador utilizado es una solución de agua tritiada de una concentración de 28 Curios de tritio, inyectada en la arena "T" en enero de 2007. A lo cual sigue un plan de muestreo de cada pozo productor y la correspondiente lectura de muestras a fin de obtener la concentración de actividad en cada una de ellas. Con la ayuda de un ensayo similar (cuyos datos provienen de un yacimiento argentino) se explica los cálculos realizados para obtener las curvas de respuesta y la recuperación de trazador en cada pozo; y subsiguientemente se grafican las líneas de corriente trazadas por el agua de inyección considerando las barreras sellantes que contempla el mapa estructural del Campo Auca.

En definitiva, este proyecto detalla la aplicación de los radiotrazadores, sus fundamentos y procedimientos, como una de las técnicas más empleadas para recabar información del comportamiento dinámico de un fluido inyectado en el yacimiento.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL YACIMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN EL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL FLUIDO DE INYECCIÓN EN EL YACIMIENTO.

1.1 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL YACIMIENTO.

1.1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO

El Campo Auca está ubicado en la cuenca oriental al nororiente de la Región Amazónica a unos 260 Km al este de Quito y aproximadamente 100 Km al Sur de la frontera con Colombia. Tiene una longitud aproximada de Norte a Sur de 23 Km con una franja de territorio de aproximadamente 92 Km^2 (Figura 1.1).

Este campo fue descubierto con la perforación del pozo Auca 1, que se inició el 16 de febrero y fue completado el 30 de marzo de 1970, alcanzando una profundidad de 10578 pies. Su producción fue de 3072 BPPD de los reservorios Hollín (31° API) y "T" (27° API).

1.1.2 LA ESTRUCTURA AUCA

Es un anticlinal bastante simétrico, elongado en dirección NNO-S, de aproximadamente 23 km de longitud, que se ensancha en dirección norte (figura 1.2) con muy poca alteración tectónica al techo de la arenisca U principal. Las fallas observadas en las secciones sísmicas alcanzan solamente Hollín y Napo Basal (figura 1.3).

1.1.3 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS

Los principales reservorios de la columna estratigráfica del Campo Auca (figura 1.4) son:

Hollín Principal. Es una arenisca masiva de cuarzo, no pudiéndose realizar una descripción más detallada por carecer de núcleos.

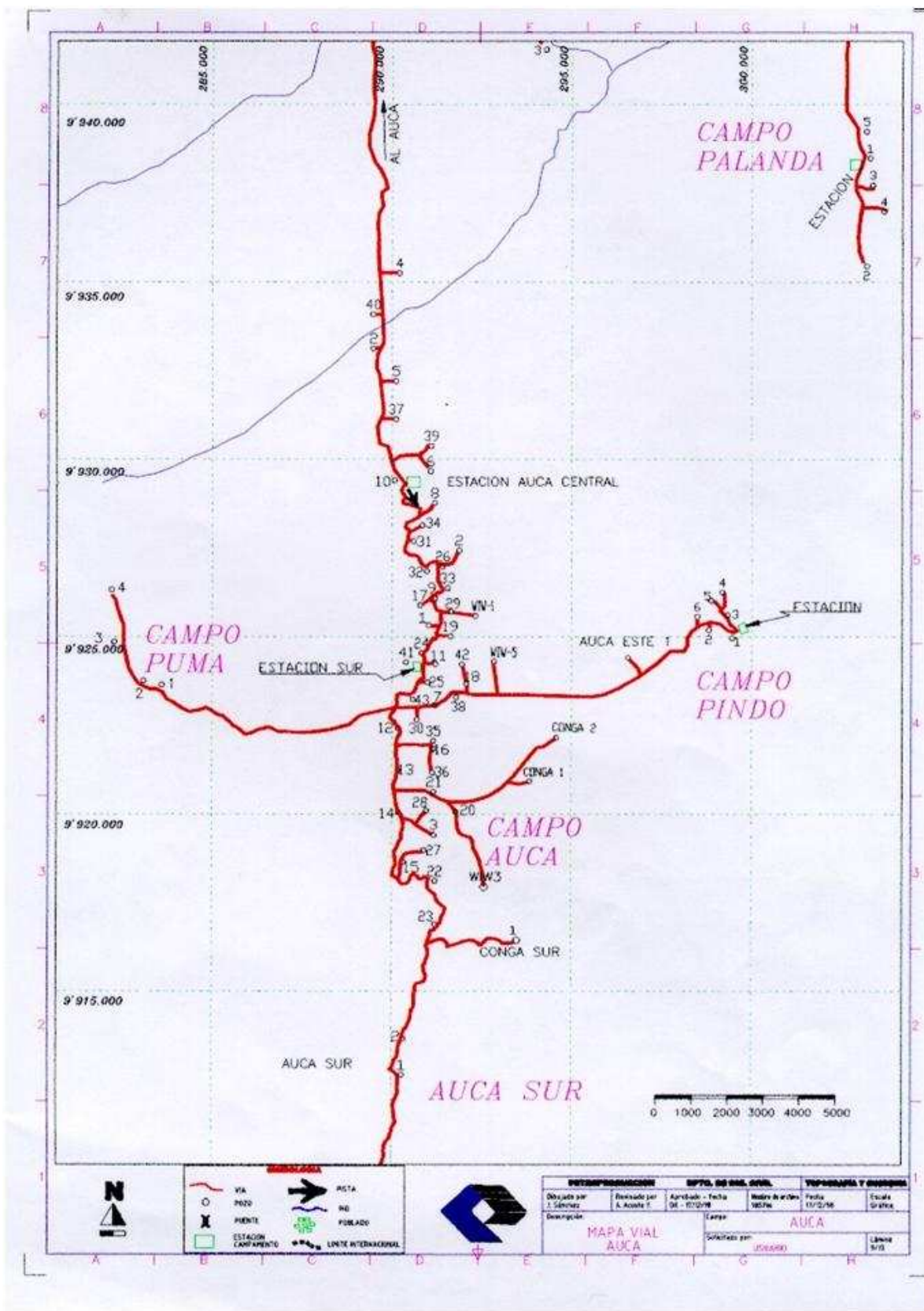


Figura 1.1: Mapa de ubicación de pozos del Campo Auca.

FUENTE: Archivos técnicos del Campo Auca, Petroproducción.

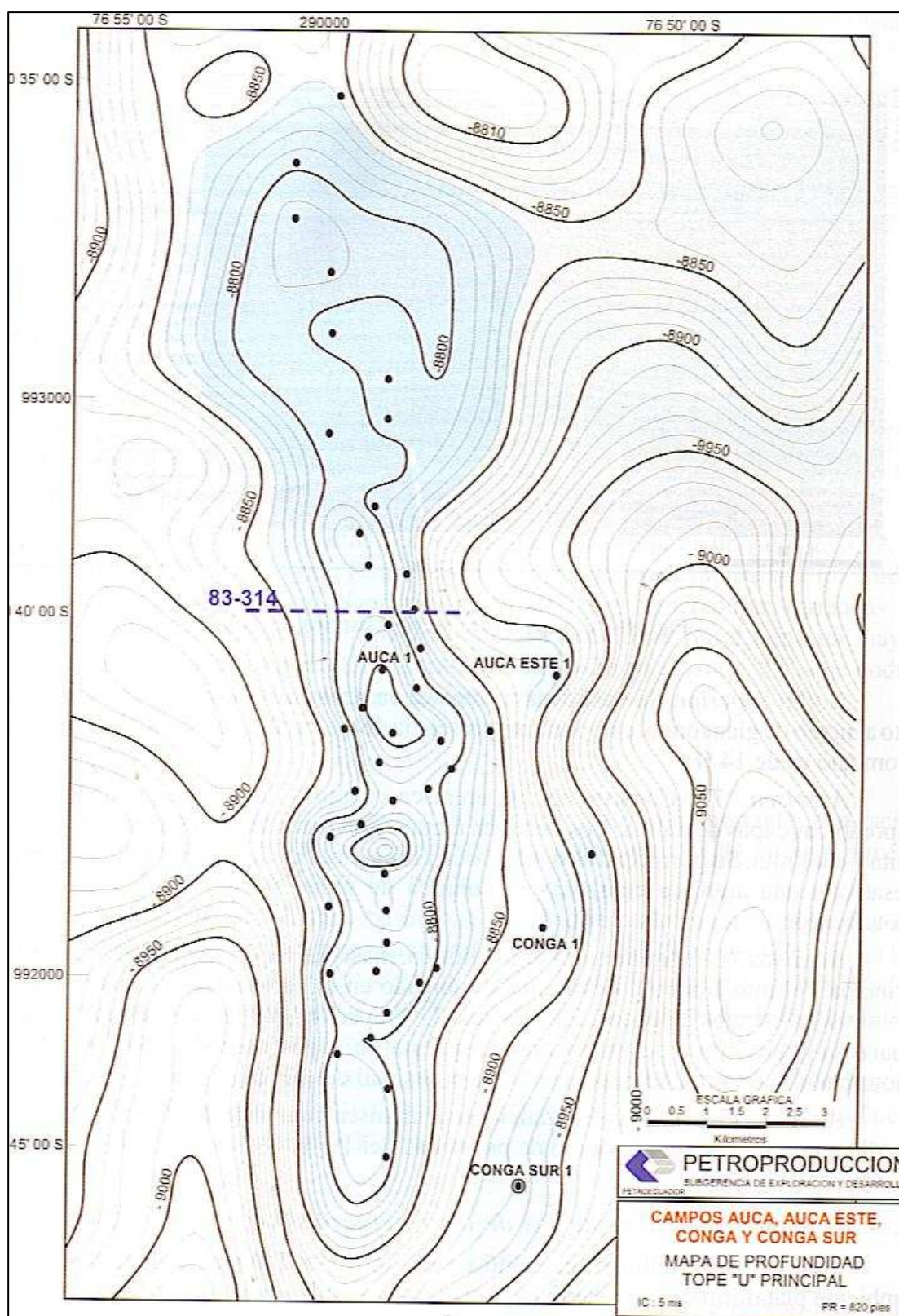


Figura 1.2 Mapa de profundidad al tope de la arena "U".

FUENTE: La Cuenca Oriente: Geología y petróleo, UIDT

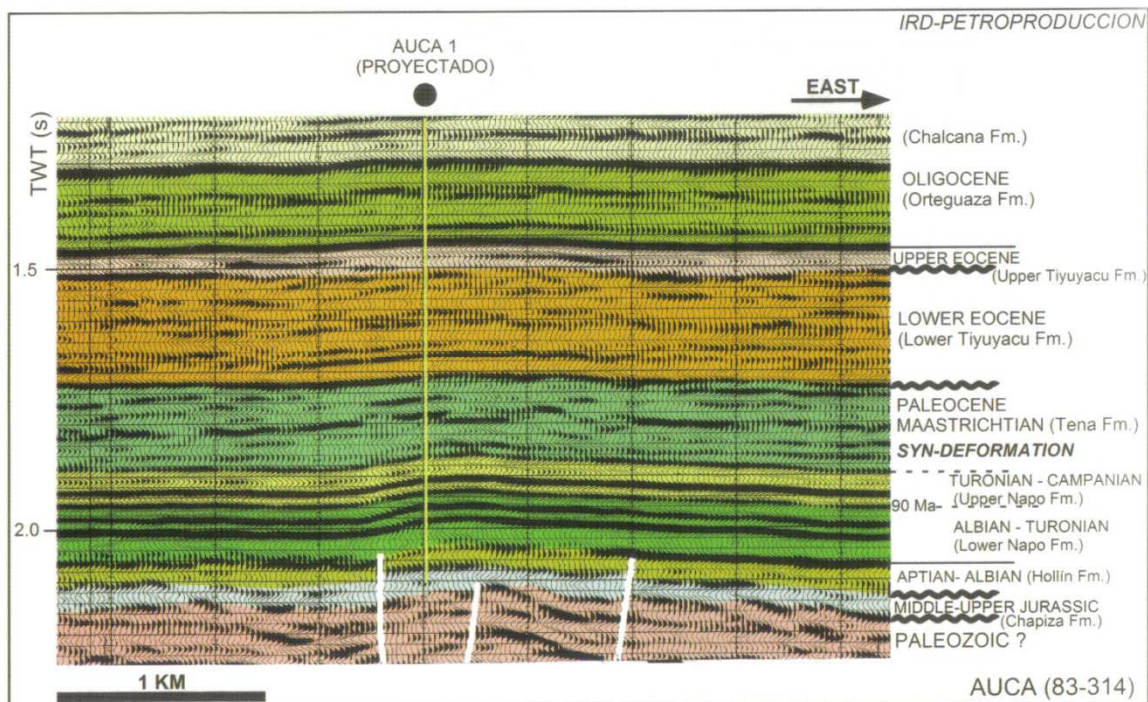


Figura 1.3 Campo Aucá: Sección sísmica 83-314.

FUENTE: La Cuenca Oriente: Geología y petróleo, UIDT

Hollín Superior. Se trata de una arenisca cuarzosa de grano fino, con contenido alto a medio de glauconita, e importante presencia de material carbonáceo. La porosidad promedio es de 14%.

Arenisca "T". Consiste en una arenisca cuarzosa, limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcilla. Los poros en algunas muestras se encuentran rellenas con illita y caolinita. Su porosidad es del 12% en promedio. Hacia arriba ("T" Superior), se desarrolla una arenisca cuarzosa-glauconítica de grano fino, en partes con fuerte bioturbación.

Arenisca "U". Arenisca cuarzosa limpia, masiva. Hacia el techo del cuerpo "U" principal (el más limpio y desarrollado, ubicado en la parte inferior), se encuentran limolitas en estratos delgados. La arenisca "U" superior, es una arenisca cuarzosa-glauconítica de grano fino, dispuesta en capas delgadas, con importante bioturbación. En promedio, presenta una porosidad del 13%.

Arenisca Tena Basal. Se trata de una arenisca cuarzosa redondeada, de grano medio a grueso, con un promedio de porosidad del 19%.

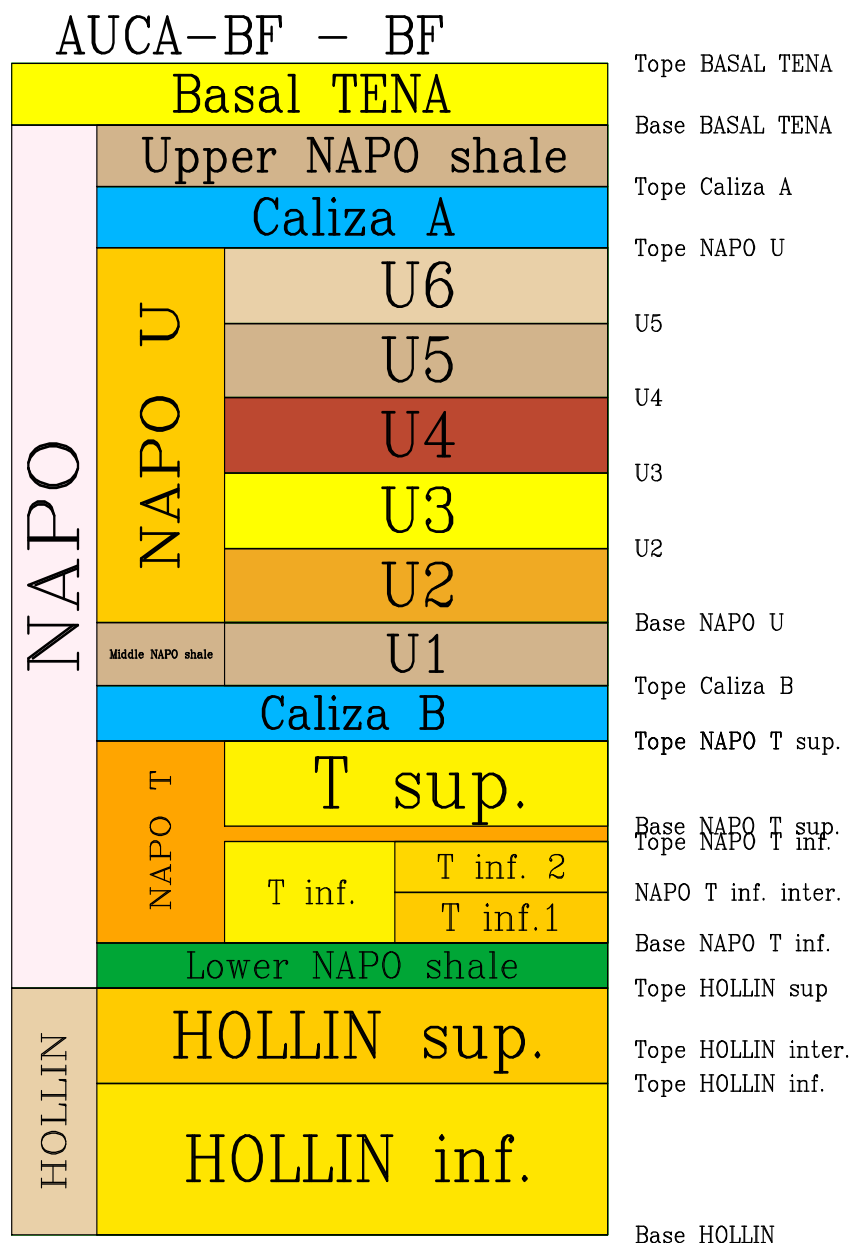


Figura 1.4 Columna estratigráfica del Campo Auca.

FUENTE: Archivos técnicos del Campo Auca, Petroproducción.

1.1.4 AMBIENTES SEDIMENTARIOS DE LOS RESERVORIOS

La arenisca Hollín se depositó en un ambiente fluvial evolucionando a un ambiente platafórmico, posiblemente estuarino, con influencia mareal.

Las areniscas “T” y “U” fueron depositadas luego de una importante regresión marina con un desplazamiento de la línea de costa en dirección Oeste, a partir de la cual y sobre valles socavados, se desarrollaron ambientes estuarinos con ingresos fluviales afectados por mareas, con facies menos desarrolladas de

barras, y litofacies de llanura lodosa y areniscas glauconíticas de plataforma marina somera.

Al tiempo Tena Basal, se describen rellenos de canal con clastos gruesos, conglomeráticos a la base, posiblemente de origen fluvial y en partes se observa influencia mareal.

1.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS

El crudo Hollín Inferior es de 27°- 30°, el de Hollín Superior de 27°- 32°, el de “T” y “U” de 24°- 29° y el de Tena Basal de 20°- 22°.

Una muestra de crudo Hollín dio un valor de 1,13% de azufre. Dos muestras de crudo “T” mostraron porcentajes de azufre de 1,17% y 1,38%, dos muestras de “U” de 1,57% y 2,16% y una muestra de crudo Tena Basal de 1,07%.

1.1.6 COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL RESERVORIO

1.1.6.1 Comportamiento en la arena “U”

El extremo norte del campo no se encuentra muy conectado con el resto del reservorio, sin embargo, tiene un soporte de presión dado por la presencia de un acuífero noroeste. La falla entre AU-05 y AU-37 juega probablemente un papel de barrera de permeabilidad.

El grado de comunicación es muy bueno entre los pozos AU-10, AU-08, AU-31 y AU-33. El pozo AU-10, que tiene un corte de agua de 55%, se comunica con el acuífero del flanco oeste a través de la falla de dirección norte-sur. Los pozos AU-09 y AU-29 parecen tener menos soporte de los acuíferos y el pozo AU-29 está protegido del acuífero Este por una falla sellante. La ausencia de características reservorio en los pozos AU-01 y AU-17 confirma que los pozos AU-09 y AU-29 son poco conectados.

En la parte central del campo se observa el mantenimiento de la presión desde los flancos Este y Oeste. El régimen de presión parece homogéneo en el área con la excepción del sector de los pozos AU-25 y AU-43 donde la presión es menor.

En la parte sur del campo no se tiene fallas principales. Al sur, el pozo AU-15 cuenta con un importante influjo de agua. El acuífero Oeste es más débil pero tiene una comunicación con el área de producción a través de la falla de orientación Norte-sur.

Únicamente el pozo AU-21 tiene un comportamiento particular, con un alto corte de agua pero un débil soporte en presión, la ausencia de reservorio en AU-20 sugiere una barrera local entre AU-20 y AU-21. El Anexo 1 muestra el mapa Estructural de la arena "U"

1.1.6.2 Comportamiento en la arena "T"

El extremo norte del campo no es bien conectado con el resto del yacimiento como lo reflejan las presiones iniciales de los pozos AU-04 y AU-40 con valores de 2000 psia por arriba de la tendencia general. El acuífero asociado es débil, lo que explica la importante caída de presión que sigue el arranque de la producción. El frente de agua no llega al pozo AU-40. La ausencia de reservorio en AU-05 puede jugar un papel de barrera de permeabilidad por degradación de facies al Sur de ésta área.

En el norte del campo los pozos AU-10 y AU-37 (con más de 70% de agua) tienen una comunicación con el acuífero Oeste pero sin gran soporte de presión. La falla Oeste de dirección Norte Sur no es sellante. Los pozos AU-10, AU-17, AU-19, AU-33 y AU-09 presentan la misma evolución de presión y siguen la tendencia general de presión.

En la parte central del campo se observa un soporte de presión desde los flancos Este y Oeste. El pozo AU-18 con 3000 psia de presión no está bien conectado con el área de producción principal que tiene 1500 psia en AU-11 al mismo tiempo. En el pozo AU-18 la declinación de presión es más rápida aún si está comunicado con el acuífero localizado al Este, como refleja su alto corte de agua de 70%. Una reducción de permeabilidad o transmisividad existe probablemente entre los pozos AU-18 y AU-11.

También el pozo AU-30 está aislado con 3000 psia de presión inicial respecto a los 1300 psia de la tendencia principal. Se supone una barrera de permeabilidad entre los pozos AU-30 y los pozos AU-07 y AU-16.

En el sur del campo, el pozo AU-15 tiene un buen soporte de acuífero sur. En los pozos AU-20, 22 y 27, el corte de agua está por debajo del 10% y los pozos AU-13, 14 y 15 tienen más del 80% de agua. Esto sugiere que la falla de dirección Norte Sur entre AU-27 y AU-15 es sellante.

Los pozos AU-15 y AU-27 tienen la misma ubicación estructural y corte de agua muy diferentes. El pozo AU-03 ubicado entre AU-27 y AU-20 tiene 65% de corte de agua, mucho más que estos pozos. El Anexo 1 muestra el mapa Estructural de la arena "T"

1.1.7 CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS EN EL CAMPO AUCA

1.1.7.1 Arenisca "U"

Es un yacimiento estructural e irregular, el mismo que tiene espesores netos saturados de petróleo que van de 4 a 50 pies, la porosidad es de 9 a 21% y la saturación inicial de agua está en el rango de 13 a 49%, su presión inicial fue de 4141 psia y la presión actual es 1450 psia. La presión al punto de burbuja es de 243 psia. La saturación de agua actual es de 29%. El mecanismo de producción dominante es el empuje hidráulico lateral no muy activo, la producción acumulada es de 37,91 MM BN y el API está en el orden de 18 a 22°.

1.1.7.2 Arenisca "T"

Es un yacimiento estructural e irregular que tiene espesores netos saturados que van de 1 a 80 pies, concentrando los mejores espesores de pago entre 20 y 80 pies a lo largo del eje estructural de los pozos AU-26 hasta el AU-22, la porosidad tiene un rango de 9 a 21% y las saturaciones de agua varían de 10 a 47%. La presión inicial fue de 4213 psia y la actual es de 1585 psia. La presión de burbuja es de 667 psia. El mecanismo de producción dominante es el empuje hidráulico lateral no muy activo, la producción acumulada es de 61,942 MM BN con una gravedad de 28° API.

1.2 PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN EL COMPORTAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN EN EL YACIMIENTO.

Como es sabido, el agua de inyección cumple la función de empujar o desplazar el banco de petróleo hacia los pozos productores a través del medio poroso (Figura 1.5). Por tanto, para entender el comportamiento dinámico del agua inyectada en el yacimiento es importante revisar las propiedades básicas de la roca y fluido que controlan el flujo de fluidos en dicho medio poroso, ya que son los parámetros básicos que influyen en su desplazamiento.

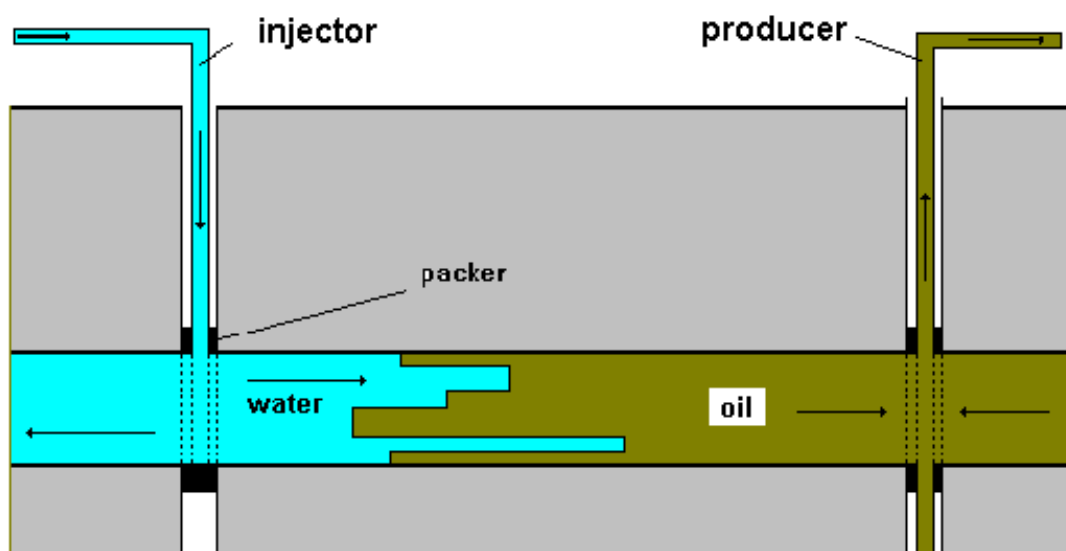


Figura 1.5 El agua de inyección desplaza al banco de petróleo.

1.2.1 TRAMPAS DE HIDROCARBUROS

El reservorio es una acumulación de hidrocarburos en un medio poroso permeable constituido por rocas sedimentarias. En el momento del descubrimiento, esta acumulación de fluidos presenta valores de presión y temperatura de equilibrio en todo su volumen poral. La presencia de un reservorio implica la formación y migración de los hidrocarburos y su posterior acumulación en una trampa geológica estructural-estratigráfica. Un yacimiento o campo petrolífero puede estar constituido por varios reservorios situados a diferentes

profundidades, con distintas presiones y temperaturas. Estos reservorios están aislados a sus alrededores por rocas impermeables o tan poco permeables que no permiten el paso de los fluidos. Por eso se habla de “trampa de hidrocarburos”.

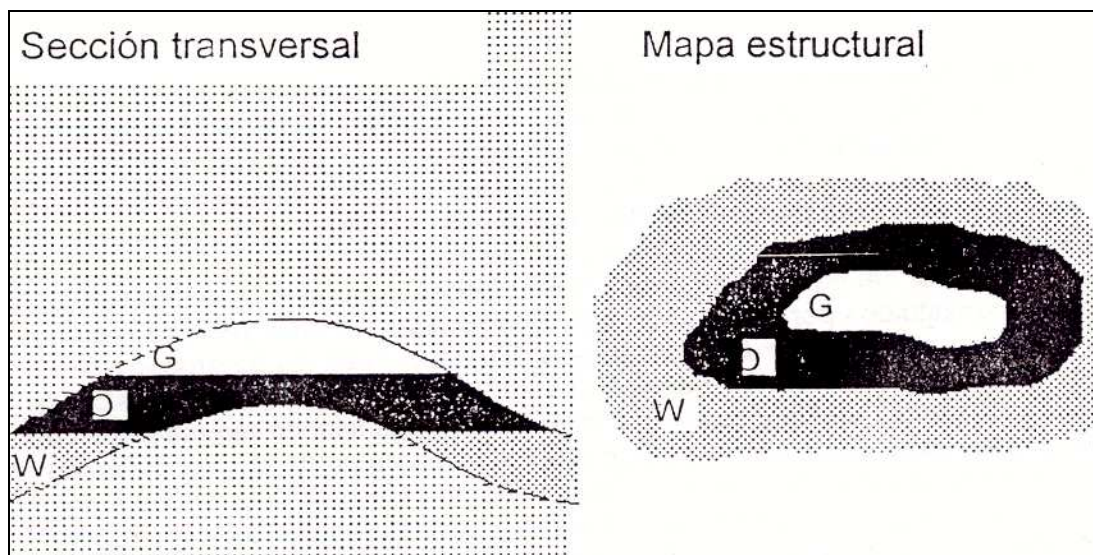


Figura 1.6 Estructura anticlinal.

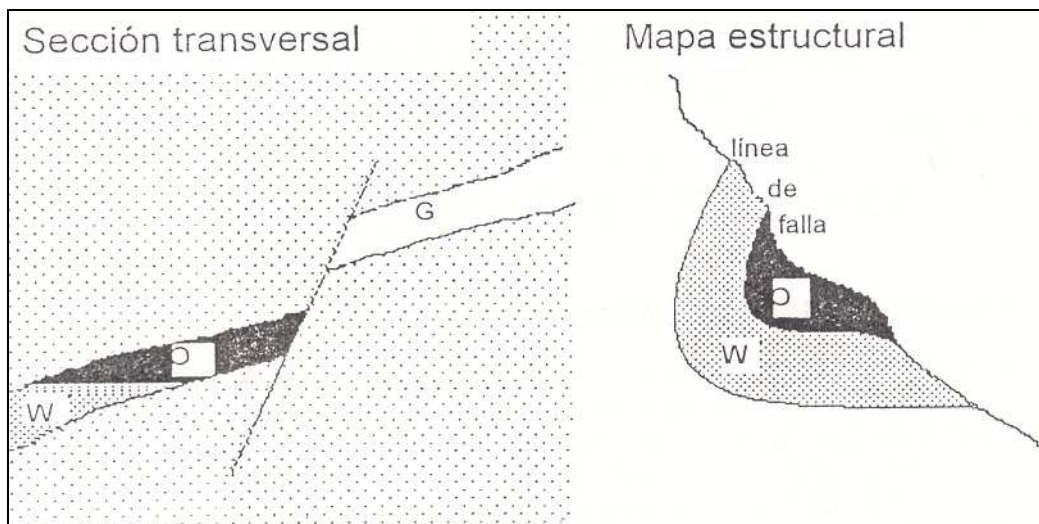


Figura 1.7 Falla geológica.

Las trampas estructurales están limitadas por arriba mediante una roca impermeable o “techo”. El techo impide la migración del petróleo y gas.

La gran mayoría de los reservorios están situados en trampas estructurales, selladas por rocas impermeables. Estas se subdividen en anticlinales y fallas,

debido a la forma de los lechos sedimentarios y sus contactos con las rocas impermeables, como se muestra en las figuras 1.6 y 1.7. La estructura anticlinal es el resultado de un pliegue de la roca que le dio origen. La falla se produce cuando el terreno se fractura ocasionando que los estratos que antes coincidían, se separen.

1.2.2 PRESIÓN EN EL RESERVORIO

La presión del reservorio es la energía disponible más importante para la explotación del mismo. Esta presión es la presión de los fluidos confinados en los poros de la roca-reservorio.

En el proceso de recuperación primaria, la producción de hidrocarburos se realiza a expensas de la energía natural del reservorio, es decir sin inyectar masa ni energía. Aquí, el petróleo se produce gracias a la expansión de los fluidos y la roca reservorio. Los fluidos y la roca son capaces de expandirse ocupando el lugar dejado por el petróleo que se produce debido a su compresibilidad, su enorme volumen y la disminución de la presión del reservorio a medida que avanza la explotación.

El cálculo del factor de recuperación, en la recuperación primaria, depende de cuáles son los mecanismos de drenaje imperantes. Aunque, en la mayoría de casos, el petróleo se produce por una combinación de estos mecanismos.

En la recuperación secundaria, el desplazamiento del agua de inyección que empujará al banco de petróleo depende directamente de la energía con la que se inyecta, es decir, de la presión de inyección. Por tanto, esta presión determina cuan efectivo será el desplazamiento del petróleo hacia el pozo productor, pues debe proporcionar la energía necesaria para ocasionar el barrido sin detenerse hasta lograr la producción del crudo. Sin embargo, el éxito de este mecanismo no es inyectar a una presión demasiado alta, ya que se debe cuidar que el agua no fracture la formación, puesto que, si la presión de fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción sin cumplir el objetivo deseado.

En definitiva, la presión de inyección es de gran importancia al analizar el comportamiento dinámico del agua de inyección, sin embargo, existen muchos parámetros que también deben tomarse en cuenta.

1.2.3 PROPIEDADES DE LA ROCA RESERVORIO

Una roca sedimentaria constituye un reservorio de hidrocarburos comercialmente explotable cuando presenta dos propiedades. La primera es la capacidad para acumular y almacenar fluidos definida como porosidad de la roca. Esta es una propiedad estática.

Además, para poder extraer los fluidos almacenados en la roca, debe ser posible moverlos hacia los pozos productores, bajo un pequeño gradiente de potencial. La segunda propiedad es entonces, la capacidad para hacer mover (transferir) los fluidos. Se la define como permeabilidad de la roca y es una propiedad dinámica. La porosidad requiere espacios vacíos en la roca-reservorio. La permeabilidad necesita que dichos espacios vacíos estén interconectados.

1.2.3.1 Porosidad

La porosidad equivale a la fracción de vacíos existentes en la unidad de volumen de roca. Puede ser medida en forma directa en el laboratorio, utilizando una muestra de roca denominada testigo corona (core sample) o indirectamente mediante perfilaje de pozos (well logging).

La porosidad de la roca suele clasificarse en primaria y secundaria. La primaria se debe a los procesos sedimentarios que originaron el reservorio. La secundaria se debe a movimientos posteriores que desataron la presencia de fracturas, cavernas y otras discontinuidades en la matriz. Estas discontinuidades no aumentan mucho la porosidad, pero sí pueden influir grandemente en la permeabilidad. El incremento del flujo debido a la porosidad secundaria es de gran interés en la ingeniería de reservorios.

La porosidad también puede clasificarse en porosidad efectiva (poros continuos interconectados) y porosidad no efectiva (poros discontinuos aislados). La suma de ambas constituye la porosidad total. Figura 1.8.

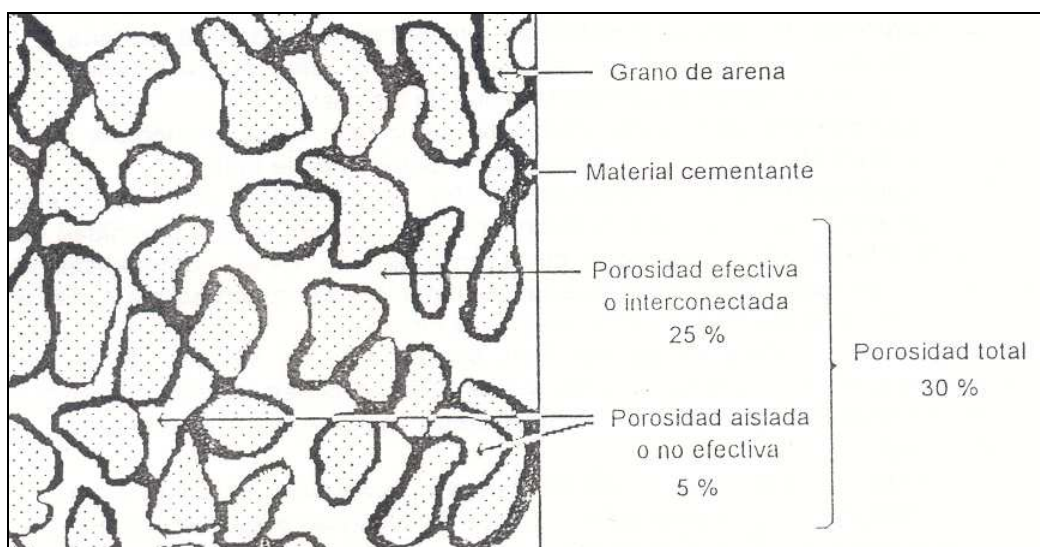


Figura 1.8 Porosidad efectiva, no efectiva y total.

1.2.3.2 Permeabilidad

La permeabilidad depende exclusivamente del medio poroso y es independiente del fluido que lo inunda. En un mismo reservorio pueden encontrarse diferentes valores de permeabilidad, desde 1 mD hasta 1 D.

La geometría de los poros de la roca determina el valor de la permeabilidad. A su vez, dicha geometría depende del tamaño y de la forma de los granos de la roca, y de la distribución del tamaño de granos.

El tamaño de grano de la roca tiene una gran influencia en la permeabilidad, aunque su efecto es pequeño en la porosidad. Dicho tamaño de grano está relacionado con la superficie mojada: a menor tamaño de partícula, mayor superficie de contacto sólido-fluido.

Debido a la fricción del fluido contra la superficie, en el contacto sólido-fluido la velocidad es nula y el esfuerzo de corte es máximo. Por eso, se consume mayor energía (hay más pérdidas por fricción) para hacer pasar un fluido a través de un lecho rocoso de grano fino, que a través de un lecho de grano grueso (figura 1.9).

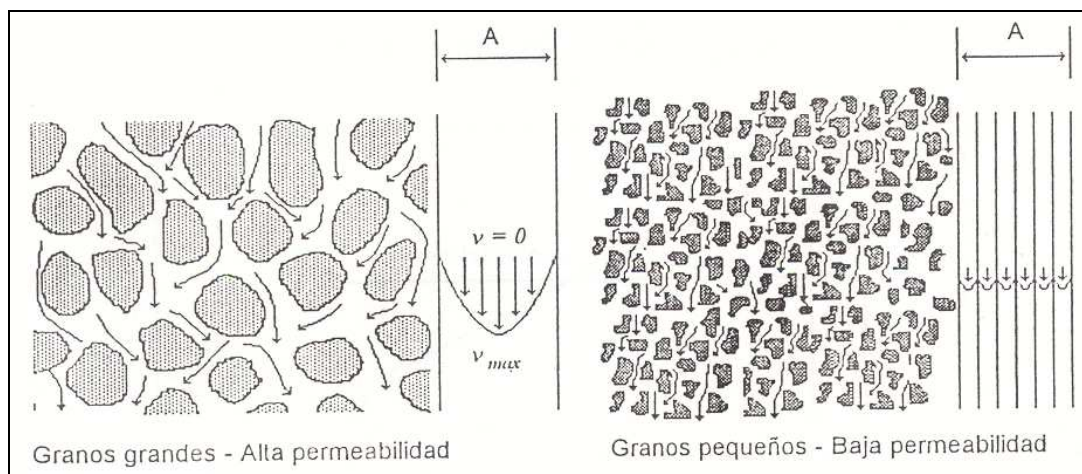


Figura 1.9 Efecto del tamaño de grano sobre la permeabilidad.

En resumen, la permeabilidad del medio poroso es de gran importancia al hablar del desplazamiento del agua de inyección, puesto que el yacimiento debe permitir que el banco de petróleo (que es empujado por el agua) se movilice a lo largo de éste de la manera más uniforme posible, y es precisamente aquí donde interviene la buena conectividad de los poros del medio que permitan esta movilidad. Además, es claro que el agua de inyección optará por desplazarse atravesando aquellas zonas que presenten una mejor permeabilidad, dentro de las cuales pueden estar fracturas, lo cual ocasionaría un desastre, al no cumplirse el objetivo. Por esta razón, la permeabilidad y porosidad de la roca son determinantes del comportamiento del agua de inyección.

1.2.4 ESTÁTICA DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS

1.2.4.1 Mojabilidad

Se define mojabilidad (o "humectabilidad") como la capacidad de poseer un líquido para esparcirse sobre una superficie dada, es una función del tipo de fluido y de la superficie sólida (figura 1.10). Un líquido moja a un sólido cuando la adhesión del líquido al sólido es mayor que la cohesión de las partículas líquidas entre sí (figura 1.10). El ángulo θ se denomina ángulo de contacto y sirve para cuantificar la mojabilidad. Cuando $\theta < 90^\circ$, el fluido moja al sólido y se llama fluido mojante. Cuando $\theta > 90^\circ$, el fluido se denomina fluido no mojante. Así, la mojabilidad tiene sólo un significado relativo.

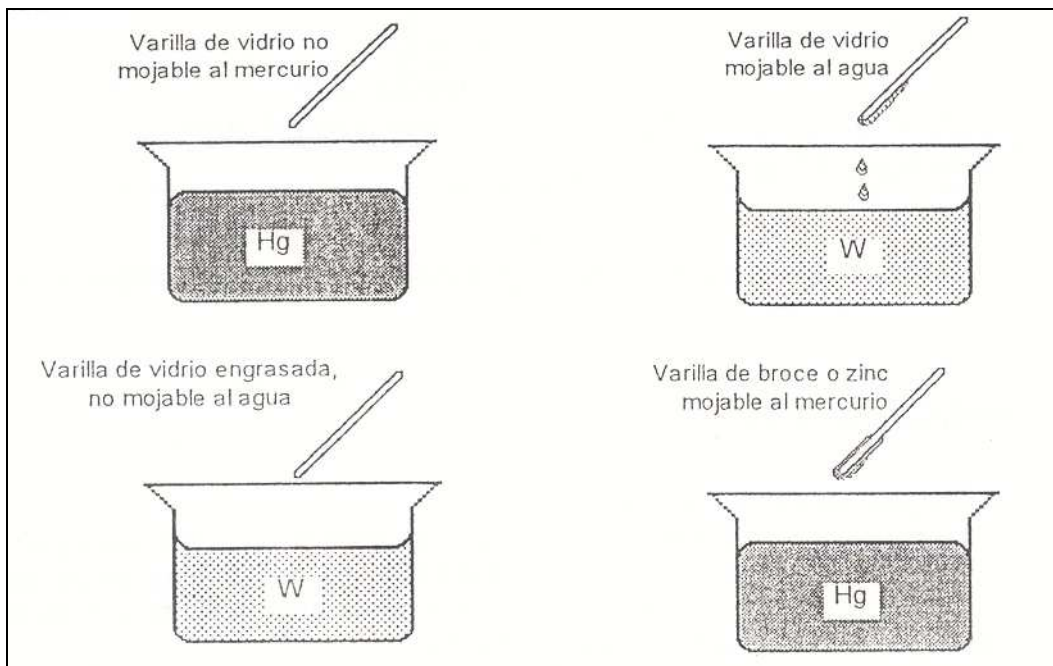


Figura 1.10 La mojabilidad depende del fluido mojante, del tipo de material sólido y de las condiciones de su superficie.

1.2.4.2 Tensión Superficial

Si sobre la superficie de un líquido se coloca con cuidado una aguja o lámina delgada de metal, ésta flota pese a ser más pesada que el líquido. Este experimento demuestra la existencia de una aparente película superficial, constituida por una o varias capas de moléculas que actúan como una membrana elástica. La aparente membrana se origina en la atracción que las moléculas del líquido ejercen entre sí (figura 1.11). Así, en la superficie se crea una tensión denominada “tensión superficial”.

Este concepto se extiende a la interfase entre dos fluidos, donde se origina una “tensión interfacial”. La figura 1.12 muestra los efectos combinados de la mojabilidad y la tensión superficial.

En un reservorio se encuentran hasta tres fases: agua, petróleo y gas. Sólo las dos primeras pueden mojar la roca. El gas es siempre no mojante. Se considera que la mayoría de las rocas reservorio (arenas o calizas) son preferentemente mojadas por agua (hidrófilas). Esta mojabilidad es natural considerando que las rocas tienen un origen sedimentario y estuvieron depositadas originalmente en un ambiente acuoso, antes de que el petróleo se formara y migrara hacia ellas.

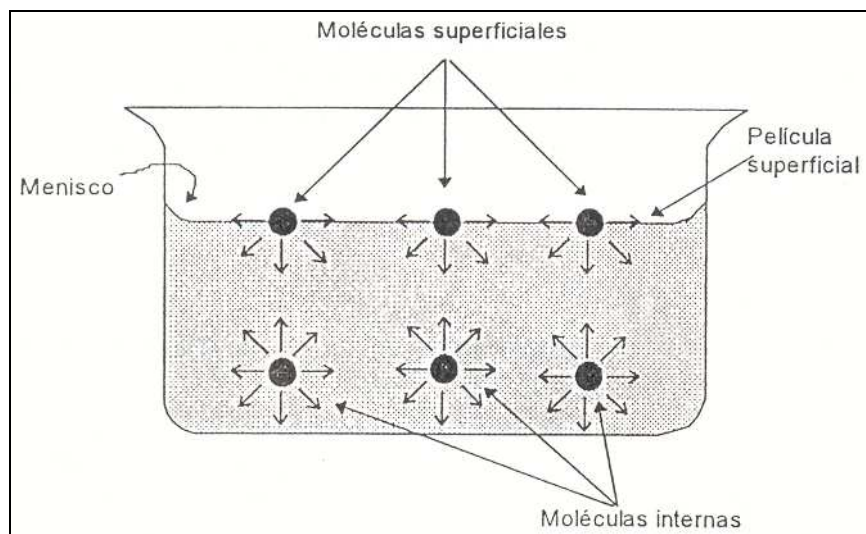


Figura 1.11 Película superficial aparente causada por la atracción entre las moléculas de líquido.

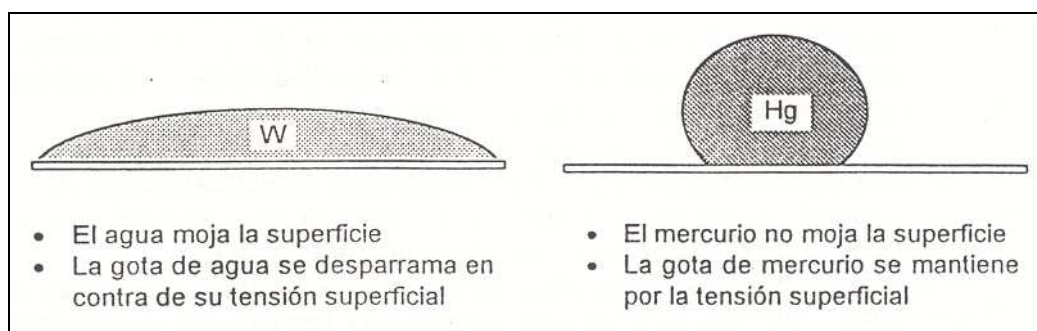


Figura 1.12 Efecto de la mojabilidad y la tensión superficial sobre gotas de agua y mercurio en una superficie.

Sin embargo, numerosos estudios de laboratorio y observaciones del comportamiento de reservorios, permiten concluir que también hay formaciones preferentemente mojadas por petróleo (oleófilas), de mojabilidad intermedia y de mojabilidad mixta.

Esto último significa zonas mojadas por petróleo y zonas mojadas por agua dentro de un mismo reservorio.

1.2.5 PRESIÓN CAPILAR

Otro ejemplo del efecto combinado de la mojabilidad y la tensión interfacial es el ascenso de un fluido mojante en un tubo capilar. Si un tubo capilar se coloca en

un recipiente con agua, el agua es empujada hacia arriba por su mojabilidad y su adhesión al tubo de vidrio. En cambio, con el mercurio ocurre todo lo contrario debido a su falta de mojabilidad y a su alta tensión superficial. (Figura 1.13).

El agua sube más alto en tubos de menor diámetro, hasta que la fuerza de ascenso es balanceada por el peso de la columna de agua. Pero allí ocurre otro efecto, la fuerza de gravedad que empuja hacia abajo hace que la película superficial se curve.

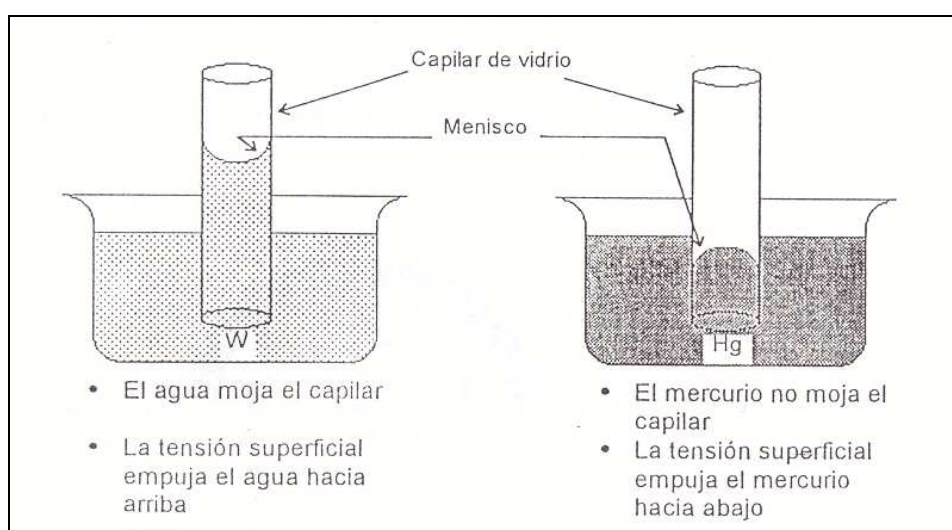


Figura 1.13 Ascenso del agua y descenso del mercurio en un capilar de vidrio.

El petróleo se comporta en forma similar, pero su ascenso capilar es menor (aunque sea más liviano) porque su tensión superficial es menor (figura 1.14).

De este modo, la curvatura en la superficie de un líquido en un tubo capilar se produce como resultado de una depresión originada por el agua suspendida (que la empuja hacia abajo) y la tensión superficial (que resiste el descenso). La presión es menor en la parte convexa de abajo que en la parte cóncava de arriba. Esta diferencia de presión a través de la interfase es denominada presión capilar.

Los efectos combinados de la mojabilidad, tamaño y forma de los poros y tensiones superficiales e interfaciales producen las llamadas “fuerzas capilares” en el reservorio, las mismas que inciden en el barrido del petróleo (por parte del agua inyectada) ya que actúan como fuerzas retentivas del fluido. De este modo, el agua inyectada proporciona una energía que logre vencer dichas fuerzas, por

tanto, las fuerzas capilares sí intervienen en el comportamiento dinámico del agua de inyección.

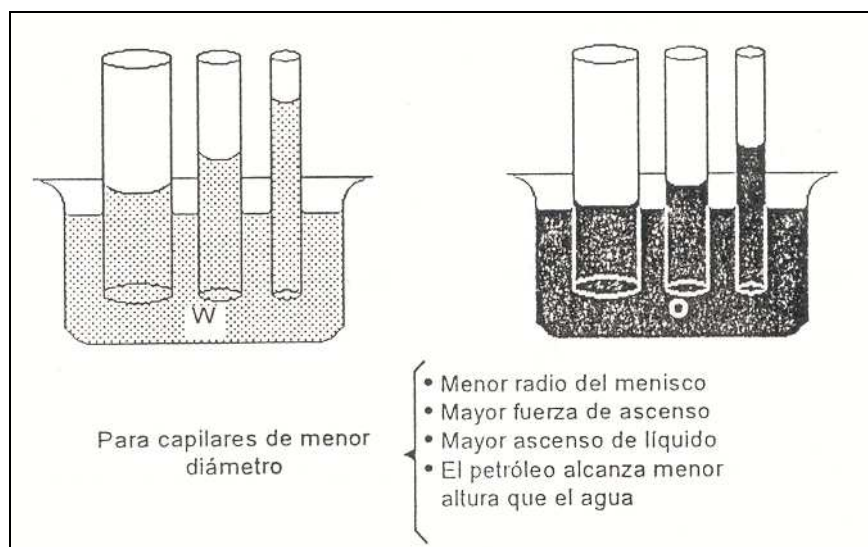


Figura 1.14 Efecto del tamaño del capilar sobre la altura de ascenso del líquido.

1.2.6 DRENAJE E IMBIBICIÓN

Se denomina drenaje al desplazamiento de un fluido mojannte presente originalmente en la muestra rocosa por un fluido no mojannte. La imbibición es el desplazamiento de un fluido no mojannte por un fluido mojannte. La figura 1.15 ilustra los procesos de drenaje e imbibición respectivamente.

Cabe señalar que para introducir un fluido no mojannte hay que vencer la presión capilar, para lo cual se aplica una presión de entrada que produzca el desplazamiento. En cambio, el proceso de imbibición es espontáneo, pues la presión capilar introduce el fluido en la muestra.

Dependiendo si la roca es oleófila o hidrófila, el desplazamiento del petróleo por el agua inyectada constituye un proceso de drenaje o imbibición respectivamente, lo cual significa que esto también influye en el comportamiento dinámico del agua de inyección. De este modo, si la roca es oleófila, el agua se desplazará por los canales porosos más grandes empujando el petróleo que pueda, ya que el resto de crudo se pegará a los poros más pequeños. Pero, si la roca es hidrófila, el

agua será forzada a invadir los conductos más estrechos, desplazando al petróleo de los mismos, y dejando gotas de crudo alojadas en los poros más grandes.

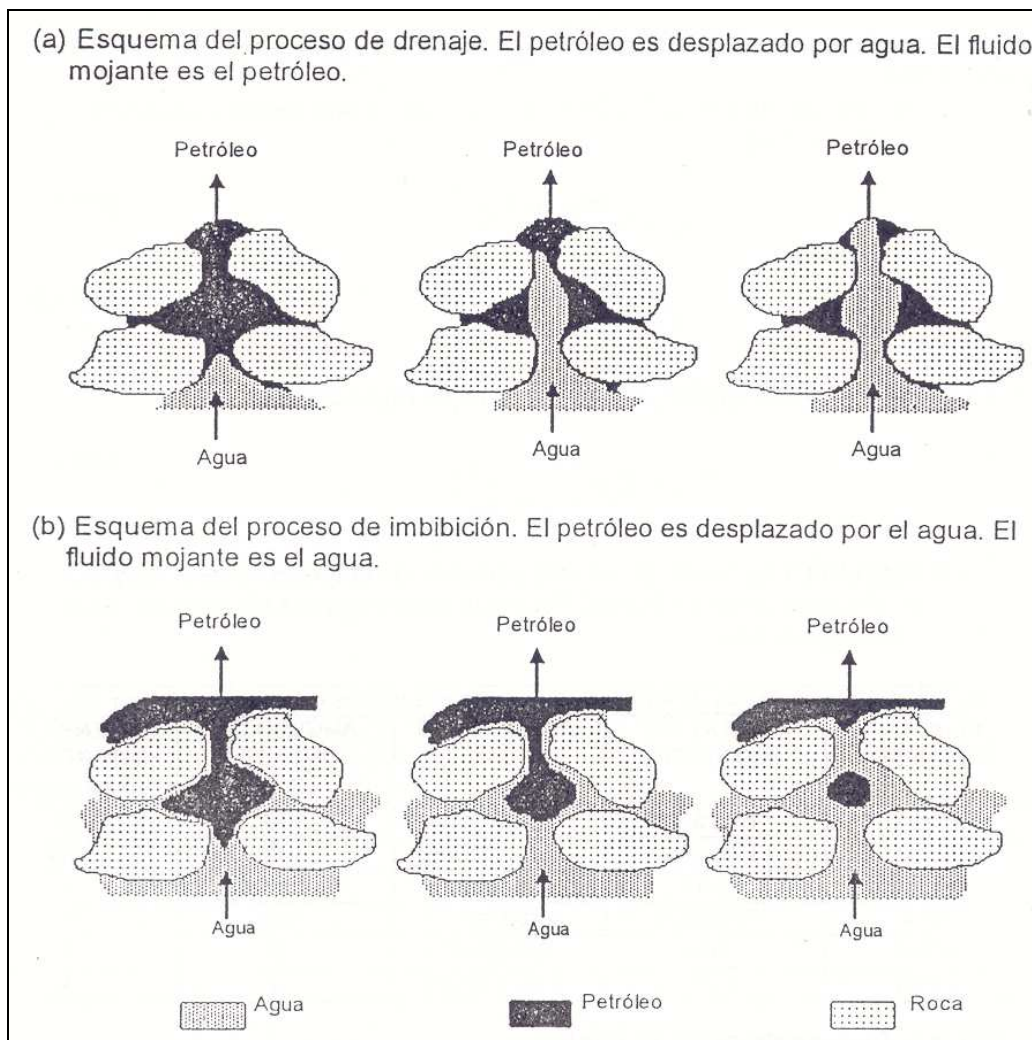


Figura 1.15 Drenaje e imbibición.

1.2.7 FLUJO BIFASICO: EFICIENCIA AL DESPLAZAMIENTO

El movimiento del petróleo hacia el pozo productor y su posterior extracción se debe a dos procesos físicos que ocurren generalmente combinados:

1. la expansión de la roca, el petróleo, el gas y el agua al disminuir la alta presión inicial del reservorio.
2. el barrido del petróleo hacia el pozo por las otras dos fases: gas y/o agua.

Este segundo proceso puede ocurrir naturalmente durante la recuperación primaria, o artificialmente durante la recuperación secundaria. Se lo cuantifica con la eficiencia al desplazamiento (a nivel microscópico) y con la eficiencia volumétrica de barrido (a nivel macroscópico).

La eficiencia de desplazamiento se define como la fracción de petróleo contactado por las otras dos fases que es efectivamente movilizado por ellas.

$E_D = \frac{\text{Volúmen de petróleo movilizado por gas y/o agua.}}{\text{volúmen de petróleo contactado por gas y/o agua.}}$

En los procesos de recuperación secundaria mediante la inyección de agua o gas, se introduce el concepto de eficiencia volumétrica. Esta es una medida tridimensional de la eficiencia del barrido. Depende principalmente del esquema de inyección / producción (o sea de la ubicación de los pozos inyectores y productores), de la relación de movilidades entre la fase desplazante y desplazada, y también de las heterogeneidades del reservorio. Se la define como la fracción del petróleo "in situ" que es contactado por el fluido inyectado.

$$E_v = \frac{\text{Volúmen de petróleo contactado por gas y/o agua.}}{\text{volúmen de petróleo "in situ".}}$$

1.2.8 EFICIENCIA AL DESPLAZAMIENTO

1.2.8.1 Saturaciones iniciales de agua y petróleo

La figura 1.16 es una representación de dos canales porosos en un reservorio mojado por agua. El agua connata, también denominada agua irreducible, ocupa una película delgada adherida a los granos de la roca, mientras que el petróleo se encuentra en el centro de los canales.

La saturación de agua connata es mucho menor en las rocas reservorio mojadas por petróleo que en las mojadas por agua.

1.2.8.2 Desplazamiento de petróleo por agua

En la figura 1.18 se representa el desplazamiento de petróleo por agua. El agua produce un desplazamiento tipo pistón mucho más eficiente que el

desplazamiento por gas de la figura 1.17. Esto se debe a que el agua es más viscosa y menos móvil que el gas, y que la roca está originalmente mojada por agua.

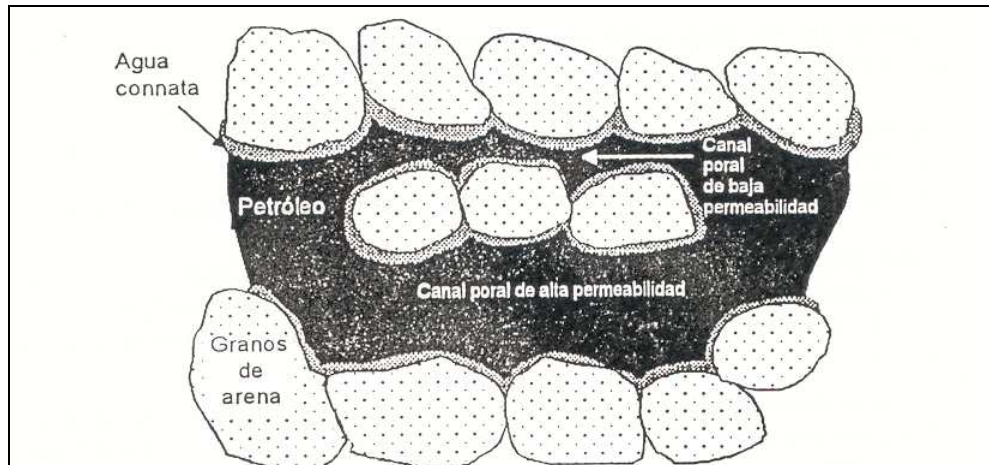


Figura 1.16 Saturaciones de petróleo y agua originales en un medio poroso.

1.2.8.2 Desplazamiento de petróleo por agua

En la figura 1.18 se representa el desplazamiento de petróleo por agua. El agua produce un desplazamiento tipo pistón mucho más eficiente que el desplazamiento por gas de la figura 1.17. Esto se debe a que el agua es más viscosa y menos móvil que el gas, y que la roca está originalmente mojada por agua.

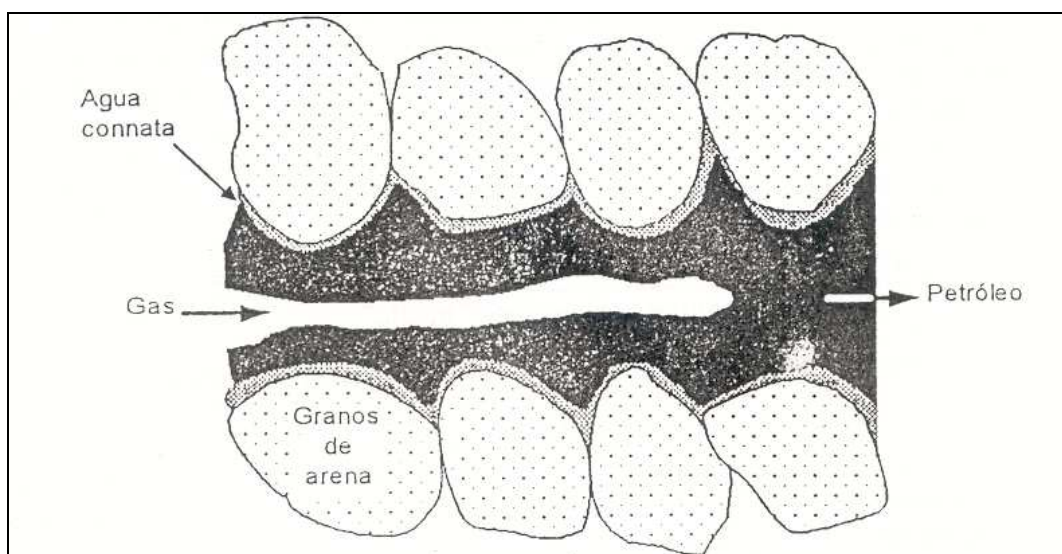


Figura 1.17 Desplazamiento de petróleo por gas en un canal poral.

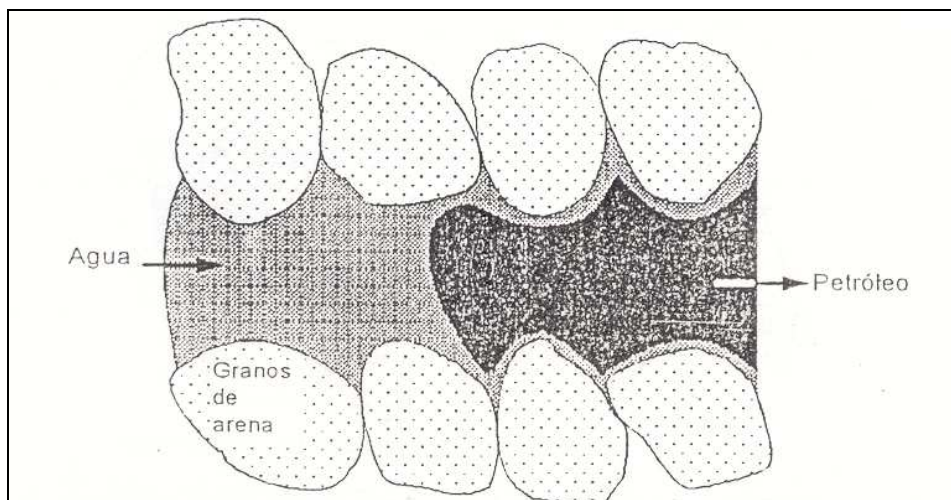


Figura 1.18 Desplazamiento de petróleo por agua en un canal poral.

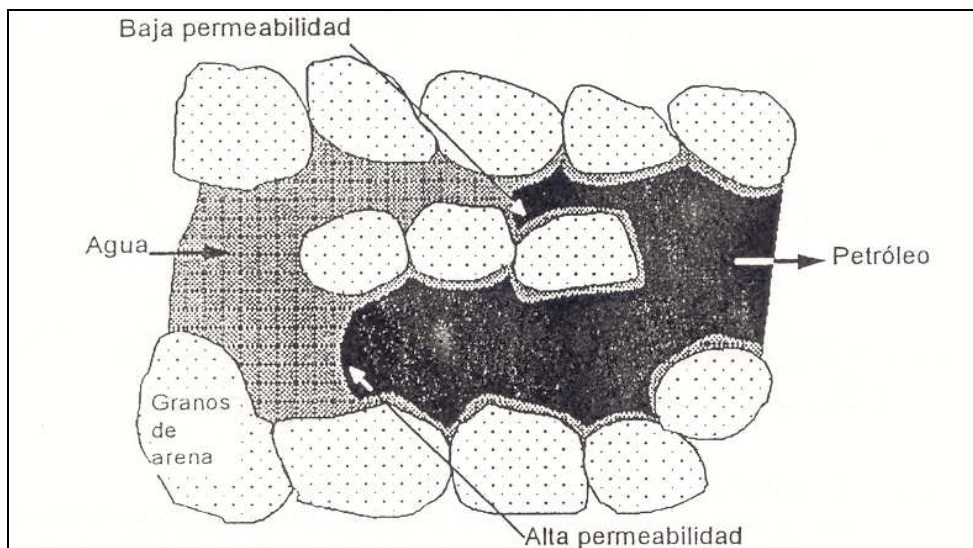


Figura 1.19 Las fuerzas capilares hacen que el agua penetre primero en los canales porales de baja permeabilidad.

Para un sistema con dos canales de distinto diámetro (figura 1.19), el agua tiende a penetrar por imbibición en el canal superior de menor permeabilidad gracias al empuje adicional suministrado por la presión capilar.

En el canal inferior de mayor diámetro, el agua se mueve pegada a las paredes de los granos, mientras la saturación de petróleo disminuye. El petróleo se ubica como un filamento continuo: a medida que su diámetro decrece, la tensión interfacial agua-petróleo aumenta (figura 1.20).

El proceso continúa hasta que el filamento se quiebra formándose gotas o glóbulos de petróleo (figura 1.21). Estas gotas adquieren formas aproximadamente esféricas debido a la alta tensión interfacial y permanecen atrapadas en los poros. Para desentramparlas se necesitaría una diferencia de presión externa entre la parte de atrás y la de delante de la gota, mayor que la presión capilar.

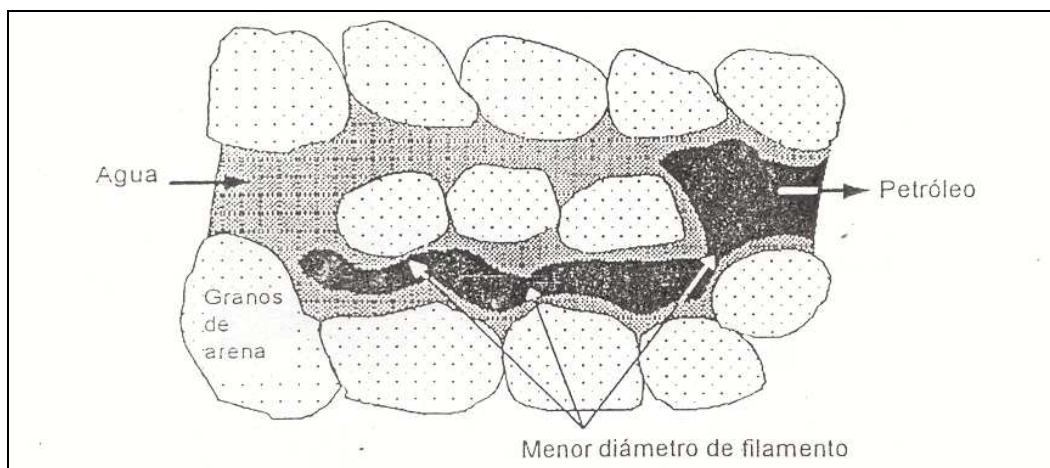


Figura 1.20: La tensión interfacial aumenta en tres puntos donde es menor el diámetro del filamento de petróleo, originando la ruptura del mismo.

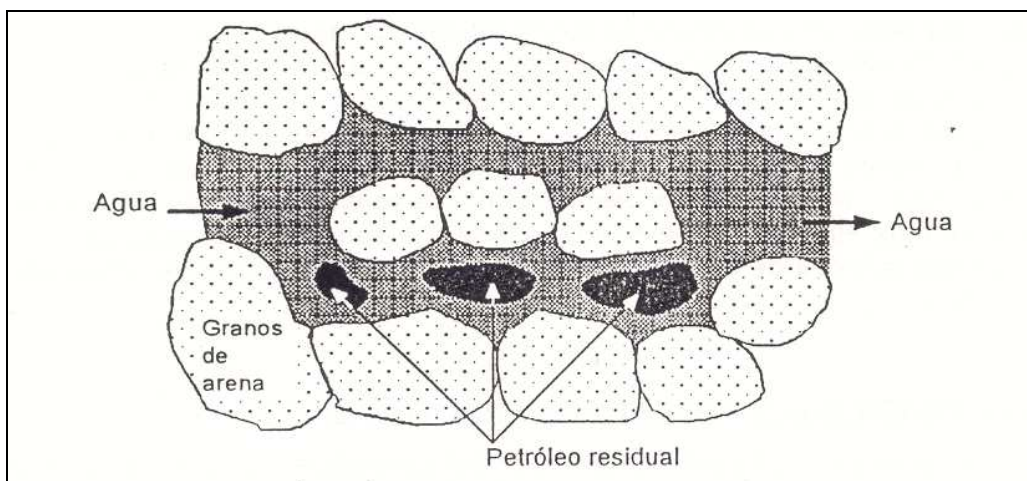


Figura 1.21: El filamento se quiebra formando gotas de petróleo que permanecen atrapadas en los poros.

Cabe señalar que el desplazamiento de petróleo, por gas o por agua, deja petróleo sin barrer en el reservorio. Su saturación se denomina saturación residual de petróleo. En general, la saturación residual de petróleo al barrido por

gas es mucho mayor que al barrido por agua, pues este último proceso de barrido es más eficiente.

1.2.9 PERMEABILIDADES EFECTIVAS Y RELATIVAS

Cuando en el reservorio fluyen dos o más fluidos inmiscibles, cada fluido interfiere con el flujo de los otros. Esta reducción en la posibilidad de desplazamiento se cuantifica con el concepto de permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa de cada uno de los fluidos inmiscibles.

La permeabilidad efectiva es una medida de la conductancia del medio poroso para cada fase fluida y debe ser determinada experimentalmente utilizando muestras de roca y realizando ensayos de flujos bifásicos, ya sea agua-petróleo o gas-petróleo. Además, está influenciada por varios factores: la geometría del medio poroso, la mojabilidad de la roca reservorio, la distribución de los fluidos en el medio poroso y la saturación de cada uno de los fluidos. Para un determinado sistema roca-fluidos es, entonces, función exclusiva de la saturación y de la dirección del desplazamiento (drenaje o imbibición).

Del mismo modo que la permeabilidad absoluta, la permeabilidad efectiva y la permeabilidad relativa son propiedades dinámicas. La permeabilidad absoluta, por definición, se mide con un fluido que satura el 100% del espacio poral. Es una propiedad de la roca y no del fluido que se mueve a través de la misma.

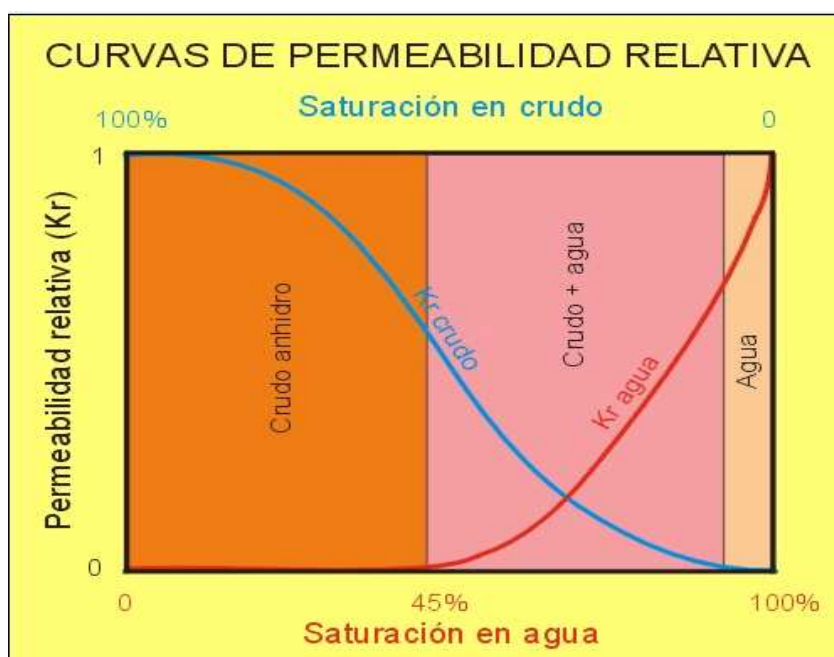


Figura 1.22 Curvas de permeabilidad relativa.

1.2.10 RELACIÓN DE MOVILIDADES

La viscosidad del petróleo es la mayor consideración para determinar el comportamiento de la inyección. Si todos los otros factores son los mismos, la recuperación de petróleo para un petróleo ligero será mayor que para un petróleo pesado. La movilidad de un fluido en una roca es definida como la relación de la permeabilidad efectiva a la viscosidad. La movilidad del petróleo es calculada por:

(Ec. 1.1)

Donde K_{ro} es la permeabilidad efectiva al petróleo que depende de la saturación del fluido y μ_o es la viscosidad del petróleo a condiciones de reservorio. De igual manera la movilidad para el agua es:

(Ec. 1.2)

La eficiencia de cualquier proceso de desplazamiento en un reservorio de petróleo es influenciado fuertemente por la relación de movilidad M , definido como la relación de la movilidad del fluido desplazante a la movilidad del fluido desplazado. Esta relación es:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (\text{Ec. 1.3})$$

El comportamiento dinámico del agua de inyección y en general, la eficiencia de barrido, depende directamente de la relación de movilidad, puesto que un $M = 1$ significa que tanto el agua como el petróleo encuentran la misma resistencia a fluir dentro del reservorio. Si $M < 1$, el petróleo fluye mejor que el agua, y por ende es fácil para el agua desplazar al petróleo, lo cual resulta en un buen recobro de petróleo. Pero si $M > 1$, el agua tendrá el comportamiento de fluir más que el petróleo, sin desplazarlo eficazmente.

1.2.11 CONCLUSIÓN

El comportamiento dinámico del fluido de inyección está determinado por el efecto combinado de varios parámetros inherentes a las condiciones de reservorio y del fluido mismo. Las heterogeneidades del reservorio (presencia de fallas o capas impermeables) influyen directamente en el desplazamiento del agua, puesto que ésta atravesará aquellos conductos tortuosos que le permitan fluir con facilidad. Por esta razón, la magnitud y la variabilidad de la permeabilidad son consideraciones importantes. Si la permeabilidad es muy baja no será posible inyectar agua a altas tasas, en cambio, capas con alta permeabilidad y que son continuas entre el pozo inyector y productor causarán temprana irrupción del frente de agua en los pozos de producción y dejarán de lado petróleo en zonas de baja permeabilidad.

La presión de inyección constituye la energía brindada al agua para que logre empujar el banco de petróleo hacia los pozos productores, de ahí que, el alcance longitudinal desplazado depende de esta fuerza.

Las fuerzas capilares de la roca, así como su preferencia de humectabilidad también inciden directamente en la manera de comportarse del agua inyectada. De aquí se infiere que la recuperación de petróleo por inyección de agua es más eficaz para el reservorio predominantemente hidrófilo, puesto que el agua es atraída hacia los poros más estrechos y desplaza con facilidad el petróleo entrampado. Todo esto está íntimamente relacionado con las curvas de permeabilidad relativa, la saturación de los fluidos en la roca y, a la vez, con la relación de movilidades. Por tanto, todos estos son los parámetros fundamentales que intervienen en el desplazamiento del agua de inyección y por ende, en el barrido de petróleo.

CAPÍTULO 2

TÉCNICA DE INYECCIÓN DE RADIOTRAZADORES EN EL YACIMIENTO

2.1 GENERALIDADES DE LOS TRAZADORES

2.1.1 CONCEPTO DE TRAZADOR

El método de trazadores es una técnica para obtener información de un sistema o parte de un sistema, mediante la observación del comportamiento de una sustancia específica (el trazador) que ha sido agregada al proceso.

Esto implica marcar con el trazador una fase o parte determinada del sistema denominada material marcado, haciéndola así, fácilmente identificable.

A partir de esta afirmación es posible establecer un concepto de trazador:

“El trazador es una sustancia específica que sirve para marcar o hacer más fácilmente identificable una fase específica o parte de un sistema denominado material marcado”

En otras palabras, el principio básico del método de los trazadores es marcar una sustancia, un objeto o una fase, y después seguirlo a través del sistema, o llevar a cabo la determinación cuantitativa del mismo después que ha abandonado el sistema.

2.1.2 METODOLOGÍA DE LOS TRAZADORES

En general, un experimento con trazadores consiste en inyectar en un punto P_i del sistema, entre t_i y $t_i + \Delta t_i$, cierta actividad A_i , incorporada a un volumen V_i de producto marcado y observar la aparición y concentración de la actividad en función del tiempo en un punto P_o . Esta situación se representa en la figura 2.1.

En general, para que un trazador pueda ser utilizado en un estudio de cualquier índole, debe:

- Comportarse de la misma forma que el material sujeto a investigación.

- Ser fácilmente detectable en bajas concentraciones.
- La detección debe ser inequívoca.
- La inyección, detección y muestreo debe realizarse sin introducir perturbaciones en el sistema.

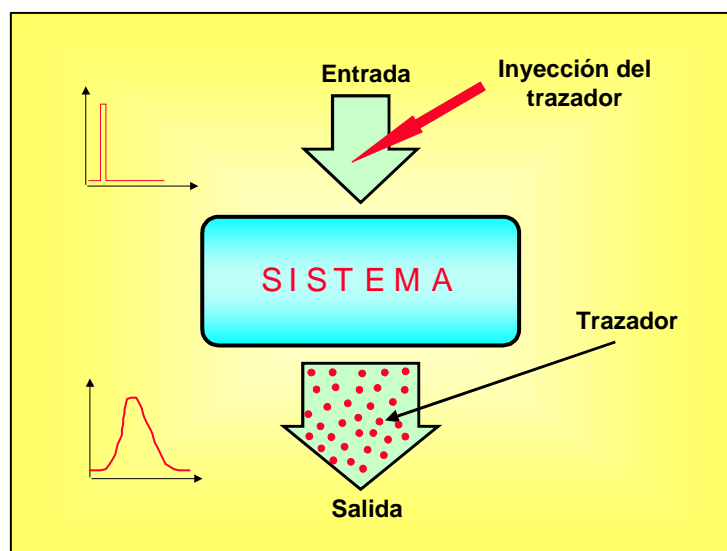


Figura 2.1: Esquema de un experimento con trazador

Estos requerimientos, lo satisfacen tres tipos de trazadores:

- los trazadores estables (colorantes o sales químicas)
- los trazadores activables (compuestos estables que se transforman en radiactivos por irradiación), y
- los trazadores radiactivos.

Composto / Íon	Formula mostrando o isótopo
Água tritiada	^3HHO
Tiocianato	$^{35}\text{SCN}^-$, S^{14}CN^-
Hexacianocobaltato	$^{60,58,57}\text{Co}(\text{}^{14}\text{CN})_6^-$
Iodeto	$^{125}\text{I}^-$, $^{131}\text{I}^-$
Cloreto	$^{36}\text{Cl}^-$
Álcoois	$^{14}\text{CC}_{n-1}\text{H}_{2n}\text{OH}$, $\text{C}_n^3\text{HH}_{2n-1}\text{OH}$

Figura 2.2 Radiotrazadores útiles para aplicación en campos petrolíferos

2.2 TRAZADORES RADIACTIVOS

Si se agrega un colorante al tanque de agua de una casa y se abre una canilla en un extremo de la instalación se puede medir el tiempo que tarda en observarse su aparición, de esta manera se infiere el largo de la cañería y otros parámetros. El colorante, de esta manera, se comportó 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 cañería desde el exterior de la pared, puesto que la radiación emitida puede atravesarla y ser detectada con facilidad; de este modo se tendría un trazador radiactivo.

En general, los trazadores radiactivos o radiotrazadores son sustancias radiactivas que incorporadas al sistema en estudio, proporcionan información sobre su comportamiento, la que se obtiene mediante la detección y el análisis de la radiación emitida. Así, los radiotrazadores se usan eficientemente para monitorear el curso de muchos procesos industriales sin interrumpir la producción, ya que se comportan como verdaderos “espías”, introduciéndose en un sistema en forma prácticamente desapercibida (debido a su utilización en pequeñas cantidades), brindando luego información acerca del mismo a un observador externo.

Con la utilización de los radiotrazadores se pueden determinar parámetros de transporte de material, como por ejemplo flujos volumétricos y másicos, distribución de tiempos de residencia, coeficientes de dispersión, ubicar o cuantificar fugas y filtraciones y realizar balances de masa, entre otras aplicaciones.

En la prospección petrolífera se utilizan equipos que determinan el perfil de las propiedades del terreno a grandes profundidades, permitiendo inferir cuales son las posibilidades existentes de que un medio geológico dado albergue petróleo.

En las mediciones de caudal de agua para la recuperación secundaria de petróleo, se utilizan soluciones de yodo 131 , con actividades menores de 1 TBq, diluidas en el agua de inyección. Se agrega agua tritiada (marcada con tritio) en

un pozo. A lo largo de los meses se obtienen muestras de los pozos adyacentes, y midiendo el tritio por centelleo líquido se establece la conexión entre los pozos.

2.2.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL EMPLEO DE RADIOTRAZADORES

Las ventajas más notables son:

- Alta sensibilidad de detección
- La gran diversificación de los radioisótopos hace factible que casi siempre se pueda encontrar al menos uno que sea el adecuado para la investigación a realizar.
- Pueden ser utilizados para el marcaje físico o químico.
- Posibilidades de detección "in situ" sin necesidad de llevar a cabo el muestreo
- Independencia de su detección de condiciones imperantes como la temperatura, presión, etc.
- En ocasiones es la única vía para diferenciar el comportamiento de un elemento en diferentes fases o estados químicos.

Las desventajas más significativas son:

- La principal, sin duda alguna, la relacionada con la propia presencia de la radiactividad y por los efectos y riesgos que conlleva su manipulación, si no se extreman los cuidados exigidos por las normas de seguridad y de protección radiológica.
- Los efectos radiacionales que pueden introducir cambios en los sistemas biológicos, alterando los resultados de las experiencias.
- La formación de radiocoloides que pueden llevar a la adsorción y pérdidas en ocasiones completas del radiotrazador.

2.2.2 SELECCIÓN DEL TRAZADOR RADIACTIVO

Dada la gran diversidad de los isótopos radiactivos (principalmente los artificiales), siempre existe la posibilidad de que más de un radioisótopo satisfaga los requerimientos de la investigación a realizar. En estos casos los factores más importantes a tener en cuenta son:

- el periodo de semidesintegración.
- la actividad específica.
- tipo de radiación.
- la energía de la radiación.
- el tipo de trazador (físico o químico).

El orden de estos factores no indica prioridad alguna y puede darse el caso de que las restricciones de uno de éstos, invaliden a los restantes y por tanto, limite el empleo del trazador previamente seleccionado.

2.2.3 EL TRITIO

El hidrógeno natural está constituido en un 99,985% por un isótopo (^1H) caracterizado por poseer un único protón en su núcleo mientras que la fracción restante está integrada por otro isótopo (^2H) llamado *deuterio* cuyo núcleo posee un protón y un neutrón. Ambos son estables.

Hidrógeno (99,985%)	Deuterio (0,015%)	Tritio (trazas)
Estable	Estable	Radiactivo

Por medio de ciertas reacciones nucleares es factible producir un tercer isótopo del hidrógeno (^3H) conocido como *tritio* con un protón y dos neutrones en su núcleo atómico.

En este caso el exceso de neutrones hace que dicho núcleo sea inestable (isótopo radiactivo) y que, entonces, busque la estabilidad a través de la emisión de una partícula *beta* para transformarse en un isótopo del helio.

El tritio (Hidrógeno-3) tiene un tiempo de vida media de 12,3 años y es producido naturalmente por la acción de rayos cósmicos sobre gases atmosféricos. También puede ser manufacturado artificialmente. Es un gas incoloro e inodoro, más liviano que el aire. Está presente en el aire y en el agua formando el compuesto conocido como agua tritiada, en todo el mundo, y es habitualmente ingerido e inspirado por todos. Todos los seres humanos tenemos trazas de tritio así como

otros isótopos radiactivos que ocurren naturalmente. También puede aparecer en los reservorios de agua subterránea gracias a la infiltración del agua de precipitación.

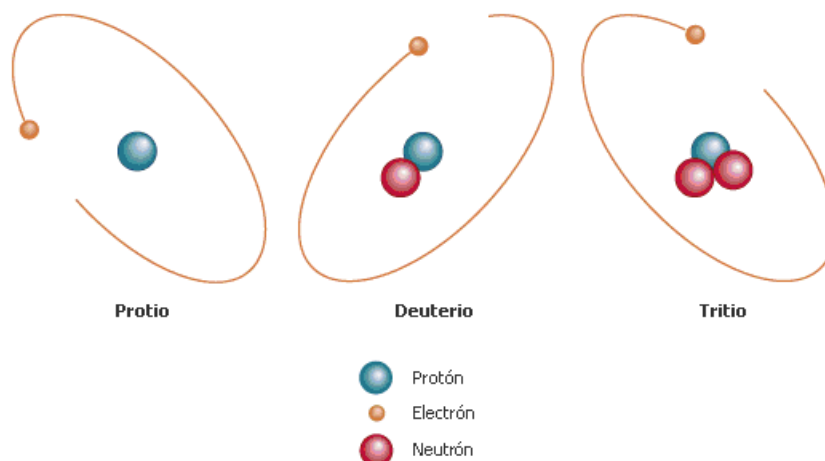


Figura 2.3 Isótopos del hidrógeno

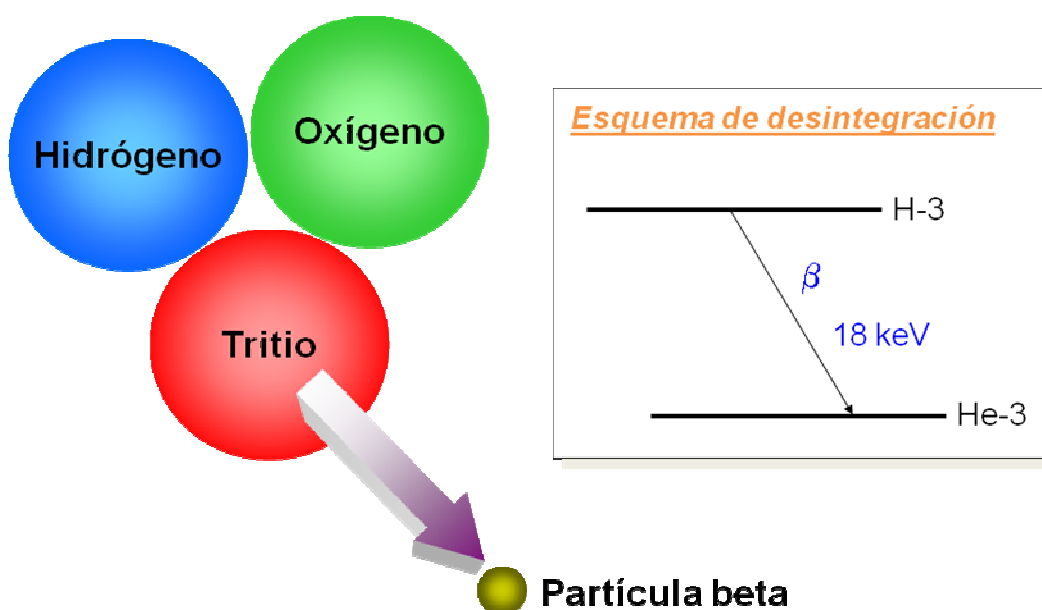


Figura 2.4 Esquema de desintegración de la molécula de agua tritiada

Las emisiones beta del tritio son de baja energía, no emitiendo ninguna otra radiación primaria. De hecho, el tritio emite el nivel más bajo de energía por radiación beta de todos los isótopos (en la práctica implica que sus partículas beta son fácilmente detenidas por finas capas de cualquier material sólido).

2.2.3.1 Medición de tritio

La particularidad del tritio de ser un emisor *beta* puro de baja energía hace que su medición con alta eficiencia sólo sea posible en laboratorio mediante la técnica conocida como *centelleo líquido*.

Las muestras de agua tritiada se limpian, filtran y fraccionan en volúmenes del orden de los 8 a 10 ml. Luego se mezclan con una sustancia denominada "*cóctel centelleador*" que se caracteriza por la propiedad de emitir fotones luminosos cuando las partículas *beta* provenientes de la desintegración del tritio interaccionan con sus átomos. Los fotones son detectados por válvulas denominadas *fotomultiplicadores* que entregan pulsos con amplitud proporcional a la energía de la partícula y frecuencia proporcional a la actividad presente en la muestra. Estos pulsos son procesados y contados por la unidad electrónica.

La respuesta es expresada en pulsos o "cuentas" por unidad de tiempo (cuentas por minuto), o bien si se considera la eficiencia del sistema de medición, directamente en desintegraciones por unidad de tiempo (desintegraciones por minuto).

2.2.4 CONTADOR DE CENTELLEO LÍQUIDO

Cuando se desea medir la actividad de un isótopo emisor de partículas beta de poca energía, puede utilizarse el principio de la excitación de los átomos de un cristal de yoduro de sodio, cuando una partícula pasa a través del mismo. Así es como, los cristales y sustancias fluorescentes, asociados a un fototubo sensible a la luz han permitido idear aparatos que permiten analizar una muestra de radioisótopos con gran eficiencia ya que cada vez que ocurre un centelleo de la sustancia fluorescente (usualmente yoduro de sodio), el fototubo hace una señal eléctrica que, una vez amplificada varias miles de veces, es capaz de ser registrada (figura 2.5). Estos aparatos se conocen como *contadores de centelleo*.

Del mismo modo, para determinar radiaciones beta de baja energía como las del tritio (^3H) y las del ^{14}C , se emplean con excelentes resultados los llamados *contadores de centelleo líquido*.

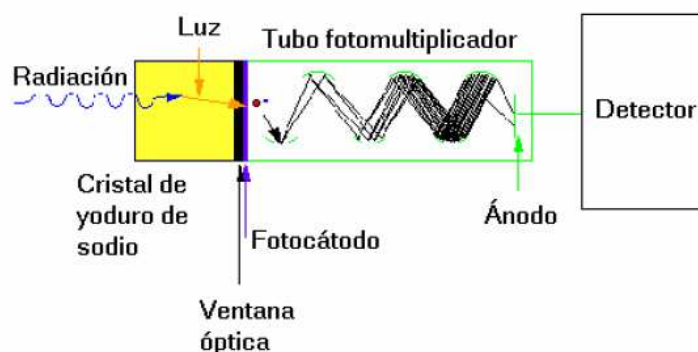


Figura 2.5 Principio de medición de la radiación emitida por un isótopo

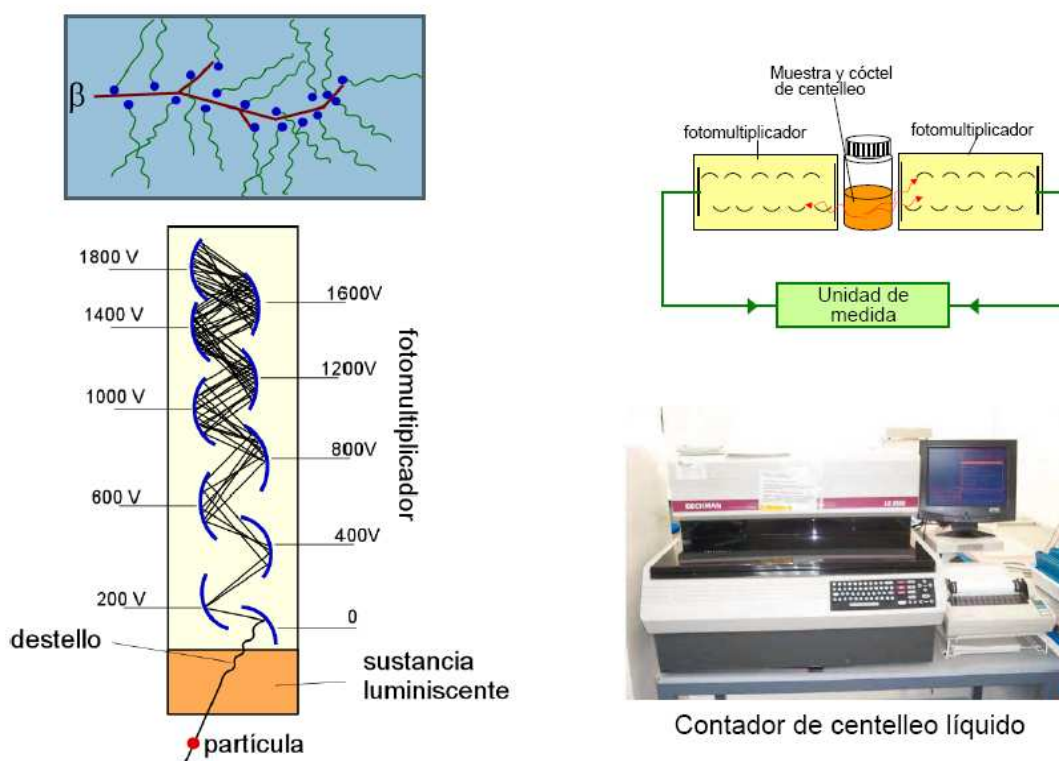


Figura 2.6 Diagrama esquemático de un contador de centelleo líquido.

En ellos, el material fluorescente está formado por ciertas moléculas que se disuelven en un solvente apropiado. La muestra que contiene el material radioactivo se sumerge en este líquido (coctel) centelleador y origina en él pequeños destellos luminosos que pueden ser reconocidos y contados mediante un sistema apropiado que comprende fototubos y amplificadores de señal como se muestra en la figura 2.6.

2.3 APLICACIÓN DE RADIOTRAZADORES EN ESTUDIOS DE INTERCONEXIÓN DE POZOS

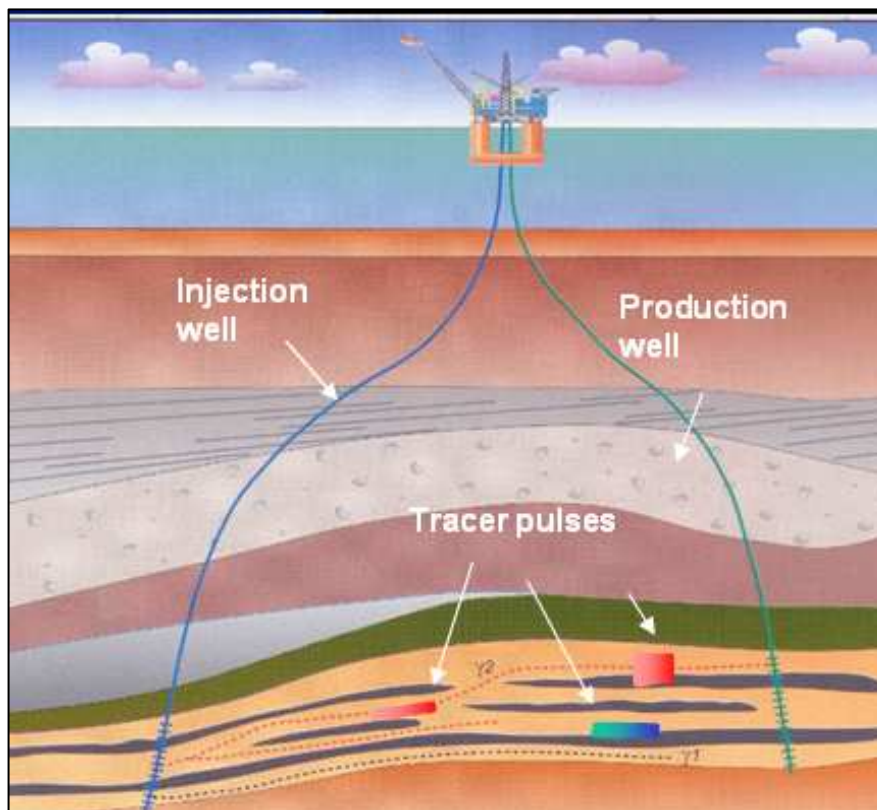


Figura 2.7 Inyección de trazadores en el reservorio

El empleo de trazadores radiactivos constituye la mejor técnica para alcanzar un conocimiento más claro del comportamiento del fluido de inyección en el yacimiento, y por ende, su utilidad es muy amplia en los estudios de interconexión entre pozos.

Un estudio de este tipo se inicia con la incorporación al pozo, en forma conjunta con el agua de inyección, de una solución acuosa en la que se encuentra el trazador bajo una forma química apropiada. Posteriormente, una planificada y ordenada extracción de muestras en los pozos productores posibilita la generación de gráficos representativos de las curvas de respuesta o funciones de transferencia.

La adecuada interpretación de las funciones de transferencia inyector-productor obtenida mediante trazadores ha permitido a los ingenieros de reservorio reunir valiosa información y tomar importantes decisiones, tales como : confirmar la

existencia de fallas geológicas, modificar el trazado de algunas de esas fallas, redefinir fallas como sellantes o no sellantes, encontrar direcciones preferenciales de desplazamiento del agua de inyección en el ámbito de todo el yacimiento, cerrar capas en algunos productores por presencia de canalizaciones desde el inyector, determinar conexiones verticales entre distintos estratos productores, reasignar productores a distintos inyectores (es decir reorganizar la composición de los arreglos), modificar el caudal de inyección en ciertos pozos, evaluar la eficiencia de recuperación secundaria, confirmar o modificar análisis volumétricos previos y estimar la permeabilidad media de los distintos arreglos.

En los estudios de interconexión de pozos petrolíferos, la selección de tritio como trazador, es la única opción factible para llevar a cabo este trabajo.

El tritio es un radioisótopo emisor beta puro y constituye el de más amplia utilización a nivel mundial en razón de las siguientes ventajas:

- Posibilidad de marcar grandes volúmenes del medio con una pequeña masa de trazador (propiedad común a cualquier radioisótopo);
- Ser un emisor beta puro de baja energía, lo que hace innecesario el empleo de grandes blindajes y prácticamente nulo el riesgo de irradiación;
- Facilidad para ser medido con gran sensibilidad, lo que permite su detección en concentraciones sumamente bajas;
- Comportamiento ideal por tratarse de un isótopo del hidrógeno y, en consecuencia, formar parte de la molécula de agua.

2.3.1 INYECCIÓN

Se han propuesto y empleado diversas técnicas destinadas a la incorporación del trazador a la capa en estudio. En todos los casos debe asegurarse que la inyección se efectúe en forma instantánea, condición que se cumple cuando el tiempo que demora el trazador en ingresar es despreciable comparado con su tiempo de tránsito entre pozos.

Este requerimiento se cumple fácilmente cuando se emplean radiotrazadores debido a los pequeños volúmenes involucrados.

El empleo de una bomba dosificadora es una de las posibles alternativas para lograr una correcta inyección cuando la presión en la boca del pozo productor es superior a la atmosférica. La bomba se alimenta de un recipiente en el que se encuentra la solución marcadora acoplándose su salida al caudal principal de inyección de agua de formación. Si la presión en la boca del pozo productor es inferior a la atmosférica, la inyección puede efectuarse en forma directa por medio de una pequeña bomba peristáltica. La figura 2.8 muestra los esquemas de ambas alternativas.

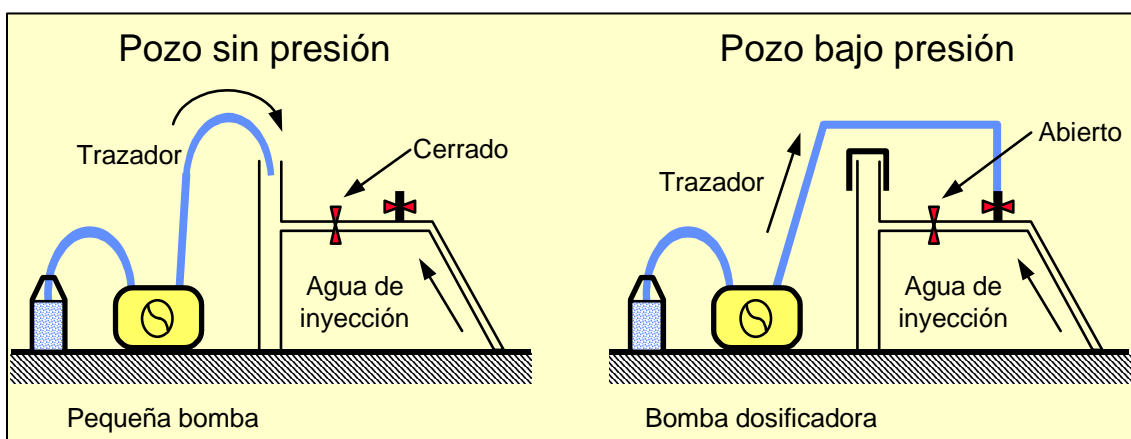


Figura 2.8: Inyección de trazador mediante bombas

Otra posibilidad consiste en tomar una derivación del caudal normal de inyección y hacerla pasar por el recipiente que almacena el trazador. Accionando válvulas adecuadamente dispuestas se logra arrastrar el fluido en forma efectiva. Esta alternativa que es, tal vez, la más barata y eficaz ha sido aplicada exitosamente en numerosos estudios. La figura 2.9 presenta un esquema representativo de esta técnica de inyección.

Finalmente, también puede utilizarse alguna herramienta especial de inyección que permita cargar el trazador en superficie y luego ser llevada hasta el nivel de inyección para luego ser accionada en forma remota.

Por supuesto que, en todos casos, la capa a estudiar debe encontrarse aislada de las restantes por medio de mandriles u otros elementos apropiados.

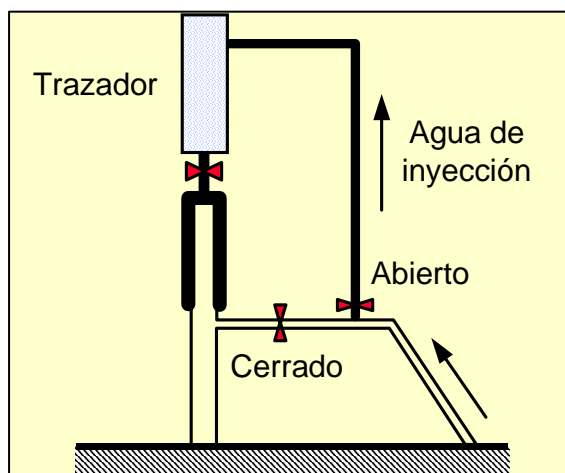


Figura 2.9: Incorporación de trazador mediante una derivación del agua de inyección

2.3.2 MUESTREO

El muestreo es una operación simple que normalmente la realiza el personal del yacimiento sin ninguna dificultad. Es importante rotular los frascos que almacenan las muestras con algún medio indeleble, escribiendo sobre ellos una referencia alfanumérica fácilmente identificable. Cada envío de muestras debe acompañarse de una planilla que indique el número de pozo al que pertenece cada una de ellas y la fecha de extracción. Cuando se toma más de una muestra diaria debe indicarse también la hora. El volumen de la muestra dependerá del trazador utilizado y de la técnica de medición seleccionada.

El plan de muestreo debe comprender una alta frecuencia de toma de muestras durante los días inmediatamente posteriores a la inyección, para luego ir disminuyendo el ritmo a medida que transcurre el tiempo. Dos muestras diarias los primeros dos o tres días, una por día la semana siguiente y así sucesivamente hasta llegar a una muestra semanal cuando hayan pasado algunos meses, suele ser un plan racional. Muchas veces la respuesta del pozo suele aparecer en forma tardía y extenderse durante muchos meses y hasta años. En estos casos, luego del primer año de muestreo, una muestra mensual resulta suficiente.

El motivo de la alta frecuencia inicial es la posibilidad de presencia de una canalización a través de la cual el trazador emerja en el pozo productor muy rápidamente antes de haberse dispersado longitudinalmente produciendo en

respuesta corta pero de gran amplitud que sólo es posible reconstituir si se tiene un número suficiente de muestras. La tabla 1 indica la frecuencia de muestreo usualmente utilizada. Además, debe recordarse que antes de la inyección es necesario extraer una muestra de cada productor para poder cuantificar el fondo, que corresponde a la concentración de tritio innata del reservorio.

Tabla 1: FRECUENCIA DE MUESTREO

MES	MUESTRAS POR CADA POZO PRODUCTOR
1	Una antes de la inyección. Una muestra cada uno de los primeros tres días posteriores a los de la inyección. Tres muestras semanales el resto del mes.
2	Tres por semana
3 a 5	Dos por semana
6 a 8	Una por semana
9 a 11	Dos por mes
12+	Una por mes

2.3.3 MEDICIÓN Y CORRECCIÓN DE RESULTADOS

En caso de trabajar con trazadores radiactivos es sabido que la lectura entregada por cualquier instrumento de medición corresponde a un valor de actividad bruta. Para transformarla en actividad neta es necesario, obviamente, restar el fondo de radiación natural el cual se obtiene a partir de la medición de la muestra extraída del respectivo pozo antes de la inyección. Sin embargo, si el trazador demora en aparecer, es decir si no se está en presencia de una canalización, puede obtenerse un valor más representativo del fondo calculando la media aritmética de las primeras mediciones, teniendo en cuenta que cuantos más puntos se tomen menor será su coeficiente de variación.

Al respecto, es bueno recordar que la desintegración radiactiva es un fenómeno estadístico que responde a la distribución binomial y que puede ser aproximado por las funciones de distribución de Poisson y de Gauss. Aplicando esta última, puede considerarse que la totalidad de los valores de una serie de mediciones está

comprendida en un intervalo de cinco desviaciones estándar centrado en el valor medio. Por lo tanto, para poder asegurar que dos mediciones pertenecen a distintas poblaciones, las mismas deberían diferir entre sí en cinco desvíos como mínimo.

Ese criterio se utiliza también para determinar si una muestra de baja actividad es realmente activa o si se está midiendo un valor perteneciente a la banda de fluctuaciones estadísticas del fondo natural. Es decir que una muestra contendría restos de trazador cuando se diferencie del fondo en más de cinco desviaciones. De aquí se derivan los conceptos de límite de detección y de concentración mínima detectable. Si se desea trabajar cuantitativamente con los resultados de esas mediciones, es mejor adoptar un criterio más seguro y definir la concentración mínima medible como aquella cuya lectura de actividad se diferencia de la correspondiente al fondo en diez o más desviaciones estándar.

El límite de detección puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$L_d = \frac{2,8 \sqrt{N_F}}{e t V_m} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Siendo:

- L_d : Límite de detección (Bq / L)
- N_F : Número de cuentas de fondo acumuladas durante un tiempo t
- t: Tiempo de medición (s)
- e : Eficiencia (cuentas / desintegración)
- V_m : Volumen de la muestra (L)

Otra consecuencia de las variaciones estadísticas es la dificultad de establecer funciones de ajuste debido a la dispersión de los datos originales. A efectos de suavizar algo las curvas de respuesta, puede aplicarse a los valores de actividad o concentración neta, algún procedimiento de alisado, por ejemplo el reemplazo de cada valor por el promedio de los tres o cuatro anteriores.

Por último, para poder comparar mediciones pertenecientes a muestras extraídas en distintos días se requiere corregir los resultados por decaimiento radiactivo. Si bien

en el caso del tritio el período es lo suficientemente largo como para que sean innecesarias las correcciones cuando las diferencias son de algunos días, en el caso de que el muestreo se prolongue durante meses es conveniente efectuar esta corrección que implica una modificación en los datos de 0,46% mensual.

2.3.4 RESPUESTA TEMPORAL

La respuesta temporal de cada pozo está constituida por la representación gráfica de la concentración de actividad neta, corregida por decaimiento, en función del tiempo. Tal como se dijo, los datos originales pueden haber sido sometidos a un procedimiento de alisado.

Como consecuencia de esto, resulta importante el trazado de la curva de actividad total recuperada en función del tiempo ya que ella permite determinar los factores de reparto del trazador entre los distintos pozos.

La curva de actividad recuperada se obtiene multiplicando los valores de ordenada por el caudal del pozo productor e integrando la función resultante por algún método numérico, tal como el de los trapecios o, si se cuenta con un número suficiente de mediciones, el de Simpson. La aplicación de técnicas más complejas por lo general no se justifica en razón de la dispersión estadística de los datos experimentales y de las variaciones en los parámetros de operación del arreglo.

En la figura 2.10 se presenta un ejemplo real de las respuestas instantánea y acumulada de un pozo productor ante una inyección de tritio.

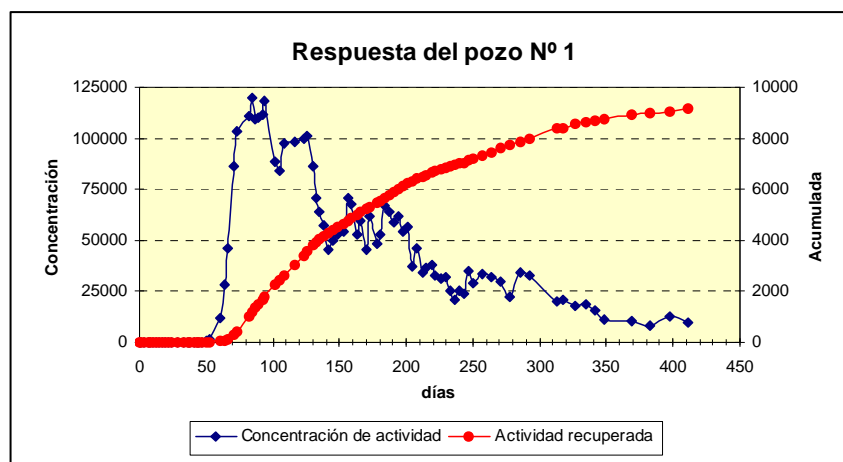


Figura 2.10: Respuestas instantánea y acumulada

2.3.4.1 Información Obtenida a partir de la representación temporal

Como se dijo, la información más importante a obtenerse de la representación de la concentración de trazador en función del tiempo es la función de recuperación de masa o actividad de trazador según se trabaje con trazadores químico o radiactivo. Esta nueva curva representa la cantidad de trazador recuperada en el pozo bajo estudio en función del tiempo.

Para un instante dado t_i la ordenada de la función acumulativa está dada por la siguiente expresión:

$$A(t_i) = \int_0^{t_i} q(t) C(t) dt \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Siendo:

$A(t_i)$: cantidad de trazador recuperada hasta t_i (Kg o Bq)

$Q(t)$: caudal de producción agua del pozo en función del tiempo ($\text{m}^3 / \text{día}$)

$C(t)$: concentración de trazador en función del tiempo (Kg / m^3 o Bq / m^3)

t_i : tiempo transcurrido desde la inyección (días)

El caudal de producción de agua es un dato del que se dispone en el yacimiento, por lo general actualizado en forma mensual.

De la curva de respuesta temporal puede extraerse fácilmente el tiempo de arribo del trazador (conocido como *breakthrough* en inglés) definido como el instante en el que la concentración de trazador en el agua extraída del pozo productor supera el límite de detección.

Otro valor importante es el tiempo medio de residencia del agua de inyección, definido en forma similar que para los estudios de procesos es decir como la relación entre el volumen involucrado en el mismo (V) y el caudal que lo alimenta (Q) :

$$\bar{t} = \frac{V}{Q} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

A partir de los datos experimentales se obtiene de la siguiente manera:

$$\bar{t} = \frac{\int_0^{\infty} t C(t) dt}{\int_0^{\infty} C(t) dt} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Finalmente, también puede determinarse el tiempo final, a partir del instante en el que la respuesta cae por debajo del límite de detección. Sin embargo, el muestreo suele ser interrumpido antes de que se alcance este punto y por ello se hace necesario extrapolar la cola de la respuesta mediante una función exponencial y, a partir de ella, calcular el instante en que la respuesta finaliza.

Conociendo la distancia entre los pozos inyector y productor y a partir de los tiempos de arribo, medio y final pueden obtenerse las velocidades máxima, media y mínima de desplazamiento del agua inyectada.

La recuperación total de trazador en cada pozo se determina extrapolando a tiempo infinito la respuesta acumulada, tomando como base la aproximación exponencial de la función que representa la concentración de trazador en función del tiempo según se mencionó más arriba. El cociente entre la cantidad de trazador recuperada en el pozo considerado y la inyectada representa la fracción de agua inyectada que alcanza dicho pozo.

La suma de estas fracciones debería de ser unitaria para todos los pozos de un arreglo lo que implicaría una recuperación total del trazador inyectado y un perfecto balance de masas. Sin embargo, la recuperación total suele oscilar entre el 30% y el 80% para el caso del tritio que es el trazador ideal para el agua debido a que el mismo continúa su desplazamiento hacia puntos más alejados del yacimiento y a que, en algún momento, su concentración cae bajo el límite de detección aunque mantenga su presencia en mínimas concentraciones. Para mejorar el balance de masas y para obtener información adicional es conveniente muestrear también pozos de segunda línea.

2.3.5 RESPUESTA VOLUMÉTRICA

Cuando se emplean trazadores para estudios de procesos industriales es común representar la respuesta del sistema mediante un gráfico que representa la concentración del trazador de salida en función del tiempo y calcular a partir de ella el tiempo medio de residencia, la varianza y otros parámetros relacionados con la respuesta temporal.

Si bien la respuesta temporal también es ampliamente utilizada cuando se trabaja en estudios de interconexión de pozos petrolíferos, tal como se presentó en el punto anterior, adolece de algunos inconvenientes que limitan su utilidad. En efecto, variaciones en el caudal de inyección, comunes en cualquier yacimiento, producen alteraciones en las curvas de respuesta. Para evitar este inconveniente es una alternativa interesante representar la concentración de salida en el productor en función del volumen inyectado acumulado, siempre que se disponga de este dato. La función así obtenida será insensible a las variaciones de caudal pero mantendrá la forma general de la respuesta temporal. El volumen inyectado acumulado puede calcularse a partir del caudal de inyección. En la figura 2.11 pueden observarse las respuestas temporal y volumétrica para un mismo pozo, pudiendo comprobarse que ambas son idénticas formalmente.

La respuesta volumétrica en un pozo productor a un impulso de trazador en el pozo inyector representa el volumen de poros barridos por el agua de inyección en cada instante. El baricentro de la respuesta volumétrica es una medida del volumen medio de poros barrido para el arreglo considerado.

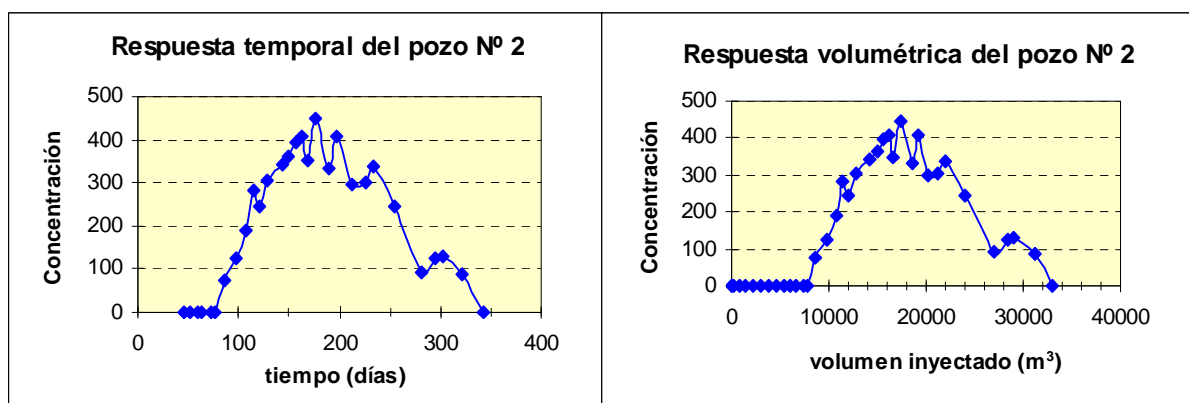


Figura 2.11: Comparación entre las respuestas temporal y volumétrica

$$\bar{V} = \frac{\int_0^{\infty} V C(V) dV}{\int_0^{\infty} C(V) dV} \quad (\text{Ec.2.5})$$

La porción del volumen medio de poros barrido que afecta a un par inyector-productor se obtiene multiplicando el valor anterior por la fracción de trazador recuperada en el correspondiente productor.

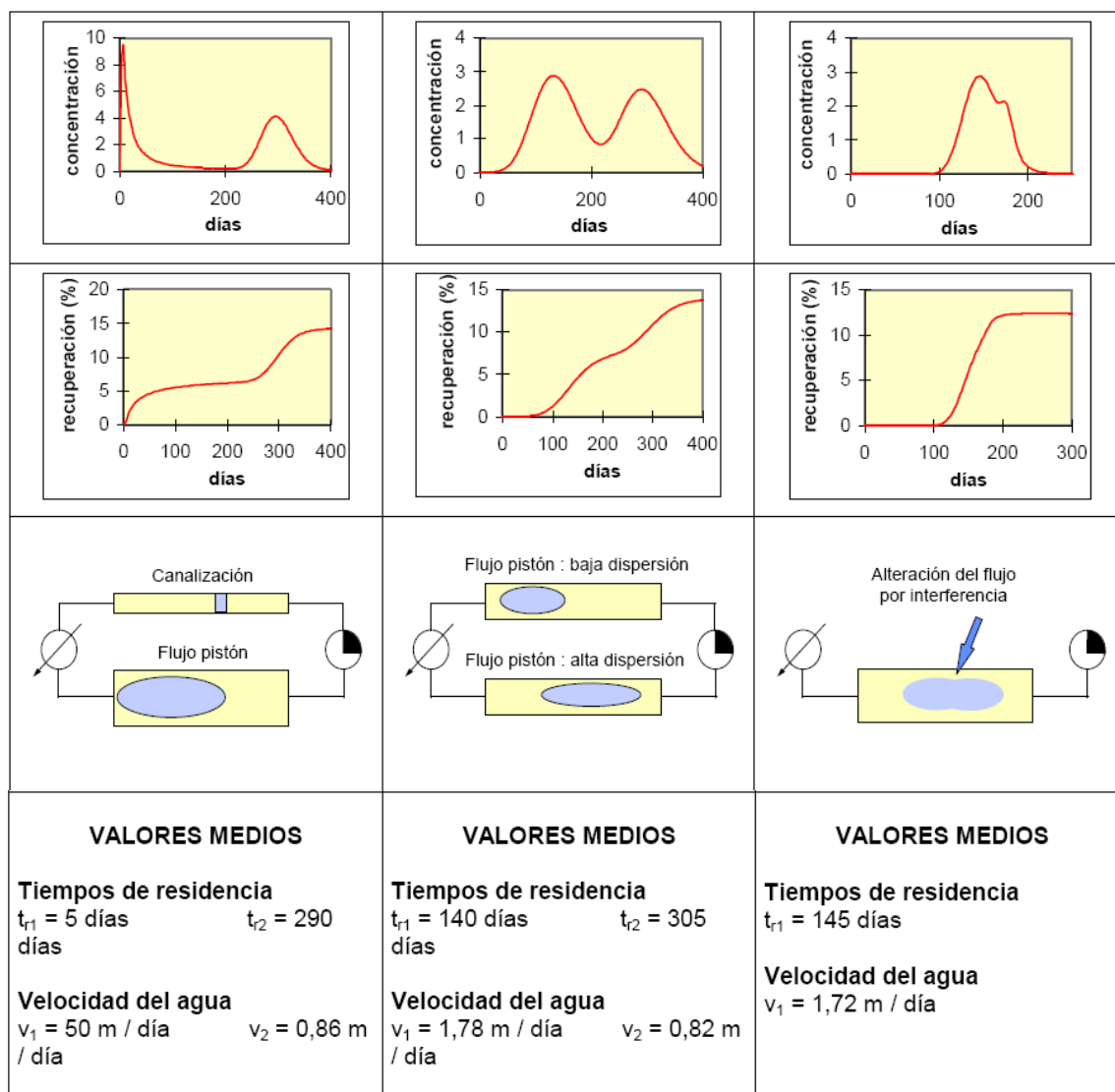


Figura 2.12: Curvas de respuesta para diferentes valores de dispersividad intrínseca.

La figura 2.12 muestra en forma cualitativa algunos casos típicos de respuesta de pozos ante una inyección puntual de trazador. Además, se muestran valores propios de los tiempos de residencia y de velocidad del agua e inyección para cada uno de los casos.

En el primer caso, se produce una canalización al inicio del muestreo y luego se observa el paso del trazador a través de otro estrato, a partir de los 250 días más o menos. El anexo 2 explica con más claridad lo que sucede cuando se produce una canalización del agua de inyección en el reservorio. Cabe resaltar el alto valor de la velocidad del agua que conlleva la canalización de la misma.

Para el segundo caso, se observan dos curvas de paso del trazador, la una a continuación de la otra. Esto muestra el arribo del trazador a través de dos patrones de flujo, el uno de alta dispersión y el otro de baja dispersión, los cuales obedecen a las propiedades intrínsecas de dos estratos diferentes por los cuales se desplazó el agua de inyección.

En el tercer caso, se plantea el paso del trazador con una alteración en el flujo causada por interferencia, lo cual es muy común en el análisis de las curvas de respuesta como se verá en el ensayo posterior.

2.3.6 MODELOS MATEMÁTICOS

Es importante intentar el ajuste de los datos experimentales por medio de expresiones teóricas que respondan a un modelo matemático adecuado descriptivo del arreglo bajo análisis. Mediante la aplicación de estas funciones las curvas de transferencia pueden descomponerse en varias respuestas elementales a partir de las cuales pueden efectuarse cálculos comparativos tales como valores de permeabilidad relativa entre diversos estratos.

2.3.6.1 Modelos Simples

Entre los modelos sencillos para ajuste de los valores experimentales, algunas funciones desarrolladas para interpretar el movimiento de trazadores en aguas subterráneas constituyen una buena alternativa. He aquí un ejemplo.

$$C(x, t) = C_{REF} \frac{1}{\sqrt{4\pi \frac{D_1}{vx} t_N^3}} e^{-\frac{(1-t_N)^2}{4 \frac{D_1}{vx} t_N}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Siendo:

$C(x,t)$: concentración del trazador en función del tiempo y de la distancia
(Bq / L)

T_N : tiempo normalizado calculado como el cociente entre el tiempo real y el tiempo medio de residencia del trazador (adimensional)

D_1 : dispersividad intrínseca del medio (m^2 / día)

v: velocidad de desplazamiento (m / día)

x: distancia desde el punto de inyección (m)

La figura 2.13 muestra el comportamiento de la curva de paso del trazador respecto a diferentes valores de dispersividad intrínseca. Sin embargo, se ha determinado que los valores para D_1 ($m^2 / día$) referente a areniscas se estiman entre 0.3 y 0.003.

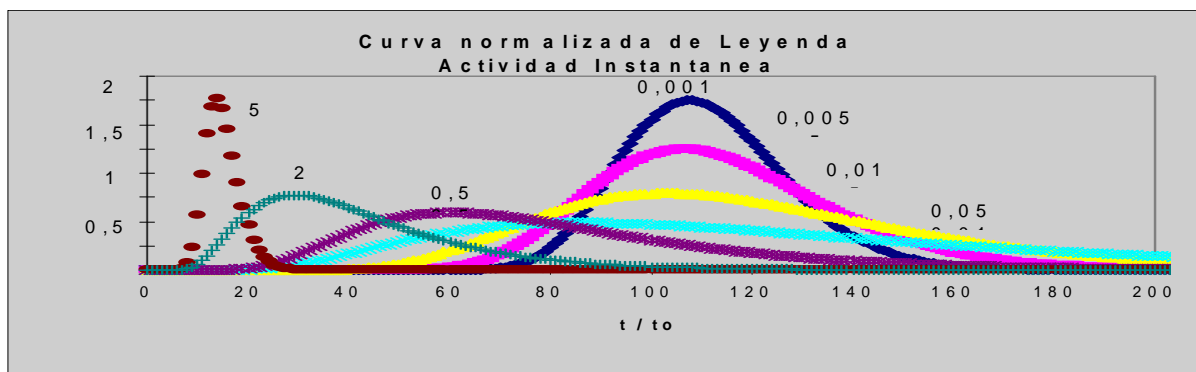


Figura 2.13: Curvas de respuesta para diferentes valores de dispersividad intrínseca.

El factor C_{REF} representa una concentración de referencia; por lo general el cociente entre la actividad inyectada y el volumen de agua marcada. Para este caso este volumen está dado por la siguiente expresión:

$$V = \pi x^2 h \phi S_w \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

h: espesor de la capa inyectada (m)

ϕ : porosidad media de la capa (adimensional)

S_w : saturación de agua (adimensional)

El ajuste se realiza seleccionando valores apropiados de $D_1 / v x$ y del tiempo medio de residencia. Cuando la respuesta presenta varios picos, esos parámetros deben establecerse para distintas curvas, las que luego se suman, afectadas por un factor de peso, para obtener la respuesta total del sistema. Dicho factor puede considerarse como una modificación del valor C_{REF} para cada curva individual.

2.3.7 CÁLCULO DE LA ACTIVIDAD A INYECTAR

Para un cálculo exacto de la actividad o masa a inyectar en un estudio de interconexión de pozos petrolíferos debería recurrirse a un modelo matemático que permitiera simular la respuesta del arreglo tomando como base los parámetros del reservorio y luego, considerando la sensibilidad de la técnica de medición, hiciera posible determinar la actividad o masa necesaria para obtener una respuesta representativa y con bajo error estadístico.

Por lo general los grupos que aplican trazadores no disponen de un modelo de estas características y, además, aunque contaran con él deberían plantear una serie de suposiciones con respecto al comportamiento del arreglo, las cuales no son fáciles de establecer “a priori”, especialmente si se tiene en cuenta que el estudio mediante trazadores que están planificando se llevará a cabo con el propósito de lograr información acerca de la dinámica de ese mismo arreglo.

A efectos de tener una idea de, al menos, el orden de magnitud de la actividad necesaria pueden hacerse algunas consideraciones. En efecto, a falta de mayor información puede suponerse que la concentración media de salida en el pozo productor está dada por el cociente entre la actividad inyectada y el volumen de poros de un cilindro cuyo radio sea igual a la distancia entre pozos y cuya altura sea el espesor de la capa. Este volumen ya fue definido anteriormente (Ecuación 2.7) por medio de la siguiente expresión:

$$V_p = \pi x^2 h \phi S_w$$

Siendo:

- h: espesor de la capa inyectada (m)
- x: distancia entre pozos inyector y productor (m)
- ϕ : porosidad media de la capa (adimensional)
- S_w : saturación de agua (adimensional)

La concentración media de salida deseada puede establecerse a partir del límite de detección (L_d) del instrumental disponible el cual a su vez dependerá del fondo y del

tiempo de medición. Si se elige una concentración igual a diez veces ese límite, la actividad a inyectar estará dada por la siguiente expresión:

$$A_0 = 10 L_d V_p \quad (\text{Ec. 2.8})$$

La experiencia acumulada luego de realizar un número importante de operaciones en reservorios de diversas características es una valiosa herramienta a la hora de corregir los valores obtenidos a partir de los cálculos anteriores.

CAPÍTULO 3

APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE RADIOTRAZADORES EN EL YACIMIENTO DE ANÁLISIS

Como se explicó anteriormente, el estudio de interconexión inicia con la incorporación del radiotrazador al pozo, conjuntamente con el agua de inyección. Posteriormente, en base a una planificada y ordenada frecuencia de muestreo, se procede a la recolección de muestras en los pozos productores. Además, para un mejor control del paso del trazador, se opta por tomar muestras en los pozos inyectoros y tanque de lavado.

El proyecto se ejecutó inicialmente, utilizando dos pozos inyectoros en el campo Auca para la arena "T" del yacimiento Napo: Pozo inyector No 12 y el pozo inyector No 41, sin embargo dos meses después, el inyector Auca-41 sale de operación debido a un problema de admisión en la arena "T", quedando únicamente el inyector Auca-12 y sus respectivos productores.

Así, en base a la distancia entre el pozo inyector y los productores se escogen los pozos de monitoreo. Los pozos de monitoreo para el inyector Auca-12 son: el Auca-19, Auca-21 y Auca-35. La figura 3.1 muestra las distancias entre pozos para el arreglo PI-12, PP-19, PP-35, PP21.

3.1 INYECCIÓN DEL TRAZADOR

3.1.1 CÁLCULO DE LA ACTIVIDAD A INYECTARSE

El cálculo de la actividad de Tritio empleado en la inyección se basó en los parámetros proporcionados por PETROPRODUCCIÓN (principalmente petrofísicos) de varios pozos que producen de la arena "T"; a partir de éstos se determinó un promedio de porosidad, espesor y saturación de agua, con los cuales se trabajó para dicho cálculo.

Los principales criterios analizados para calcular la actividad a emplearse en la investigación fueron los siguientes:

- Determinación del volumen a marcarse.
- Límite de detección
- Cálculo de la concentración radiactiva en el pozo productor, ubicado a una distancia determinada.

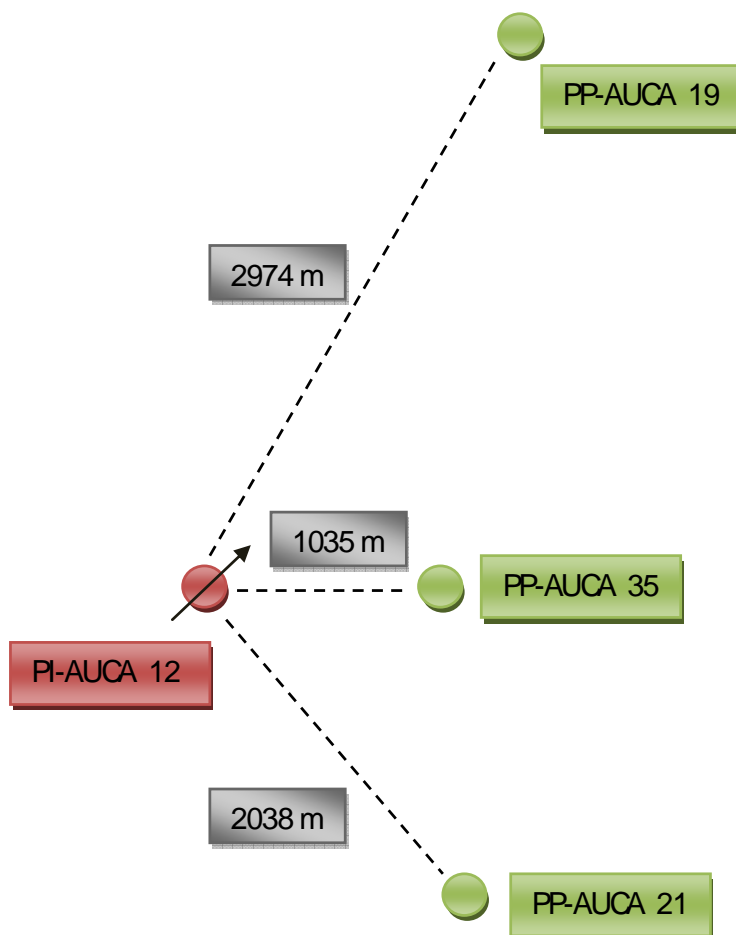


Figura 3.1: Distancias entre pozos productores e inyector para el estudio del Campo Auca

3.1.1.1 Determinación del volumen a marcarse

El volumen de agua a marcar se estimó utilizando la ecuación 2.7:

$$V_p = \pi x^2 h \phi S_w$$

Por ejemplo, para el pozo PP-21 se tiene:

x = Distancia media inyector - productor (2038 m)

h = Espesor de la capa productora (18 pies)

ϕ = Porosidad de la capa productora (16%)

S_w = Saturación de agua (27%)

Luego,

$$V = \frac{2\pi h M S_w}{Q} \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) = \frac{2\pi \cdot 16 \cdot 0,27 \cdot 0,27}{0,16} \ln \left(\frac{2038}{1035} \right) = 3\,043.937 \text{ m}^3$$

Así, el volumen a marcarse para el pozo PP-21 fue de 3`043.937 metros cúbicos, considerando un flujo radial al pozo inyector, sin embargo, debido a características estructurales del campo y a la distribución de los pozos, se puede asumir que el flujo tiene una dirección preferencial hacia el Este del inyector Auca-12. La tabla 2 muestra los volúmenes a marcarse para cada uno de los pozos productores.

Tabla 2: VOLÚMEN A MARCARSE PARA CADA POZO PRODUCTOR

POZO PRODUCTOR	DISTANCIA AL POZO INYECTOR (PI-12)	VOLÚMEN A MARCARSE
	(metros)	(metros cúbicos)
PP-35	1035	785.069
PP-21	2038	3 043.937
PP-19	2974	4 537.402 *

* En realidad este valor corresponde a 6 482.004 metros cúbicos, sin embargo, el ingeniero de trazadores de la CEEA tomó el 70% de dicho volumen debido a que consideró que la presencia de la falla occidental ocasionaría que el agua se desplace sin pasar por dicha barrera, es decir marcando sólo los 4 537.402.

3.1.1.2 Límite de detección

Para este proyecto se utilizó un valor de 18.5 KBq/m³ como límite de detección, de acuerdo a la concentración mínima detectable del equipo de medición mostrado en la tabla 3.

Como se explicó en el capítulo dos, la actividad a inyectarse tiene una concentración aproximada a diez veces el límite de detección, esto es 185 KBq/m³ o 185000 Bq/m³, este valor se multiplica por el volumen a marcarse que corresponde al pozo más lejano (Auca-19) cuyo valor es de 4`537.402 metros cúbicos.

Actividad= 185.000 Bq/m³ × 4^{537.402} m³

$$\text{Actividad} = 839,4 \text{ GBq}$$

Así, se obtiene una actividad de 839.4 GBq (giga-bequerelios), que equivale a 22.69 Ci (curios).

Tabla 3: CONCENTRACIÓN MÍNIMA DETECTABLE EN AGUA PARA LOS RADIONUCLEIDOS MÁS COMUNMENTE USADOS COMO TRAZADORES EN HIDROLOGÍA.

RADIONUCLIDE	³ H(1)	⁵¹ Cr	⁸² Br	⁹⁹ Tc	¹³¹ I	¹⁹⁶ Au
ANNUAL LIMIT OF INTAKE (MBq /year)	100	50	4	100	0,08	1
DERIVED MAXIMUM CONCENTRATION (MBq / m ³)	125	62	5	125	0,10	1,24
DERIVED TRIVIAL CONCENTRATION (MBq / m ³)	1496	746	60	1496	1,15	14,9
MINIMUM DETECTABLE CONCENTRATION (MBq / m ³)	18,5 (1) 1,1 (2)	148 (3) 1,5 (5)	7,4 (3) 0,18 (4)	70,3 (3)	14,8 (3) 0,37 (4)	12,9 (3)

(1) Direct measurement using a liquid scintillation detector.

(2) Liquid scintillation counting after electrolytic enrichment.

(3) Direct measurement using a NaI scintillation detector submerged in the water with saturation geometry.

(4) Measurement with NaI well-type scintillation detector after precipitation using Ag⁺ in 10 liters of water.

(5) After concentration using activated charcoal as absorption material.

3.1.1.3 Cálculo de la concentración radiactiva en el pozo productor, ubicado a una distancia determinada.

Para obtener los datos de concentración de actividad (Ci) en función del tiempo (días), con los que se obtienen las curvas de paso de tritio por cada uno de los pozos, hay que realizar los siguientes cálculos:

a. Cálculo de la concentración referencial (C_{REF})

La concentración de referencia es, por lo general, el cociente entre la actividad inyectada (valor asumido en la modelación matemática que se

encuentra por encima de los 22.69 Ci) y el volumen de agua marcada que corresponde a cada pozo.

b. Cálculo del tiempo de residencia ($T_{RESID.}$)

Este tiempo es el cociente entre el volumen de agua marcada y el caudal de inyección (????□??3????□í□□)??.

c. Cálculo del tiempo normalizado (t_N)

El tiempo normalizado es el cociente entre los días transcurridos después de la inyección (t) y el tiempo de residencia (t_N). Es decir, para cada valor de t hay un valor de t_N .

Con los valores de C_{REF} y t_N se calculan las concentraciones de actividad para cada tiempo en un programa de Excel utilizando la expresión del modelo matemático simple:

$$C(x, t) = C_{REF} \frac{1}{\sqrt{4\pi \frac{D_1}{vx} t_N^3}} e^{-\frac{(1-t_N)^2}{4 \frac{D_1}{vx} t_N}}$$

Para ello, se seleccionan diferentes valores de D_1/vx (dispersividad intrínseca), los cuales varían de acuerdo al tipo de roca presente en el yacimiento de análisis. La tabla 4 muestra el rango de valores de dispersividad para distintos tipos de roca:

Tabla 4: VALORES TÍPICOS DE DISPERSIVIDAD INTRÍNSECA

VALORES TÍPICOS DE DISPERSIVIDAD INTRÍNSECA	
TIPO DE ROCA	D_1/vx ($m^2/día$)
arenas	0,003 - 0,3
gravas	0,1 - 2
rocas fracturadas	1 - 200

El anexo 3 muestra las curvas de paso del tritio por cada pozo productor para dos valores de dispersividad intrínseca, de acuerdo a la modelación matemática.

Para el valor de 0.3, se considera un flujo de mezcla completa, lo cual quiere decir que no se produce dispersión longitudinal.

Si se utiliza el valor de 0.003, el flujo tiende a ser tipo pistón, pero el tiempo de arribo del trazador se incrementa considerablemente, como se observa en las figuras del anexo antes mencionado:

De este modo se calculó la cantidad de trazador a inyectarse que fue de 28 Curios de tritio, la misma que puede ser detectable en el pozo más lejano (Auca-19) sin ningún inconveniente.

Cabe resaltar que más allá de los cálculos realizados, la experiencia adquirida en el manejo de radiotrazadores es de gran ayuda para determinar la cantidad de trazador a inyectarse en un yacimiento.

3.1.2 PROCEDIMIENTO DE INYECCIÓN DEL TRAZADOR

La incorporación o inyección del trazador se realizó el 11 de enero de 2007 en la arena "T" de la formación Napo, en el intervalo punzonado desde 9940 a 9976 pies. Para esto se procedió a diluir los 200 ml (28 Ci) de tritio en un volumen de un litro de agua, con el fin de evitar pérdidas del trazador durante el proceso de inyección y para asegurar que la actividad llegue a la capa productora.

Para la incorporación del trazador, se procedió a destapar la válvula del toma muestra, luego se drenó la línea hasta un nivel que permitió la incorporación del trazador. Una vez colocado el trazador en el cabezal, se procedió al sellado de éste y se abrieron las válvulas a fin de que el trazador fuera arrastrado junto al agua de inyección. La inyección se realizó de un solo pulso (Inyección instantánea).



Figura 3.2: Incorporación del trazador al pozo inyector

Todo este proceso, que dura alrededor de 30 minutos, se realizó con operadores de PETROPRODUCCIÓN. La inyección del trazador al PI-41 fue a las 11:00 y al PI-12 a las 14:00.

Luego de la inyección, los desechos radiactivos se guardaron en un recipiente etiquetado, los mismos que fueron llevados a un repositorio especial que se encuentra en las instalaciones de la CEEA, con el fin de cumplir con las normas de seguridad radiológica.

Antes de la inyección del trazador, se tomaron muestras de fondo, tanto del pozo inyector PI-12, como de los productores, PP-35, PP-19, PP-21 y del tanque de lavado.

3.2 INYECCIÓN DE AGUA POSTERIOR A LA INCORPORACIÓN DEL TRAZADOR

Como se indicó anteriormente, el buen desempeño de esta técnica de trazadores implica la inyección de un caudal constante de agua en cada uno de los pozos inyectores escogidos para este proyecto. Esto se debe a que, cuando el trazador ha sido incorporado dentro del yacimiento, necesita una fuerza de empuje longitudinal a través de la arena, a fin de que el trazador pueda aparecer en cada pozo productor que se planifica muestrear. Por tanto, es el agua de inyección la que proporciona dicha fuerza de empuje.

Para la ejecución de este proyecto se convino en que la inyección debe mantenerse en un caudal de 4000 a 5000 bls de agua por día, en base al modelo matemático realizado para la inyección del trazador. El anexo 4 muestra un diagrama básico de la Planta de inyección de agua en el Campo Auca.

Al inicio de la inyección, se utilizó agua del río, lo cual presentó algunas dificultades puesto que su utilización depende de las condiciones climáticas. Así pues, cuando llueve mucho, se arrastra una gran cantidad de sedimentos, los cuales tapan el sistema de filtración de la estación. Pero, cuando no llueve, el nivel de agua para la succión de las bombas es demasiado bajo, por lo que el bombeo podría colapsar.

Por lo cual, en ambos casos hay que detener el bombeo, lo que da como resultado que la inyección en los pozos de estudio sea muy irregular.

Para los últimos días del mes de Junio de 2007, se empieza a utilizar el agua de formación a más del agua de río, haciendo que la inyección sea un poco más constante que en los meses anteriores.

Desde la figura 3.3 a la 3.17, se muestran los caudales de inyección diarios para el Auca-12, empleados desde enero de 2007 hasta marzo de 2008:

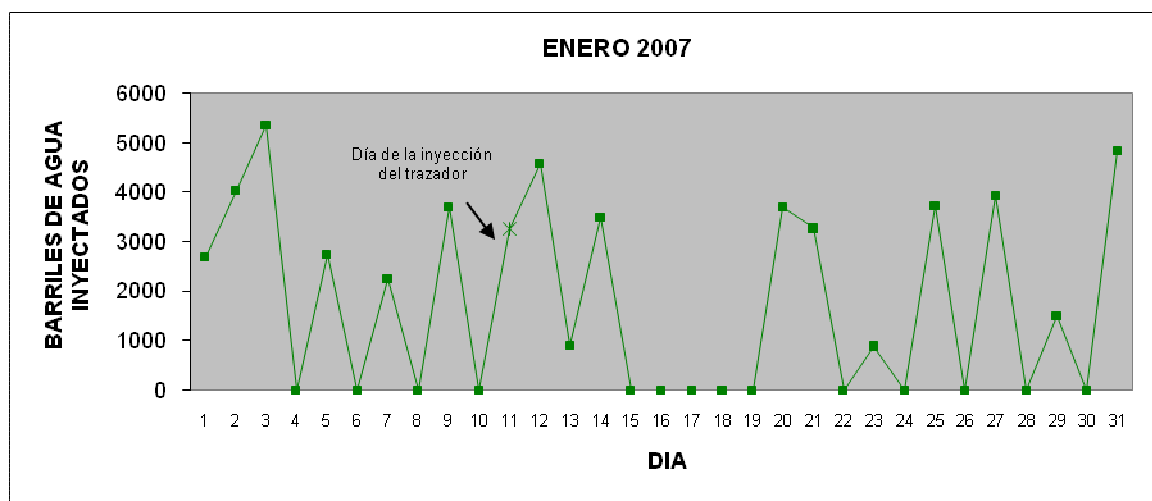


Figura 3.3: Caudales de inyección diarios para enero de 2007.

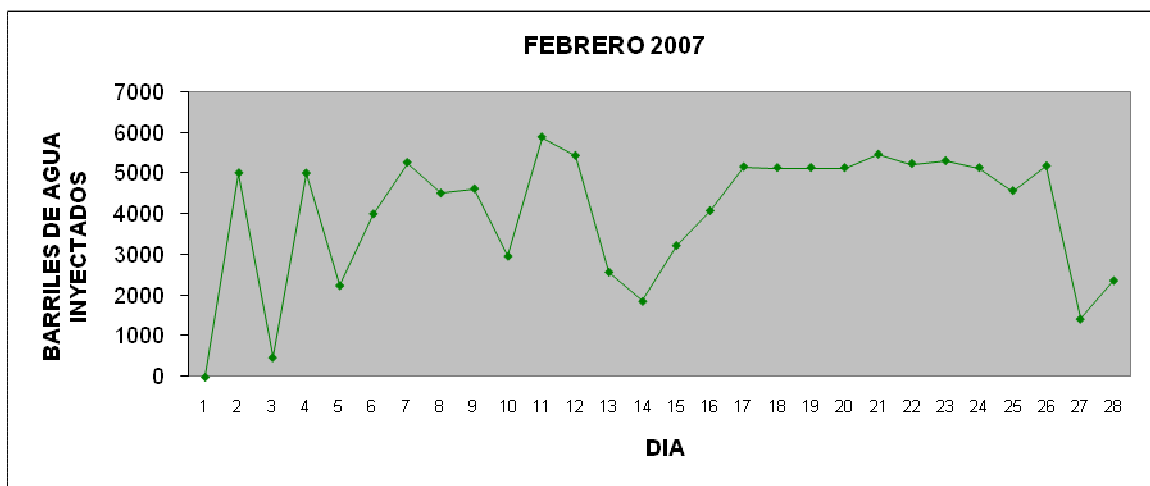


Figura 3.4: Caudales de inyección diarios para febrero de 2007.

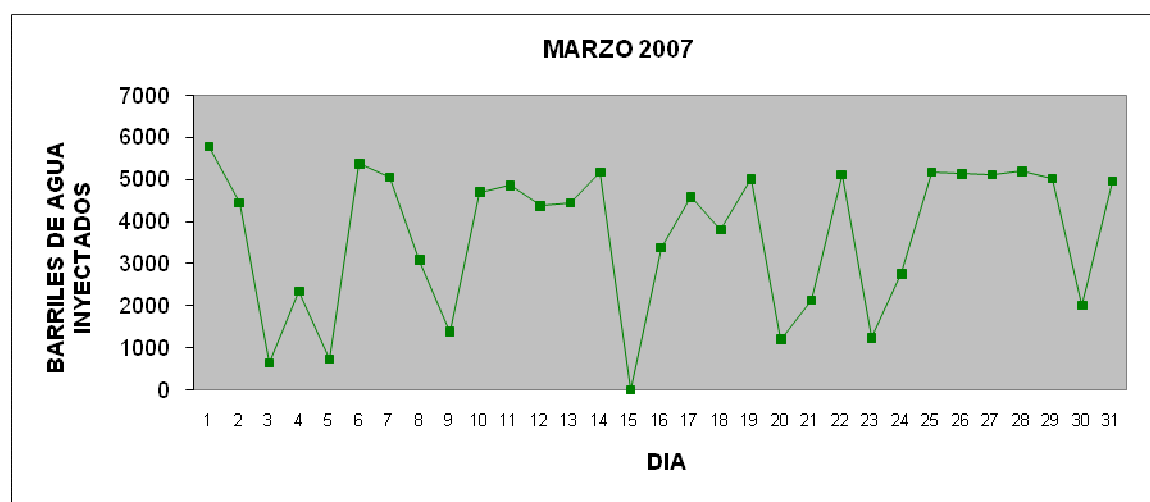


Figura 3.5: Caudales de inyección diarios para marzo de 2007.

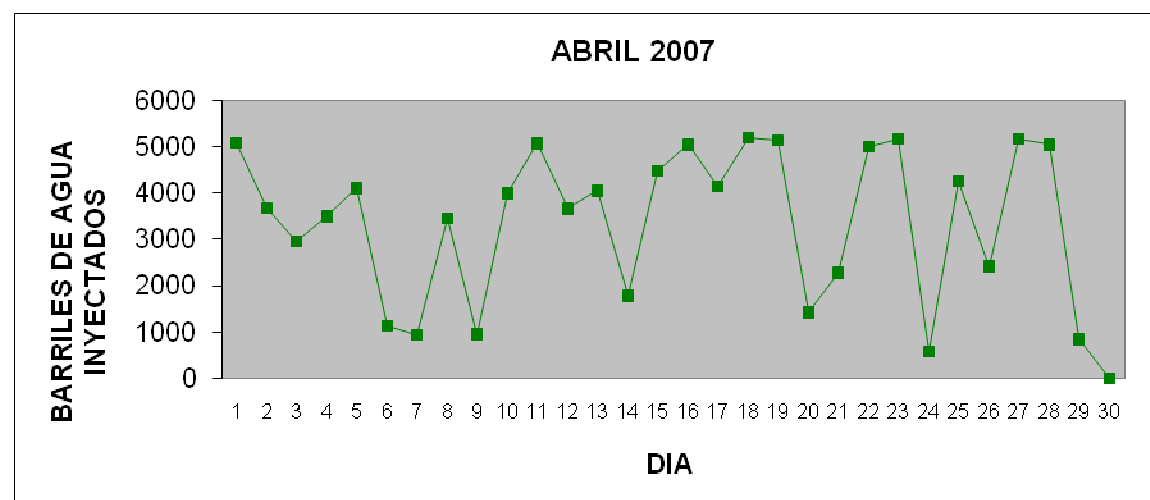


Figura 3.6: Caudales de inyección diarios para abril de 2007.

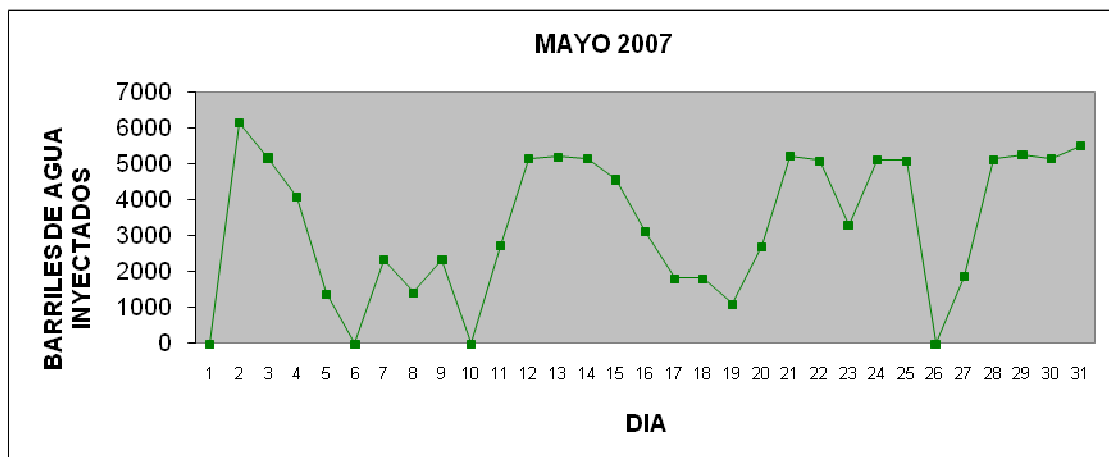


Figura 3.7: Caudales de inyección diarios para mayo de 2007.

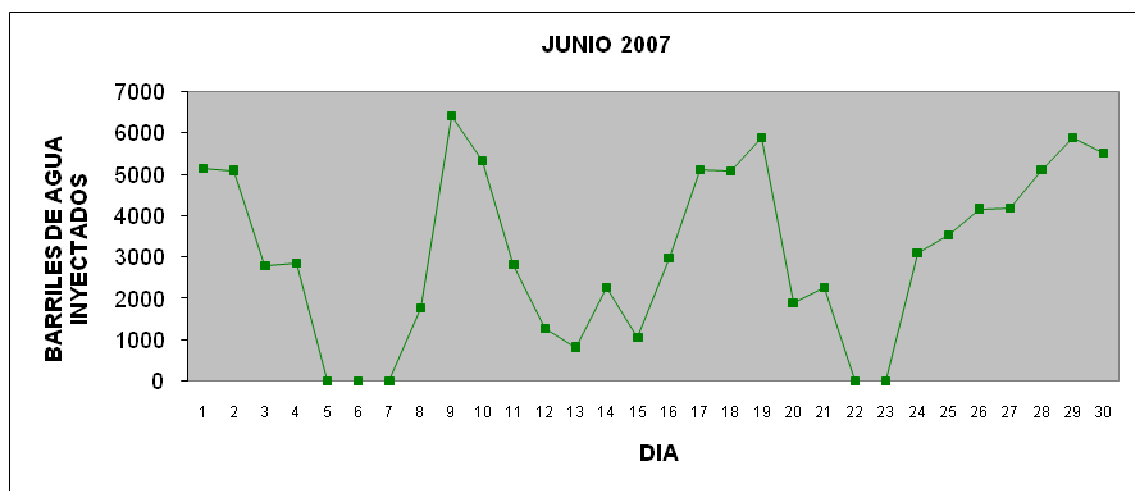


Figura 3.8: Caudales de inyección diarios para junio de 2007.

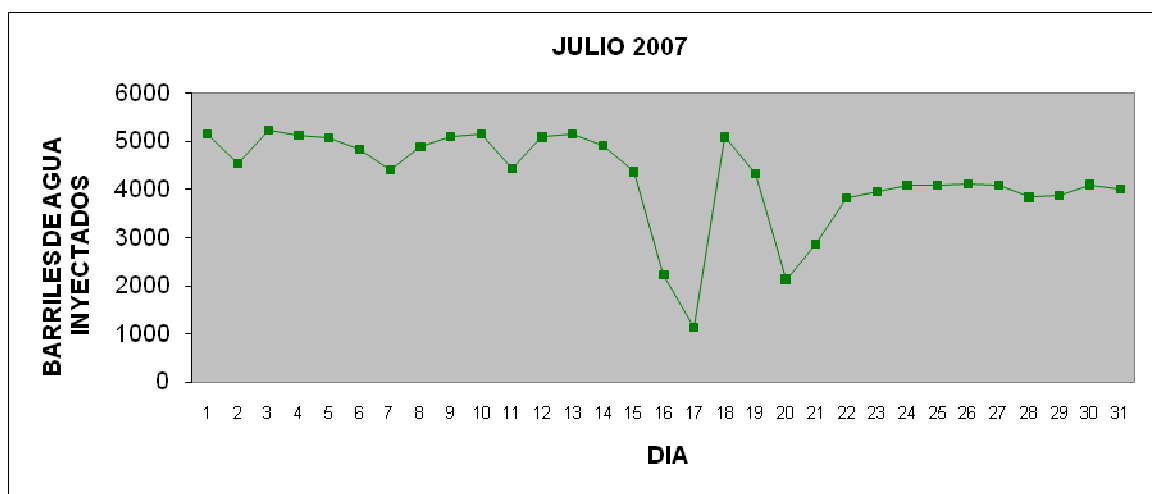


Figura 3.9: Caudales de inyección diarios para julio de 2007.

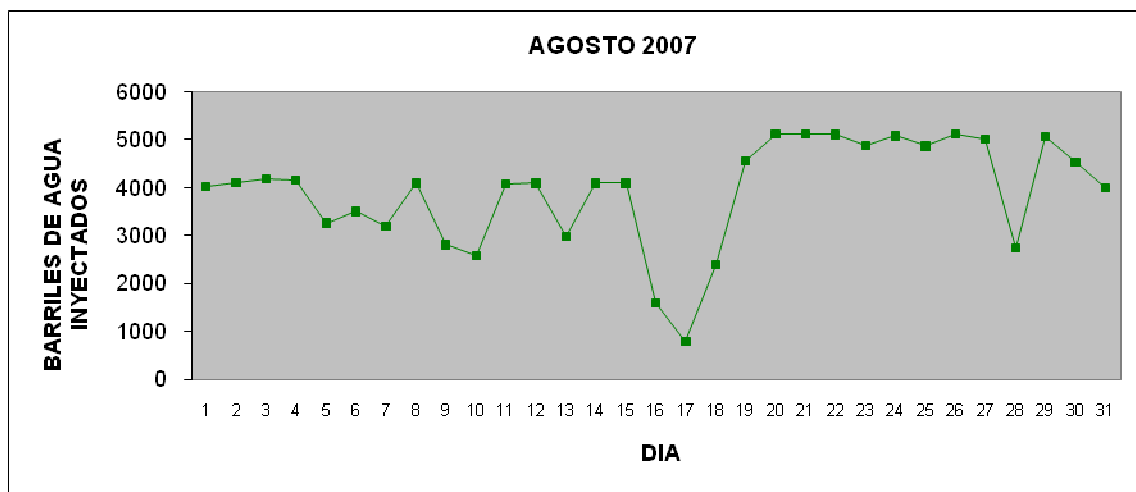


Figura 3.10: Caudales de inyección diarios para agosto de 2007.

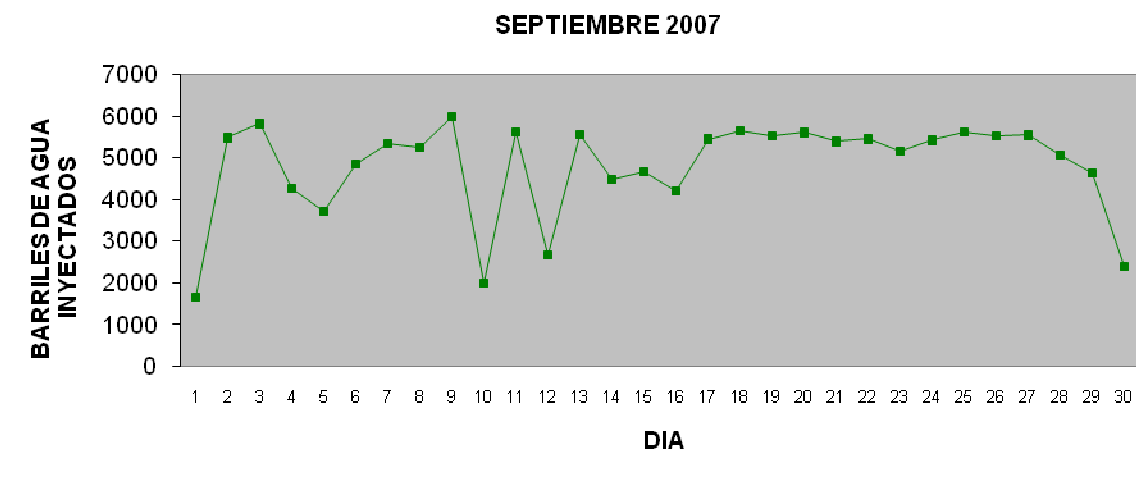


Figura 3.11: Caudales de inyección diarios para septiembre de 2007.

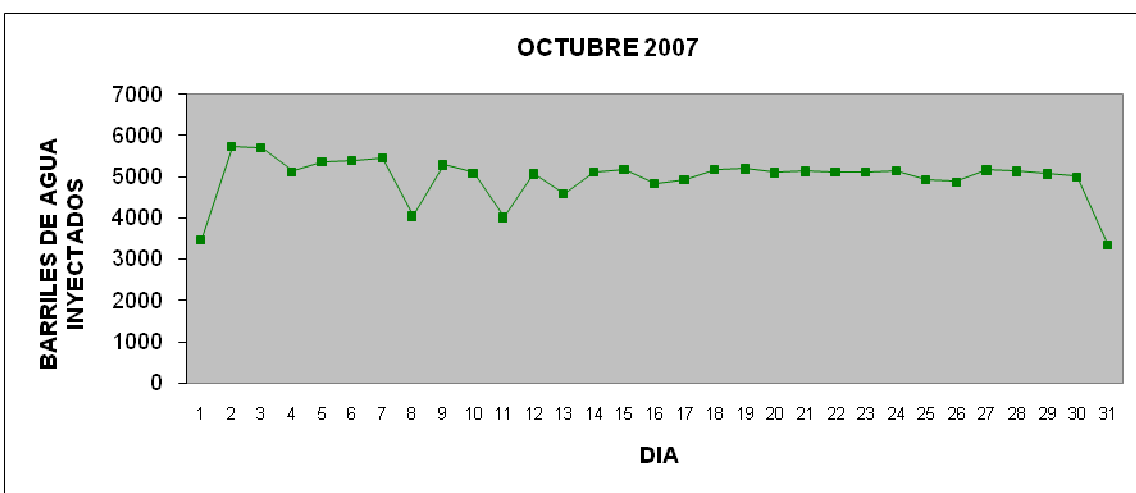


Figura 3.12: Caudales de inyección diarios para octubre de 2007.

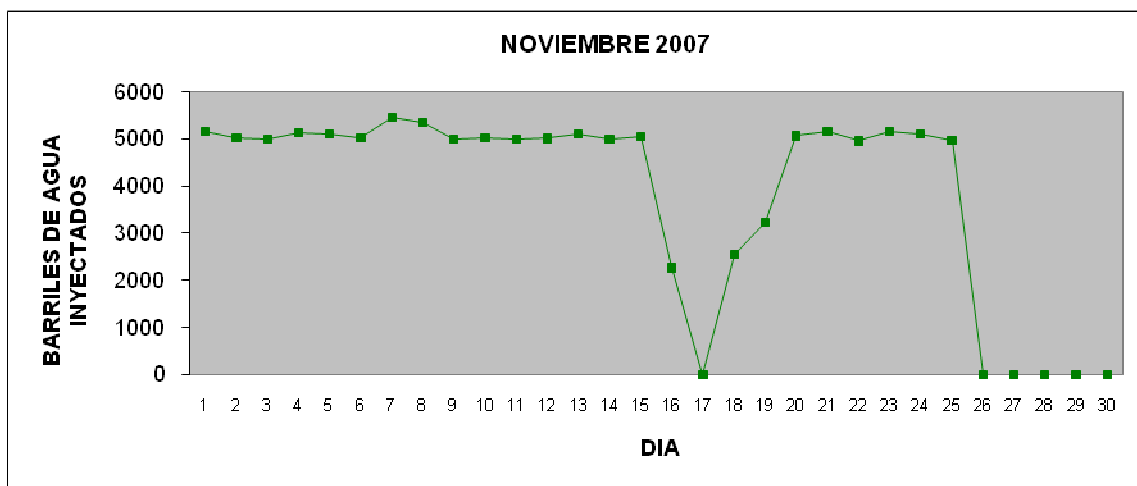


Figura 3.13: Caudales de inyección diarios para noviembre de 2007.

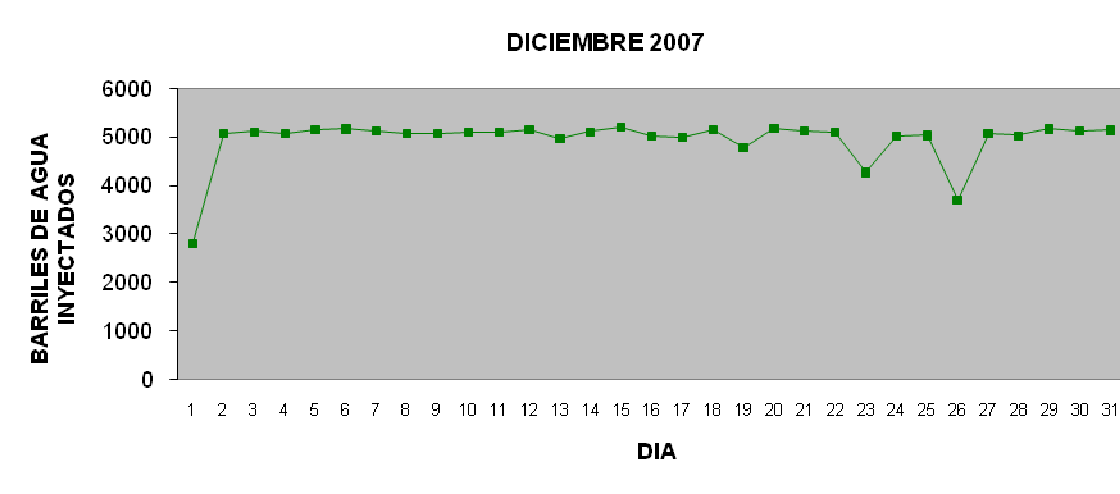


Figura 3.14: Caudales de inyección diarios para diciembre de 2007.

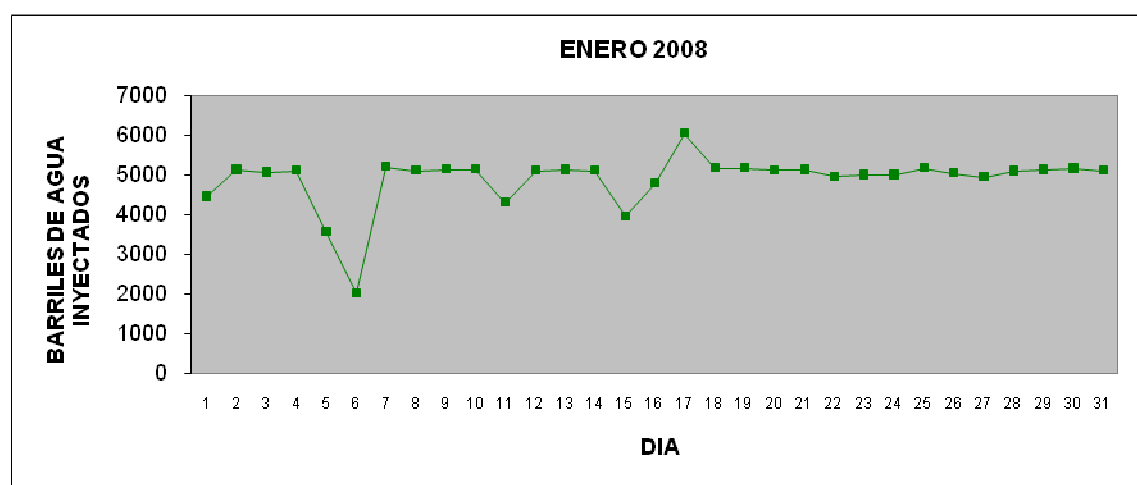


Figura 3.15: Caudales de inyección diarios para enero de 2008.

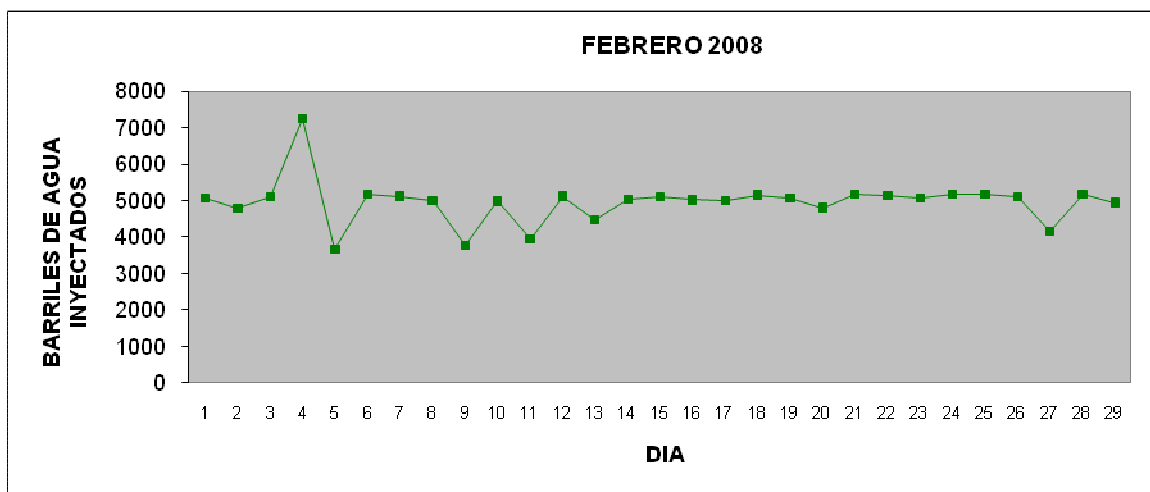


Figura 3.16: Caudales de inyección diarios para febrero de 2008.

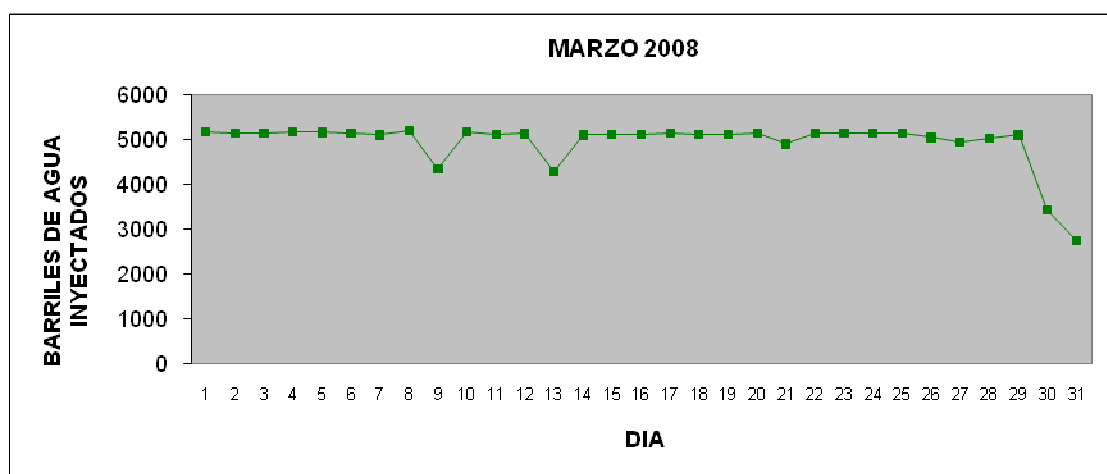


Figura 3.17: Caudales de inyección diarios para marzo de 2008.

Al observar todas estas curvas mensuales de los volúmenes de agua de inyección se ratifica que en los seis primeros meses la inyección fue muy irregular, puesto que se estaba utilizando únicamente agua de río, además en ese tiempo se estaban realizando pruebas de operación en la Planta de Inyección de agua del Auca, debido a algunos ajustes que se hicieron en la misma.

Para los nueve meses siguientes, se observa que la inyección es casi constante en 5000 BPD.

El anexo 5 muestra las tablas de los caudales diarios de inyección desde enero de 2007 hasta marzo de 2008 y el gráfico que resume el promedio del volumen de agua inyectada para cada mes. Del cual se puede obtener un promedio anual de

4049 bls de agua inyectada, valor similar al utilizado en la modelación matemática (4000 bls).

3.3 MONITOREO DE LOS POZOS PRODUCTORES

3.3.1 MUESTREO

La recolección de las muestras en los diferentes puntos de monitoreo, se la realizó basándose en la frecuencia de muestreo planificada. En vista de que los pozos Auca-41 y Auca-33 salieron del proyecto; quedaron, a partir del mes de abril de 2007, como puntos de muestreo los pozos Auca-12 (inyector), Auca-35, Auca-19, Auca-21 y el tanque de lavado.

El tanque de lavado se toma como punto de muestreo debido a que podría haber presencia de trazador en el tanque, proveniente de algún otro pozo productor que no sea parte de los puntos de monitoreo indicados. En cuyo caso se detectaría inmediatamente de que pozo se trata, para poner especial atención en él.

Como se indicó anteriormente, al inicio, el plan de muestreo comprende una alta frecuencia de toma de muestras, para luego ir disminuyendo el ritmo conforme transcurre el tiempo, hasta llegar a una muestra mensual, a partir del segundo mes.

En el anexo 6 se indica el calendario de muestreo para este proyecto, así, desde el mes de enero de 2007 a marzo de 2008 (mes en que se tomó la última muestra), se ha muestreado 65 veces, que se distribuyen por meses del siguiente modo (tabla 5):

Tabla 5: MUESTREOS REALIZADOS POR CADA MES

AÑO	MES	NUMERO DE MUESTREOS
2007	Enero	7
	Febrero	8
	Marzo	9
	Abril	8
	Mayo	10
	Junio	5
	Julio	5
	Agosto	4
	Septiembre	2
	Octubre	2

	Noviembre	2
	Diciembre	1
2008	Enero	1
	Febrero	1
	Marzo	1

3.3.2 MUESTRAS EN EL POZO INYECTOR

Para tomar la muestra del pozo inyector, sólo basta con acudir al cabezal del pozo inyector Auca-12 (figura 3.18) y abrir la pequeña válvula toma muestras que está alojada en la línea de flujo del agua de inyección (figura 3.19).



Figura 3.18: Cabezal del pozo inyector Auca-12.



Figura 3.19: Muestra del pozo inyector Auca-12.

La muestra tomada se rotula con “POZO INYECTOR 12” y la fecha de muestreo.

3.3.3 MUESTRAS EN EL MANIFOLD

Las muestras que corresponden a los pozos productores se toman en el manifold de la Estación de Producción Auca Sur, para ello se utilizan recipientes de la capacidad de un galón, puesto que de cada muestra de crudo hay que extraer el agua, que es lo que interesa en el análisis (figura 3.20).



Figura 3.20: Manifold de la Estación de Producción Auca-Sur.

Cabe resaltar que para poder realizar el análisis del agua de formación se requieren 200 ml de agua, de los cuales, 100 ml se utilizan en el análisis y los otros 100 ml se guardan en un archivo por si se quiere realizar otro análisis posteriormente.

Como es evidente, la cantidad de agua de formación que se obtenga de una muestra de crudo estará en función del BSW que corresponda a dicho pozo. Esto significa que si se tiene un BSW alto, no se va a requerir tanto crudo para obtener los 200 ml de agua; pero si el BSW es bajo, entonces se necesitará un volumen mayor de crudo para sacar los 200 ml de agua.

En consecuencia, al momento de tomar las primeras muestras, la persona encargada no conoce cuanto de crudo debe extraer para obtener los 200 ml de agua, razón por la cual, primero debe tomar una muestra pequeña para centrifugarla y observar cuanta agua de formación obtuvo. Luego, en base al

volumen de agua obtenido y con una sencilla regla de tres, puede conocer cuanto crudo necesita para conseguir los 200 ml de agua. Este procedimiento debe realizarse, pues es importante tratar de llevar al laboratorio de la CEEA los 200 ml de agua para el análisis en el contador de centelleo. Aquí un **ejemplo** práctico sencillo:

Se prepara una muestra de crudo para colocarla en la centrífuga, dando como resultado 4 ml de agua de formación y 96 ml de petróleo. Determinar cuántos galones de crudo se deberán tomar de este pozo para obtener los 200 ml de agua que se requieren.

4 ml de agua	100 ml de crudo
200 ml de agua	X

$$\text{Luego, } X = \frac{100 \times 200}{4} = 5000 \text{ ml de crudo}$$

Esto corresponde a 5 litros de crudo o 1.3 galones de crudo.

En este caso, con dos recipientes basta para obtener el agua requerida, pero hay casos en los que el BSW es muy bajo, entonces, se añaden unas gotas de reactivo demulsificante para romper la emulsión y que aumente el porcentaje de agua. Cabe señalar, que este procedimiento de añadir demulsificante hay que hacerlo de manera gradual, puesto que no se trata de poner de golpe 10 o 15 gotas del reactivo. En otras palabras, se debe cuidar que la muestra de agua no contenga demasiado demulsificante porque esto podría afectar en el análisis de laboratorio.

3.3.3.1 Procedimiento utilizado para obtener las muestras de agua de los tres pozos productores PP-35, PP-21, PP-19 en febrero de 2008

1. Se coloca una muestra de 100 ml de crudo (de cada uno de los pozos productores) en un recipiente de vidrio, agregar 100 ml de JP-1 y mezclar. Se deja reposar por 3 minutos para observar el volumen de la fase de agua (figura 3.21). La tabla 6 muestra los volúmenes de agua que se obtuvieron en este paso.

Tabla 6: VOLÚMENES OBTENIDOS PARA CADA POZO AL MOMENTO DE SEPARAR EL AGUA DE UNA MUESTRA DE 100 ML (SIN DEMULSIFICANTE)

	PP-35	PP-21	PP-19
VOLUMEN DE AGUA SIN DEMULSIFICANTE (ml)	0,05	2,5	0,2



Figura 3.21: Volumen de agua obtenido de la muestra de 100 ml de crudo, sin adicionar demulsificante.

- Se colocan 5 gotas de demulsificante para romper la emulsión (figura 3.22). Para los pozos PP-35 y PP-19 se consigue romper la emulsión en su totalidad, lo que significa que ya no se puede extraer más agua aunque se añada más reactivo (figura 3.23). La tabla 7 muestra los volúmenes de agua que se obtuvieron en este paso.

Tabla 7: VOLÚMENES OBTENIDOS PARA CADA POZO AL MOMENTO DE SEPARAR EL AGUA DE UNA MUESTRA DE 100 ML (CON 5 GOTAS DE DEMULSIFICANTE)

	PP-35	PP-21	PP-19
VOLUMEN DE AGUA CON 5 GOTAS DE DEMULSIFICANTE (ml)	0,2	3,5	0,4

3. Se añaden 10 gotas de demulsificante en la muestra del PP-21 y se consigue romper la emulsión en su totalidad, aumentando el volumen de agua a 5,5 ml. Se realizan los cálculos correspondientes para conocer cuantos galones de crudo son necesarios para obtener los 200 ml de agua. La tabla 8 muestra los volúmenes de agua y los volúmenes de crudo que se obtuvieron en este paso.



Figura 3.22: Se coloca demulsificante para romper la emulsión.



Figura 3.23: Volúmenes de agua obtenidos luego de colocar las 5 gotas de demulsificante en las muestras de los pozos PP-35 y PP-21.



Tabla 8: VOLÚMENES OBTENIDOS PARA CADA POZO AL MOMENTO DE

Figura 3.24: Galones de crudo correspondientes al PP-21 y PP-19.
DE CRUDO NECESARIOS PARA OBTENER LOS 200 ML DE AGUA

	PP-35	PP-21	PP-19
VOLUMEN DE AGUA POR CADA 100 ml DE CRUDO (ml)	0,2	5,5	0,4
VOLUMEN NECESARIO DE CRUDO (galones)	26,42	0,96	13,21

4. Se tomaron 6 galones de crudo de los pozos PP-35 y PP-19 y 2 galones del PP-21 (figura 3.24), puesto que sería dificultoso manejar los 26 y 13 galones que se necesita. En todo caso, se obtienen así menos de los 200 ml de agua para el análisis de laboratorio.



Figura 3.25: Se adiciona el demulsificante y se deja reposar cada galón en una cubeta.

5. Se añaden unas 40 o 50 gotas de demulsificante en cada galón de crudo y se los coloca al revés en una cubeta para que decante el agua (figura 3.25). Se deja reposar hasta el otro día para sacar el agua.
6. Para sacar el agua que se encuentra en la parte inferior del galón (que está boca abajo) se realiza una pequeña abertura en la tapa y se deja fluir en un vaso, hasta que drene toda el agua (figura 3.26). Así con todos los galones, con cuidado de no mezclar el agua de los tres pozos.
7. Se coloca el volumen de agua de cada pozo en un recipiente para centrifugarlo, puesto que hay que retirar todas las impurezas de crudo remanentes (figura 3.26).



Figura 3.26: Se extrae el agua de cada galón en un vaso y se centrifuga para separar el crudo.

8. Finalmente, se extrae el agua con la ayuda de una jeringa (una por cada pozo para prevenir la contaminación) como se muestra en la figura 3.27 y se la

deposita en cada frasco debidamente rotulado con el nombre del pozo y la fecha. Luego de extraer todas las muestras de agua necesarias, se deposita el crudo sobrante en los sumideros (figura 3.28).



Figura 3.27: Se extrae el agua con la ayuda de una jeringa.



Figura 3.28: Se deposita el agua extraída en cada frasco rotulado y el crudo sobrante en los sumideros.

3.3.4 MUESTRAS EN EL TANQUE DE LAVADO

Para tomar la muestra en el tanque de lavado basta con abrir una de las válvulas que sale del colchón de agua del mismo (figura 3.29) y depositar el agua en un frasco rotulado “TANQUE DE LAVADO” y la fecha.



Figura 3.29: Muestra en el Tanque de lavado.

3.3.5 MUESTRAS EN LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA

En los últimos cinco meses se ha tomado dos muestras en la Planta de inyección de agua, la una del agua de río y la otra del agua de formación (figura 3.30). Más adelante se explica las razones de esta iniciativa.

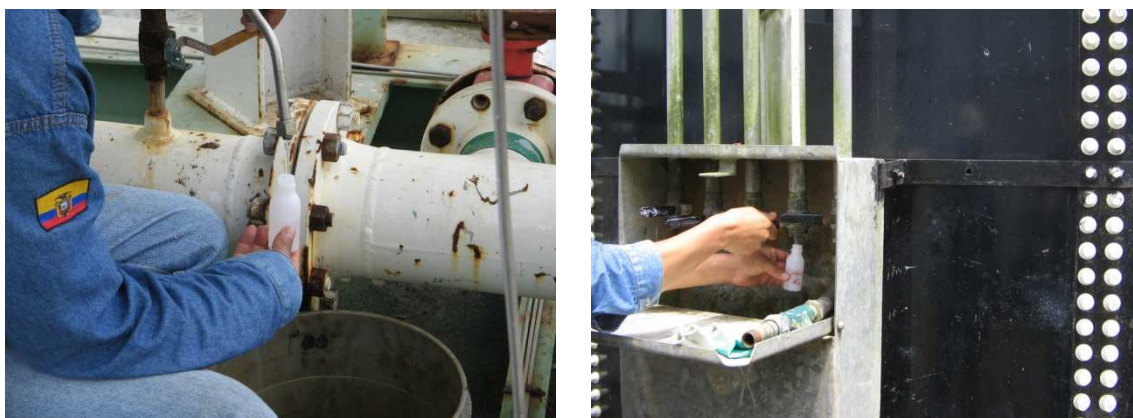


Figura 3.30: Muestra en la Planta de Inyección de agua.

3.3.6 PREPARACIÓN DE CADA MUESTRA PARA SER ANALIZADA EN EL CONTADOR DE CENTELLEO LÍQUIDO

La preparación de las muestras se la realiza frasco por frasco, siendo importante recalcar que para cada muestra se utiliza una jeringa diferente, con lo cual evitamos la contaminación de las muestras entre sí.



Figura 3.31: Muestra de agua (100 ml) correspondiente al PP-35.

1. Se filtra el agua del frasco con la ayuda de un embudo y papel filtro, para quitar toda impureza o residuos de crudo (figura 3.32).



Figura 3.32: Se filtra la muestra de agua para quitar toda impureza.

2. Se coloca 10 ml de agua filtrada en un vial de boro silicato con bajo contenido de potasio como se muestra en la figura 3.33 (debe ser de bajo contenido de potasio, ya que así evitamos que los isótopos radiactivos que contiene el potasio lleguen a influenciar en la lectura a realizarse en el contador de

centelleo líquido). Cada vial debe estar numerado de acuerdo a la secuencia de lectura. El resto de agua filtrada se la almacena en el mismo frasco y sirve como respaldo para verificar en el futuro alguna medida.

3. Sobre los 10 ml del agua se añade 10 ml de coctel centellador (ULTIMA GOLD LLT) mediante un dispensador automático (figura 3.34). El coctel centellador es una sustancia química que reacciona con la radiación emitiendo fotones de luz, los mismos que serán cuantificados con el contador de centelleo líquido.



Figura 3.33: Se coloca 10 ml de agua filtrada en un vial.

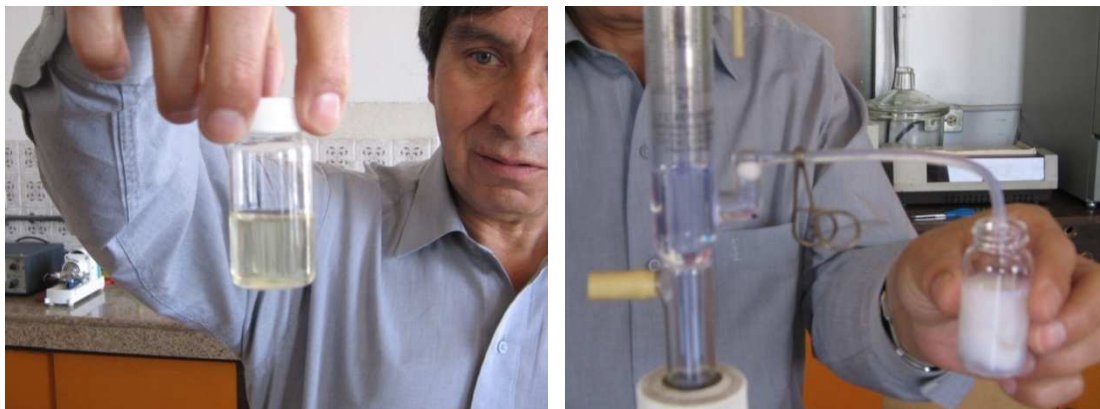




Figura 3.34: Se añade 10 ml de coctel centellador.

4. Se tapa herméticamente y se agita el vial por un momento (figura 3.35), hasta que se hayan homogeneizado los dos líquidos (agua filtrada y coctel centellador).



Figura 3.35: Se agita cada vial hasta obtener una mezcla homogénea.

5. Cada vial debe ser conservado en una cámara oscura de uno a cuatro días antes de llevarlo al contador de centelleo líquido. Esto es de mucha importancia, ya que, la influencia de la luz en el vial podría ocasionar una lectura mayor a la correcta.
6. Se introduce cada vial en el contador de centelleo líquido durante un tiempo (generalmente 1 minuto) hasta medir el número de cuentas. Si el número de cuentas es un valor exagerado, puede aumentarse el tiempo de medición del vial en el contador de centelleo para obtener un valor más efectivo.



Figura 3.36: Se introduce cada vial en el contador de centelleo para su correspondiente lectura.

3.3.7 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DEL CONTADOR DE CENTELLEO LÍQUIDO

El equipo utilizado en el análisis de las muestras es un contador de centelleo líquido Packard Tri-Carb 1000, ubicado en la sala de técnicas nucleares del laboratorio de Ecotoxicología (LEC) de la CEEA.

Como procedimientos preliminares en el laboratorio, se realizan los siguientes pasos:

- Verificación de eficiencia de conteo. Para esto se emplean estándares de tritio.
- Determinación del background. Se determina el valor de fondo de los viales a ser usados, para eliminar el background del vial, y del vial más cóctel y más agua sin trazador.
- Desarrollo del protocolo de conteo. Usando datos de eficiencia y background se determina la ventana de energía más óptima para el conteo.

Con miras a asegurar la estadística de conteo, se determina el tiempo de conteo para cada vial y el número de ciclos.

3.3.7.1 Instrucciones de operación del contador de centelleo líquido

- Verificar que el equipo esté encendido. (El LSC debe estar prendido todo el tiempo).
- Encender la impresora y revisar el flujo seguro del papel.
- Efectuar la auto-normalización del equipo: con el slide sample holder cover en posición izquierda (posición usada para viales de 20 ml); colocar el vial

estándar Packard H* que contiene 240000 dpm en posición de conteo. Presionar la tecla SNC ubicada en el panel de control, el mismo que se encuentra en la parte frontal del equipo y esperar que la auto-normalización se lleve a cabo.

- Verificar que el protocolo No 5 (protocolo establecido para H*) esté correctamente programado en el equipo. Usando las teclas (retroceder y avanzar) se puede revisar que las condiciones del protocolo sean las que se indican en la tabla 9:
- Presionar la tecla conversation.
- Introducir el vial de fondo (background) Packard Estándar y presionar el botón count en el panel frontal. El background se contará por 10 minutos.
- Seguir con el conteo de las muestras. Cada uno de los viales debe ser colocado manualmente en el holder. Posteriormente se presiona el botón count.

Tabla 9: CONDICIONES DE PROTOCOLO PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL CONTADOR DE CENTELLEO LÍQUIDO

PREGUNTA	OPCION
Conversation	1
Protocol (1-10)	5
End protocol	1
Copy protocol	1
Time (min)	2
Number counts per vial	1
Vial simple	1
Vial standard	1
% Reference	0
Data mode (CPM)	1
Background (FV)	1
Label (single)	1
Region A Sigma %	0
Region A Lown Cnt Reject	0
Region A divide factor	1
Region B Sigma %	0
Region B Lown Cnt Reject	0
Region B divide factor	1
Region C lower level	0
Region C upper level	0
Half life	0
Printer format (short)	1
Computer output	0

3.4 CURVAS DE RESPUESTA

Los valores obtenidos al analizar cada vial en el contador de centelleo líquido corresponden a la concentración de trazador en el pozo. Estos datos se grafican en función del tiempo para obtener así la **Curva de paso del trazador o curva de respuesta**. Es decir, la curva de respuesta está constituida por la representación gráfica de la concentración de actividad neta en función del tiempo.

El anexo 7 muestra las lecturas obtenidas del muestreo realizado en cada uno de los puntos de monitoreo, desde enero de 2007 hasta marzo de 2008.

3.4.1 CONCLUSIONES OBTENIDAS DE LAS CURVAS DE RESPUESTA

Al observar las curvas de respuesta correspondientes a los pozos productores, inyector y el tanque de lavado, se puede concluir lo siguiente:

- Hasta la presente fecha, se presume que aún no se efectúa el paso del trazador por ninguno de los pozos productores del plan de muestreo. Esto se verifica en las lecturas correspondientes a cada pozo productor (Anexo), puesto que todas están por debajo de las 50 cpm (cuentas por minuto). Además, se observa una irregularidad de valores (en zigzag) en cada curva, lo que indica que no pasa del valor de background, y por tanto, no hay un levantamiento de la curva que muestre el arribo del trazador.

Tampoco se ha producido el arribo del trazador a ningún otro pozo, puesto que las lecturas correspondientes al tanque de lavado están por debajo de las 50 cpm, lo cual indica que no hay trazador en el tanque de lavado.

- Se produjo una contaminación involuntaria en los frascos pequeños utilizados para el muestreo, ya que fueron transportados al campo conjuntamente con el trazador radiactivo el día de la inyección. Esto provocó que las primeras dos lecturas (inmediatamente luego de la inyección) sean valores anómalos, superiores a las 10000 cpm, lo cual es físicamente imposible de explicar, por

lo que se deduce la contaminación de los frascos de muestreo con el trazador. Este suceso se repitió en los tres pozos productores.

Además, entre los veinte y veintidós días de la inyección del trazador se obtienen dos lecturas mayores a las 100 cpm, las cuales evidenciaron inicialmente la presencia de una canalización entre el pozo inyector al productor. Sin embargo, se descartó esta posibilidad puesto que en los tres pozos productores, las curvas presentaron el mismo comportamiento y en los mismos días; lo cual es un absurdo. Por lo que, se dio como explicación al asunto, el problema de la contaminación en los frascos.

- A más de estos problemas, se produce un suceso inexplicable en el pozo inyector Auca-12, puesto que a partir de abril se observa un levantamiento en la curva, la misma que asciende hasta valores de 241,8 cpm en mayo de 2007. Estos valores son anómalos puesto que suponen la aparición de trazador, lo cual es absurdo ya que se trata del pozo inyector. La explicación física de este problema aún no ha sido resuelta, pero se cree que puede tratarse de una infiltración del trazador hacia el río (a través de alguna fractura), de donde proviene el agua de inyección, razón por la cual, se decidió tomar una muestra de agua en la Planta de Inyección de agua para observar si existe la presencia de trazador, tanto en el agua de río como en la de formación (estos valores se presentan en la última hoja del Anexo 7).

Estas son las tres principales conclusiones que se deducen al observar las diferentes curvas de paso. Como se observa, este proyecto presenta algunos problemas e irregularidades que influirán directamente de manera negativa en los resultados de este estudio de aplicación de radiotrazadores en el yacimiento.

3.3.1 CORRECCIONES A LA CURVA DE RESPUESTA

Una vez obtenidos todos los valores de concentración de actividad en función del tiempo, desde el inicio de la inyección del trazador hasta el tiempo final de respuesta, se procede a corregir cada valor por los siguientes motivos:

3.3.1.1 Corrección por la eficiencia del equipo

Las unidades de concentración reportadas a partir del análisis de cada vial en el contador de centelleo líquido están dadas en cpm/10 ml (cuentas por minuto por cada 10 mililitros de agua), sin embargo, para obtener el porcentaje de trazador recuperado se debe trabajar en Ci/m³ (curios por metro cúbico) debido a que la cantidad de trazador inyectado fue de 28 Ci. Para esto se utiliza la siguiente equivalencia:

$$1 \text{ Ci} = 3,7 \times 10^{10} \text{ dps} \quad \text{o,}$$

$$1 \text{ Ci} = 3,7 \times 10^{10} \text{ Bq}$$

Donde: Ci = Curio (unidad antigua de actividad)

dps = desintegraciones por segundo.

Bq = Bequerelios (unidad moderna de actividad)

Ahora, para pasar de cuentas a desintegraciones, es necesario considerar la eficiencia del detector (contador de centelleo líquido), la misma que es del orden del 60%, esto se debe a que el tritio es un emisor beta de energía media, entonces, al ser mediana la energía que emite, el contador de centelleo solo lee el 60% de dicha energía. En definitiva, las cuentas por minuto es la actividad que lee el aparato, el cual depende de su eficiencia. En cambio las desintegraciones por minuto es la actividad real cuando la eficiencia es el 100%.

Es decir que, un dato de 60 cpm en el contador de centelleo líquido (al 60%) corresponde a 100 dpm (al 100%). Una regla de tres es suficiente para realizar esta conversión.

Aquí un ejemplo real para convertir cpm/10 ml en Ci/m³,

Ejemplo:

Transformar 400 cpm/10 ml a Ci/m³:

$$\begin{aligned}
 & 400 \times 10^{-10} \times 100 \times 60 \times 1 \\
 & 60 \times 1 \times 3,7 \times 10^{10} \times 10^{-6} \\
 & 1 \times 3,003 \times 10^{-5} \times 10^{-3}
 \end{aligned}$$

3.3.1.2 Corrección por el background

Como es sabido, al trabajar con trazadores radiactivos, la lectura entregada por cualquier instrumento de medición corresponde a un valor de actividad bruta. Esto significa que a cada valor obtenido en el contador de centelleo líquido debe restarse el fondo de radiación natural (background) para tener la actividad neta.

Como se explicó anteriormente, se puede obtener un valor representativo del fondo (background) calculando la media aritmética de las primeras mediciones antes de la aparición del trazador en el pozo. En la práctica se lo puede realizar con los valores de los dos o tres primeros meses, dependiendo de la distancia entre el pozo inyector y productor; teniendo cuidado de observar que no se haya producido una canalización en este tiempo. Así, la fórmula para calcular el fondo promedio es:

$$\begin{aligned}
 & \bar{C} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n C_i \quad C_i = 0 \quad \bar{C} = 60 \\
 & \bar{C} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n C_i \quad (Ec.3.1)
 \end{aligned}$$

3.3.1.3 Corrección por decaimiento radiactivo

Es obvio que la actividad actual que tiene el tritio que fue incorporado en el yacimiento no es la misma que tenía cuando se realizó la inyección, pues en el transcurrir del tiempo se ha ido produciendo el fenómeno de la desintegración, lo cual indica que la actividad del tritio ha decaído y por tanto cada dato actual que se obtiene de la concentración de actividad hay que corregirlo mediante la siguiente ecuación que modela el decaimiento radiactivo:

$$\begin{aligned}
 & C = C_0 e^{-\lambda t} \quad C = C_0 e^{-\lambda t} \\
 & \Delta C = C_0 (1 - e^{-\lambda t}) \quad (Ec. 3.2)
 \end{aligned}$$

Donde:

A_{actual} = actividad que se obtiene al tiempo actual.

A_0 = actividad correspondiente al tiempo de la inyección del trazador.

Δt = tiempo que ha transcurrido desde la inyección del trazador (días)

$t_{1/2} = 4498$ días = tiempo de vida media del tritio

Esto significa que, si hoy se mide una actividad de 50 cpm, al llevar este valor al tiempo de la inyección del trazador, da un actividad de 51.4 cpm.

Es claro que esta corrección no es de gran importancia, puesto que depende del periodo de semidesintegración ($t_{vida\ media}$) del tritio, cuyo valor es mucho mayor al tiempo de análisis del trazador, que generalmente es de dos años. Sin embargo, para el presente estudio, sí será considerada esta corrección en las lecturas obtenidas.

3.4 ENSAYO PARA EL YACIMIENTO ZX (ARGENTINA)

En vista de la tardanza en la aparición del trazador para el Proyecto de Auca, ha sido necesario realizar el presente ensayo con el objetivo de explicar el procedimiento que se realiza luego de la obtención de las curvas de respuesta para cada pozo, para lo cual, se ha seleccionado un arreglo real, compuesto por un pozo inyector rodeado de cinco productores, ubicado en el Sur de la República Argentina.

3.4.1 INYECCIÓN EN EL POZO G-12

Este estudio se inició el día 15 de noviembre de 2003 mediante la inyección de 15 Ci (55,5 GBq) de tritio bajo la forma de agua tritiada en la capa seleccionada del pozo G-12 que corresponde al yacimiento ZX.

El muestreo se realizó en los pozos K-124, K-119, K116, K-117 y K-113. La ubicación de los pozos involucrados en el estudio puede observarse en la figura 3.37 y la distancia entre los productores y el inyector en la tabla 10.

Tabla 10: DISTANCIAS RESPECTIVAS DESDE CADA PRODUCTOR AL INYECTOR G-12

POZO	DISTANCIA AL POZO INYECTOR
	(m)
K-124	178
K-119	189
K-116	282
K-117	291
K-113	309

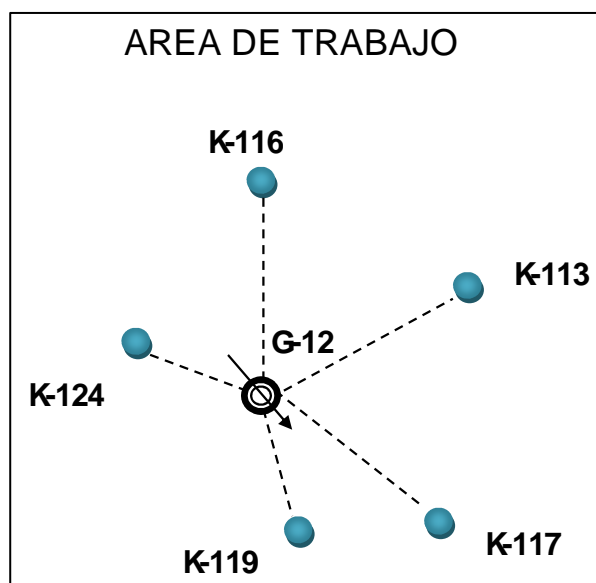


Figura 3.37: Disposición de los pozos para el ensayo Argentina

3.4.2 RESULTADOS EXPERIMENTALES

El Anexo 8 muestra las mediciones efectuadas en cada pozo para las distintas fechas en que se realizó el muestreo. Se incluye el valor de fondo con su respectiva desviación estándar y la concentración mínima detectable por sobre la cual puede asegurarse la presencia de trazador en el pozo productor.

Las tablas reflejan las concentraciones de actividad bruta, neta y corregida por decaimiento, tomando como referencia la fecha en la que se realizó la inyección, expresadas en Becquerel por litro (Bq / L). También se tabula la masa de trazador recuperada hasta el momento, expresada en forma porcentual con respecto a la cantidad inyectada.

A continuación se realiza una breve explicación de la manera como se obtienen los datos para graficar la curva de concentración del trazador y la de actividad recuperada a partir de las mediciones efectuadas en el muestreo.

3.4.2.1 Encabezado

Empresa	CAPSA		
Yacimiento	ZX		
Pozo inyector	G-12		
Capa	1 y 2		
Pozo productor	K-113	Producción promedio	56,57 m3/día
Fecha de inyección	15/11/2003		
Actividad inyectada	15 Ci		
Fondo promedio	46,1	Bq/L	
Desvío del fondo	8,5	Bq/L	
Límite	88,8	Bq/L	

Figura 3.38: Encabezado correspondiente al pozo K-113 del ensayo Argentina

3.4.2.2 Fondo Promedio

Para este ensayo se procedió a calcular el fondo a partir del promedio de los primeros datos de concentración de actividad bruta que corresponden a los dos primeros meses luego de la inyección (tabla 11), utilizando la ecuación 3.1.

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$$

Ec.3.1

$$\bar{x} = \frac{1}{7} (33 + 41 + 38 + 57 + 55 + 46 + 53)$$

$$\bar{x} = 46,1 \text{ Bq/L}$$

De este modo, para el pozo K-113, se obtiene un valor de 46,1 Bq / L.

Tabla 11: DATOS DE ACTIVIDAD BRUTA CON LOS QUE SE PROCEDIO A CALCULAR EL FONDO PROMEDIO PARA EL POZO K-113

Tiempo Fecha	Datos (Bq/L)	
	Bruta	Neta
15/11/2003	33	-13
18/11/2003	41	-5
23/11/2003	38	-8
02/12/2003	57	11
09/12/2003	55	9
16/12/2003	46	0
23/12/2003	53	7

3.4.2.3 Desvío del fondo

Este valor corresponde a la desviación estándar de los mismos valores con los que se calcula el fondo promedio, pues esta desviación es la medida de la dispersión de dichos valores con respecto al valor promedio (de fondo).

Para este caso se obtiene un valor de desvío de 8,5 Bq / L, para el K-113.

3.4.2.4 Concentración mínima detectable

Este valor corresponde a la concentración mínima sobre la cual puede asegurarse la presencia de trazador en el pozo productor. Para su cálculo, se considera que el comportamiento radiactivo puede ser aproximado por la función de Gauss, y de acuerdo a ésta, para poder asegurar que dos mediciones pertenecen a distintas poblaciones deben diferir entre sí en cinco desvíos como mínimo sobre el promedio.

Este criterio se usa para determinar si el valor de concentración obtenido a partir de la muestra corresponde a la aparición de trazador o se está midiendo un valor perteneciente a la banda de fluctuaciones estadísticas del fondo natural. De aquí se concluye que una muestra contendría restos de trazador cuando se diferencie del fondo en más de cinco desviaciones.

Por este motivo, el valor de la concentración mínima detectable se obtiene sumando el valor de fondo con el valor de dispersión multiplicado por cinco.

$$\text{Concentración mínima detectable} = 46,1 + 5 \times 8,5 = 88,8 \text{ Bq/L}$$

Así, para el pozo K-113 se obtiene el valor de 88,8 Bq / L.

Por tanto, cuando un valor en la tabla de actividad bruta supera la concentración mínima detectable, significa que el trazador ha empezado a aparecer en el pozo productor.

Este es el criterio de comparación que se utiliza en todo este ensayo: Si el valor de actividad bruta supera la concentración mínima detectable, entonces se procede a realizar las correcciones respectivas por background y por decaimiento

radiactivo, caso contrario, no se toma en cuenta este valor en la curva de paso y se lo grafica como un valor de cero.

3.4.2.5 Actividad Neta

Una vez que se ha producido la aparición del trazador, se calcula la actividad neta correspondiente a cada lectura. Este valor es simplemente el valor de actividad bruta menos el fondo de radiación natural que fue calculado anteriormente.

3.4.2.6 Concentración de trazador VS Tiempo

Cada valor de actividad neta es corregido utilizando la fórmula del decaimiento radiactivo, obteniéndose así la respuesta final de concentración de trazador que se expresa en (Bq / L). Estos valores se grafican en función del número de días que han transcurrido a partir de la inyección del trazador, dando como resultado la [Curva de paso del trazador](#). Esta curva se levanta del eje horizontal cuando se empieza a producir la aparición del trazador.

3.4.2.7 Caudal Producido

Para un estudio de este tipo, es importante tener la información respecto del caudal de agua producido para cada pozo, puesto que, de esto también depende la cantidad de trazador recuperado (tabla 12). De este modo, si se tienen dos pozos cuya concentración de trazador por metro cúbico sea la misma, se obtendrá mayor recuperación de trazador del pozo que produzca más agua.

En conclusión, la cantidad de trazador recuperada depende, no sólo, de la concentración de actividad, sino también del caudal de agua que produce cada pozo.

La figura 3.39 muestra el caudal de producción promedio para cada uno de los pozos de este ensayo.

Tabla 12: CAUDALES PROMEDIO DE AGUA PRODUCIDA PARA CADA POZO PRODUCTOR DEL ENSAYO ARGENTINA

POZO	CAUDAL DE AGUA PRODUCIDA
	(m ³ /día)
K-124	67,95
K-119	102,79
K-116	103,53
K-117	144,72
K-113	56,57

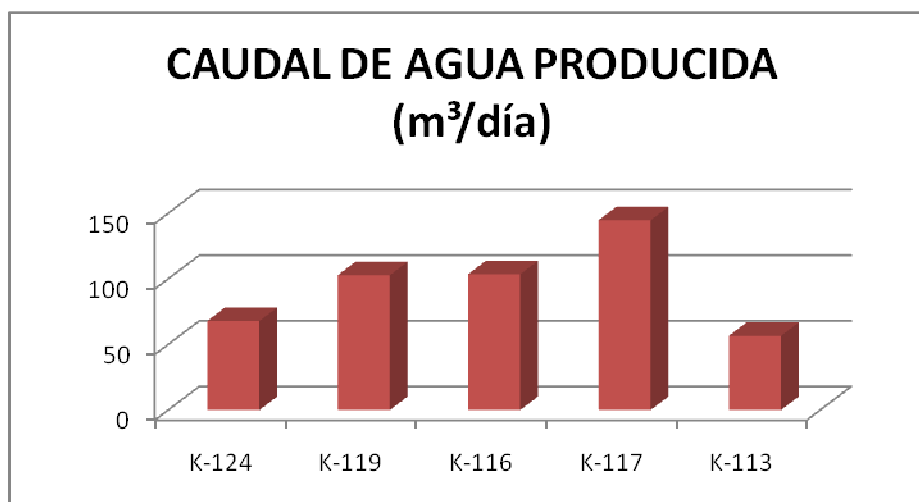


Figura 3.39: Gráfico de barras correspondientes al caudal promedio producido por cada pozo del ensayo Argentina.

3.4.2.8 Actividad Recuperada de trazador

Como se explicó en la teoría, la curva de actividad recuperada se obtiene multiplicando cada valor de concentración por el caudal del pozo productor e integrando respecto al tiempo la función resultante por algún método numérico.

Para este caso, se utiliza el método de los trapecios, que consiste en tomar dos puntos de la curva de paso del trazador y calcular el área del trapecio que se forma bajo la línea que une dichos puntos, para luego multiplicar este valor por el caudal de producción del pozo expresado en (m³/día).

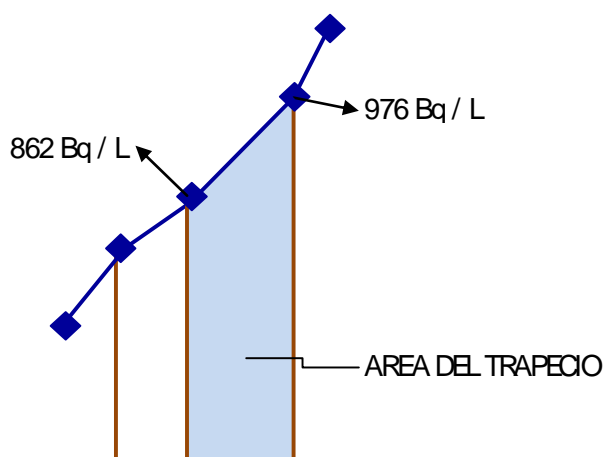


Figura 3.40: Cálculo del área del trapecio para dos puntos tomados de la curva de paso del trazador del pozo K-119.

$$A_{\text{TRAPECIO}} = \frac{(B_1 + B_2) \times L}{2}$$

(Ec. 3.3)

$$A_{\text{TRAPECIO}} = \frac{(976 \text{ Bq} + 862 \text{ Bq}) \times 166 \text{ días}}{2} = 166 \text{ días} \times 6433 \frac{\text{Bq} \times \text{día}}{\text{L}}$$

$$A_{\text{TRAPECIO}} = 6433 \frac{\text{Bq} \times \text{día}}{\text{L}}$$

$$6433 \frac{\text{Bq} \times \text{día}}{\text{L}} \times 106,7 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} \times 0,0186 \text{ Ci} = 0,0186 \text{ Ci}$$

Para el caso anterior, el área del trapecio es 6433 (Bq × día)/L, valor que se multiplica por el caudal de producción a los 166 días que es de 106,7 m³/día, para así obtener un valor de 0,0186 Ci que corresponde al área del trapecio en Curios.

Así, se repite este procedimiento tomando los dos puntos siguientes hasta acumular toda el área bajo la curva de paso de trazador (figura 3.41), cuyo valor representa la actividad recuperada de trazador.

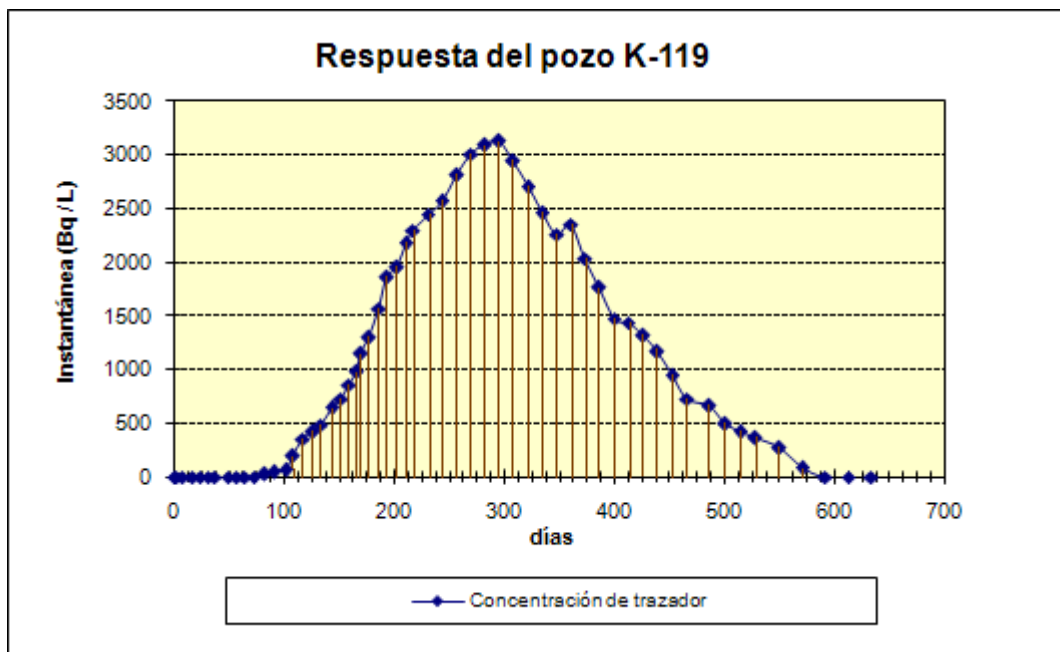


Figura 3.41: Cálculo del área bajo la curva utilizando el método de los trapecios.

Este valor se puede expresar como porcentaje de actividad recuperada si se divide para 15 Ci que fue la actividad inyectada al inicio del proyecto. Así fue el procedimiento aplicado para cada uno de los pozos de este ensayo. Las tablas de los datos y curvas correspondientes a cada pozo se presentan en el Anexo 8.

3.4.3 RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LAS CURVAS DE PASO DEL TRAZADOR Y DE LAS CURVAS DE ACTIVIDAD RECUPERADA

3.4.3.1 Pozo K-124

El trazador realiza su aparición a los 117 días después de la inyección. La concentración de actividad en todas las muestras es baja y apenas se registran valores máximos alrededor de los 2000 Bq / L. Presenta algunas fluctuaciones entre los 200 días, para luego alcanzar su pico máximo a los 335 días. El descenso de la curva es leve hasta que alcanza los 1500 Bq / L, desde donde decrece con mayor pendiente hasta finalizar su respuesta a los 571 días. A pesar de la amplitud de la curva, se recupera el 7,2% de la actividad total (tabla 13).

Tabla 13: INFORMACIÓN OBTENIDA A PARTIR DE LAS CURVAS DE RESPUESTA Y RECUPERACIÓN DE TRAZADOR PARA EL K-124

Parámetro (K-124)	Valor
Tiempo de arribo	117 días
Tiempo medio	348 días
Tiempo final	571 días
Recuperación	7,2 %

3.4.3.2 Pozo K-119

El trazador comienza a responder a los 83 días después de la inyección. La concentración de actividad en todas las muestras es buena y se registran valores máximos alrededor de los 3000 Bq / L. Desde la aparición del trazador, la curva presenta un ascenso uniforme hasta llegar a su pico máximo a los 296 días. El descenso de la curva es paulatino hasta finalizar su respuesta a los 571 días. Se recupera el 14,1% de la actividad total, gracias a la buena amplitud de la curva (tabla 14).

Tabla 14: INFORMACIÓN OBTENIDA A PARTIR DE LAS CURVAS DE RESPUESTA Y RECUPERACIÓN DE TRAZADOR PARA EL K-119

Parámetro (K-119)	Valor
Tiempo de arribo	83 días
Tiempo medio	327 días
Tiempo final	571 días
Recuperación	14,1 %

3.4.3.3 Pozo K-116

La aparición del trazador se produce a los 152 días después de la inyección. La curva de paso muestra una amplitud corta, puesto que al inicio la concentración del trazador se dispara con pequeñas fluctuaciones hasta llegar a un pico largo de 2800 Bq / L a los 322 días. Luego se produce un descenso brusco, a partir del

cual se presentan varias fluctuaciones pero con una tendencia promedio decreciente de 500 Bq / L, lo cual termina con el fin de la respuesta a los 529 días. Se recupera el 8,9% de la actividad total (tabla 15)

Tabla 15: INFORMACIÓN OBTENIDA A PARTIR DE LAS CURVAS DE RESPUESTA Y RECUPERACIÓN DE TRAZADOR PARA EL K-116

Parámetro (K-116)	Valor
Tiempo de arribo	152 días
Tiempo medio	307 días
Tiempo final	529 días
Recuperación	8,9 %

3.4.3.4 Pozo K-117

El trazador comienza a responder a los 126 días después de la inyección. La concentración de actividad en todas las muestras es buena y se registran valores máximos alrededor de los 3300 Bq / L. Luego de la aparición del trazador, la curva presenta una fluctuación alrededor de los 170 días, después de lo cual, se dispara hasta alcanzar los 2000 Bq / L, donde empieza un ascenso uniforme de baja pendiente hasta alcanzar su pico máximo a los 387 días. El descenso de la curva es rápido hasta finalizar su respuesta a los 571 días. La recuperación de trazador es muy buena debido a que la mayoría de los valores de concentración están por arriba de los 2000 Bq / L. Así, se logra recuperar el 23,8% de la actividad total (tabla 16).

Tabla 16: INFORMACIÓN OBTENIDA A PARTIR DE LAS CURVAS DE RESPUESTA Y RECUPERACIÓN DE TRAZADOR PARA EL K-117

Parámetro (K-117)	Valor
--------------------------	--------------

Tiempo de arribo	126 días
Tiempo medio	351 días
Tiempo final	571 días
Recuperación	23,8 %

3.4.3.5 Pozo K-113

El trazador realiza su aparición a los 159 días después de la inyección. La concentración de actividad en todas las muestras no es muy alta y se registran valores máximos alrededor de los 2300 Bq / L. La curva de respuesta inicia con una pequeña curva alrededor de los 200 días, y luego se extiende hacia arriba hasta alcanzar sus pocos valores máximos, para luego descender con ciertas fluctuaciones hasta llegar al fin de su respuesta a los 613 días. Debido a la corta amplitud de la curva principal, se recupera el 6,4% de la actividad total (tabla 17).

Tabla 17: INFORMACIÓN OBTENIDA A PARTIR DE LAS CURVAS DE RESPUESTA Y RECUPERACIÓN DE TRAZADOR PARA EL K-113

Parámetro (K-113)	Valor
Tiempo de arribo	159 días
Tiempo medio	394 días
Tiempo final	613 días
Recuperación	6,4 %

3.4.3.6 Distribución de la cantidad de Trazador Recuperado

Como se explicó en la parte teórica, es importante realizar la distribución de la cantidad de trazador que se recuperó en cada pozo del ensayo, puesto que el

reparto de agua de inyección entre los pozos productores es similar a dicha distribución. La figura 3.42 que representa la distribución de trazador recuperado para este ensayo, se muestra a continuación.

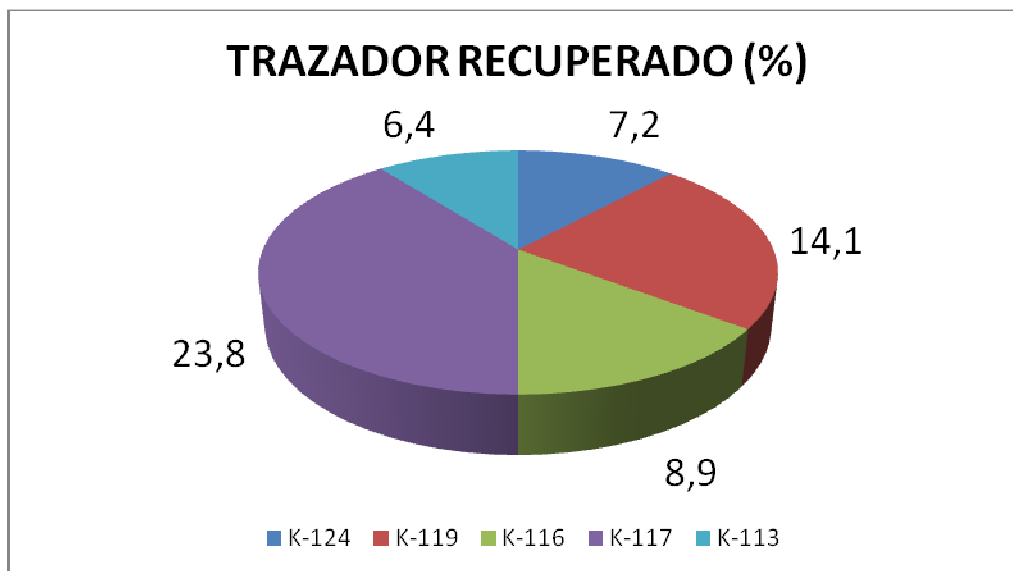


Figura 3.42: Distribución del trazador recuperado para cada uno de los pozos productores del ensayo Argentina

Cabe resaltar que la recuperación total para los cinco pozos alcanza únicamente el 60,4% de la cantidad inicialmente inyectada de tritio, que fue de 15 Ci, esto se debe a que siempre hay un porcentaje de tritio que se pierde en la formación por infiltración hacia otras capas inferiores o por fugas hacia otros pozos. Es decir, de los 15 Ci inyectados, solo se han recuperado 9 Ci, cuya distribución hacia los cinco pozos muestra claramente la dirección preferencial del agua de inyección.

3.4.3.7 Direcciones preferenciales de Flujo

Tomando en cuenta la disposición del arreglo de este ensayo, se puede observar que la dirección preferencial del flujo se encuentra hacia los pozos K-119 y K-117, como lo indica la figura 3.43 (flechas rojas).

Esta información es de gran valor para la perforación de nuevos pozos productores, cuya ubicación en la parte sureste del campo conseguiría grandes réditos para este proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua.

Además de este modo, se puede confirmar que no existen barreras sellantes, puesto que se realizó el paso del trazador hacia los cinco pozos del ensayo.

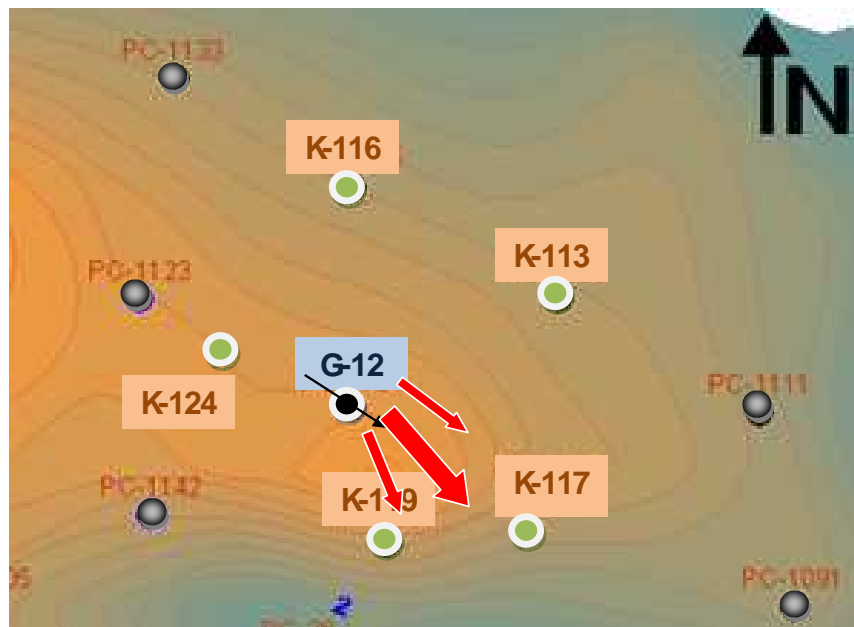


Figura 3.43: Direcciones preferenciales de flujo para el yacimiento del ensayo Argentina.

CAPÍTULO 4

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN.

En este capítulo se pretende obtener las líneas de corriente del agua de inyección a través del yacimiento en estudio, con la ayuda de un programa sencillo que simula el paso del trazador en base a ecuaciones del flujo de fluidos en medios porosos y a la técnica de los trazadores.

4.1 BREVE DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN

Este programa permite obtener las curvas de paso del trazador para cada pozo en cuestión y un gráfico esquemático de las líneas de flujo (líneas de corriente) trazadas por el agua de inyección, en su desplazamiento desde el inyector hacia cada uno de los pozos productores.

Cabe recalcar que la información que brinda este programa se sujeta a discusión, puesto que, como es sabido, es muy complejo modelar el comportamiento dinámico del agua que fluye por un medio poroso. Además, se trata de un software que aún está siendo sometido a prueba y fue desarrollado por una universidad argentina, su nombre es PORO TracerSim 1 y el anexo 10 muestra una explicación detallada respecto de las opciones e íconos de este programa.

4.1.1 CONSIDERACIONES BÁSICAS DEL PROGRAMA

En general, las consideraciones del PORO TracerSim son:

- La formación es homogénea, de espesor y propiedades petrofísicas constantes en todo el yacimiento.
- El flujo del agua de inyección es lineal hacia cada pozo productor.
- Tanto los pozos productores como el inyector están a un mismo nivel de profundidad.
- Los caudales de producción e inyección de cada pozo productor e inyector, respectivamente, son constantes.
- Una falla no sellante se considera como si simplemente no existiera dicha barrera en el yacimiento.

4.1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Las principales ventajas son:

- Brindar de una manera clara las curvas de paso de trazador hacia cada uno de los pozos productores, así como el gráfico de las líneas de corriente que traza el agua de inyección en su desplazamiento.
- Sencillez en el manejo del programa.
- Permitir el ingreso de un número indeterminado de pozos productores y de barreras sellantes que direccionen el flujo.
- Facilidad para poder delimitar el campo de trabajo.
- La configuración del trazado de las líneas de corriente como número de líneas, el ángulo de desplazamiento de las mismas, etc.

Como desventajas están:

- No tener como opción el ingresar parámetros de gran importancia como la presión de reservorio, las profundidades de la arena de interés en cada pozo, propiedades del crudo como la viscosidad, grado API, entre otras.
- Dificultad para trabajar con distancias entre pozos muy grandes.
- No considerar la presencia de gas en el yacimiento, sino sólo la presencia de la fase líquida.
- No proporcionar información respecto de la cantidad de trazador que arriba a cada pozo ni del volumen de agua inyectada que llega a cada productor.

4.2 INGRESO DE LOS POZOS DEL ARREGLO

Se dispuso a los pozos del estudio en base a las coordenadas rectangulares correspondientes a cada uno, tomando como origen el pozo inyector (Auca-12).

Así, las coordenadas de todos los pozos serían:

POZO INYECTOR Auca-12	(0, 0) m
POZO PRODUCTOR Auca-19	(1460, 2591) m
POZO PRODUCTOR Auca-35	(1035, 0) m
POZO PRODUCTOR Auca-21	(951, -1803) m

El gráfico 4.1 muestra la ubicación de los pozos y las coordenadas rectangulares para cada uno (información obtenida en base al GPS de la CEEA).

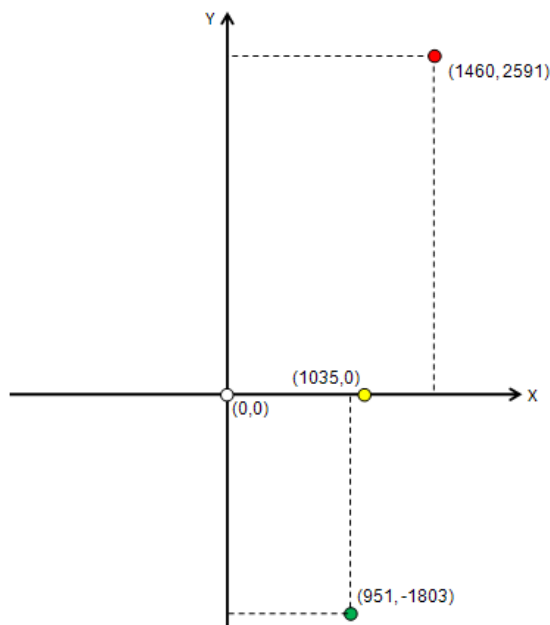


Figura 4.1: Coordenadas rectangulares correspondientes a cada pozo productor, respecto del pozo inyector

Así, la disposición de los pozos en el programa (de acuerdo a la escala seleccionada) sería la mostrada en la figura 4.2. Además, se ingresaron los caudales de producción e inyección para cada pozo, respectivamente (tabla 16):

Tabla 16: CAUDALES DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES E INYECTOR RESPECTIVAMENTE.

POZO	CAUDAL	
	(BPD)	(m ³ /día)
PI-12	4000	651
PP-19	357	58
PP-35	418	68
PP-21	615	100

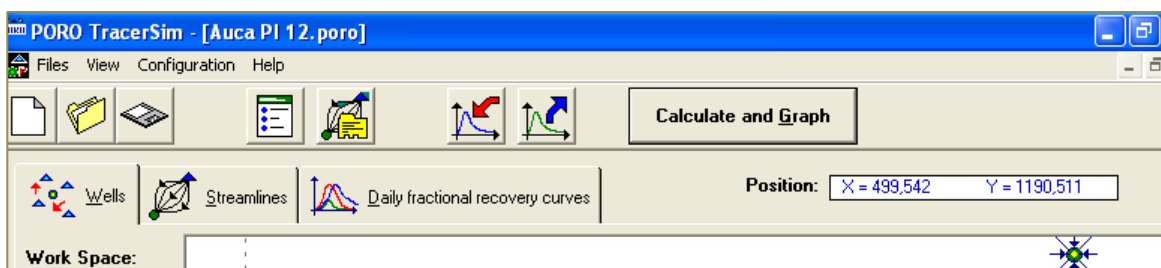


Figura 4.2: Disposición de los pozos en el espacio de trabajo del simulador PORO TracerSim.

4.3 INGRESO DE LOS PARÁMETROS DE CÁLCULO

Los parámetros que se ingresaron fueron los petrofísicos, los demás son valores adecuados para el correcto funcionamiento del programa (figura 4.3).

Porosidad = 0,16

Saturación = 0,27

Espesor = 18 pies = 5,5 metros

Dispersividad = 7 m (valor correspondiente a las arenas)

Con estos datos el programa puede graficar las curvas de paso del trazador y las líneas de flujo del agua de inyección.

Para esta interpretación se probaron varios casos, de acuerdo con la información obtenida a partir del mapa estructural (anexo 1).

The image shows a 'Problem parameters' dialog box with the following values:

- Dispersivity = 7 [m]
- Porosity = 0.16
- Water saturation [SW] = 0.27
- Injected mass of tracer = 100 [Kg]
- Injection time = 0.5 [days]
- Thickness = 5.5 [m]
- Permeabilities relationship = 1 [r = Kmax/Kmin]
- Kmax angle = 0 [°]

A diagram on the right shows a circle with a radius vector labeled 'Kmax angle'.

Figura 4.3: Ventana que muestra los parámetros del problema ingresados para la simulación.

4.3.1 CASO 1: SUPOSICIÓN EN LA QUE NO EXISTEN FALLAS O LAS BARRERAS SON NO SELLANTES.

En este caso, se supone que no existe ninguna barrera que obstaculice el paso del agua de inyección hacia los pozos productores. Cabe señalar que este programa considera a las barreras no sellantes como si en realidad no existiera una barrera, es decir, el hecho de colocar una falla en el campo de trabajo significa que esa falla ya es sellante, como se verá más adelante.

Solo para este caso se procedió a graficar las curvas de paso, puesto que para los otros casos el programa tendía a colapsar, debido a que el arreglo no obedece a una malla cerrada y las distancias entre pozos son muy grandes.

Sin embargo, se puede deducir que la presencia de una falla (la cual, desde antemano, el programa la considera como sellante), impediría la llegada del trazador, es decir, sencillamente no se tendría una curva de paso hacia ese pozo productor.

El anexo 9 muestra las curvas de paso del trazador para los pozos Auca-19, Auca-35 y Auca-21, además el gráfico de las líneas de corriente del agua de inyección. En este caso, al no existir barreras sellantes, se produce el paso del trazador desde el inyector hacia los pozos productores, lo que demuestra la existencia de la interconexión entre los pozos.

Además, de acuerdo con las curvas de respuesta, el trazador aparecería en el pozo más cercano (Auca-35) aproximadamente a los 600 días (1 año, 8 meses) a partir de la inyección. Si se considera que la inyección se realizó en enero 2007, el trazador podría empezar a llegar en septiembre 2008. Del mismo modo para los otros dos pozos, el Auca-21 muestra que la curva se levanta a los 1600 días (4 años, 5 meses), y ni hablar del Auca-19, que según este modelo, el trazador arriba a los 6000 días (16 años, 5 meses), lo cual es demasiado tiempo.

Esto se explica debido a que el arreglo del proyecto Auca no obedece a una malla cerrada, pues si se observa, la ubicación de pozos no presenta una geometría regular puesto que la malla es demasiado abierta y las distancias entre pozos es muy grande. Por tanto, el trazador podría llegar al pozo más cercano a los 600 días, en el mejor de los casos, ya que es muy probable que el trazador no aparezca por ningún lado debido a los problemas que se han venido presentando y a que la malla está desconfigurada.

4.4 INGRESO DE LAS BARRERAS SELLANTES

Para los siguientes casos de la simulación, se ingresaron las coordenadas correspondientes a tres fallas ubicadas de acuerdo a la información del mapa geológico. Estas tres fallas son las que más podrían influir en el flujo del agua de inyección. La figura 4.4 muestra las tres fallas que se tomaron en cuenta para la simulación:

Los puntos tomados para cada una de ellas fueron:

FALLA X:	P1 (-425, 0) y P2 (-500, -1500)
FALLA Y:	P1 (750, -1800) y P2 (940, 0)
FALLA Z:	P1 (1800, -1800) y P2 (1600, 2200)

De este modo, puede simularse la presencia de barreras sellantes en el programa de simulación. A partir de esto, se tienen los siguientes casos que consisten solamente en la combinación de las fallas.

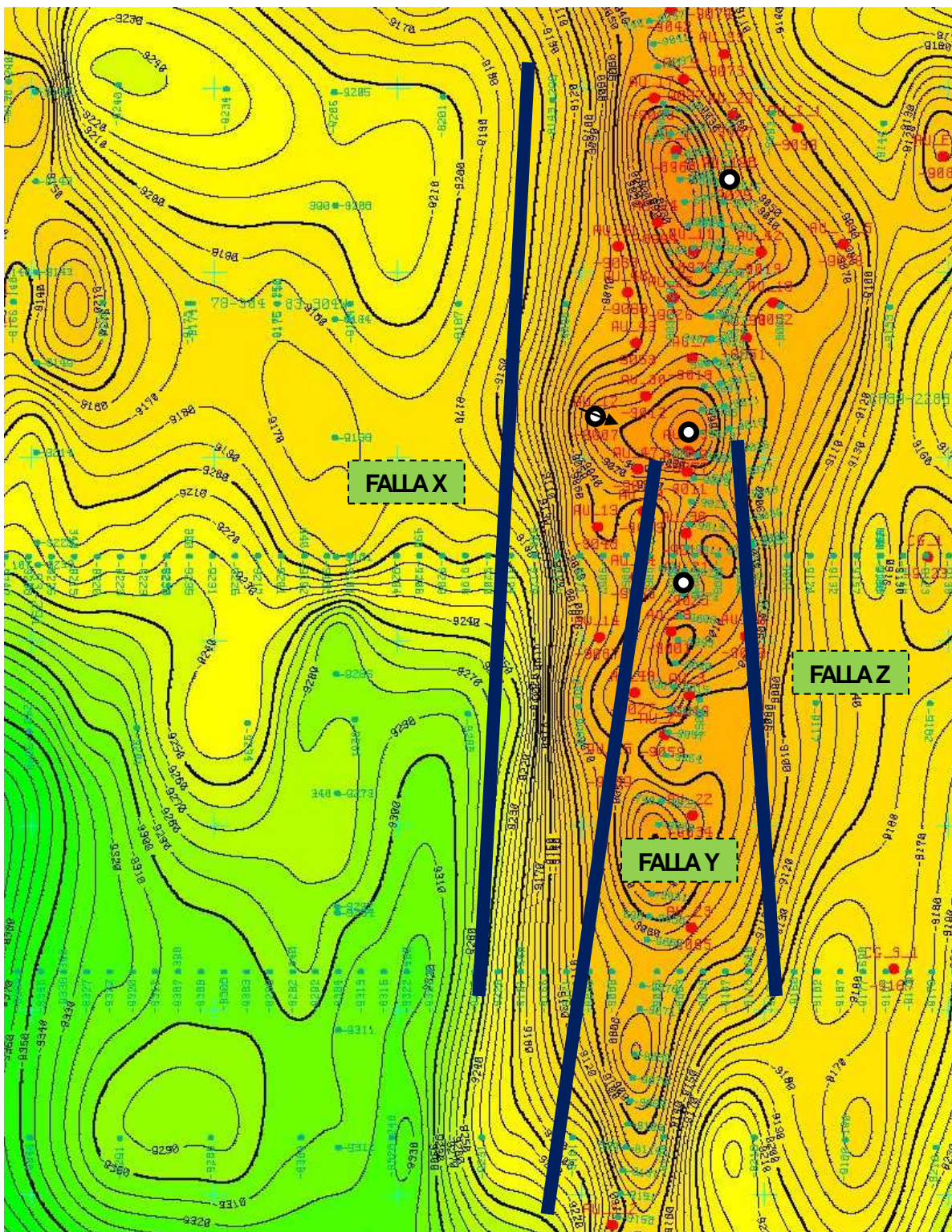


Figura 4.4: Mapa de ubicación de las fallas consideradas en el programa de simulación.

4.4.1 CASO 2: SUPOSICIÓN EN LA QUE SÓLO ACTÚA LA FALLA “X”.

En este caso se considera que solo la falla X es sellante y a partir de esta suposición se obtiene el gráfico de las líneas de flujo, para lo cual, se ingresan los puntos de la falla X en el área de trabajo, donde se encuentran ubicados los pozos (figura 4.5).

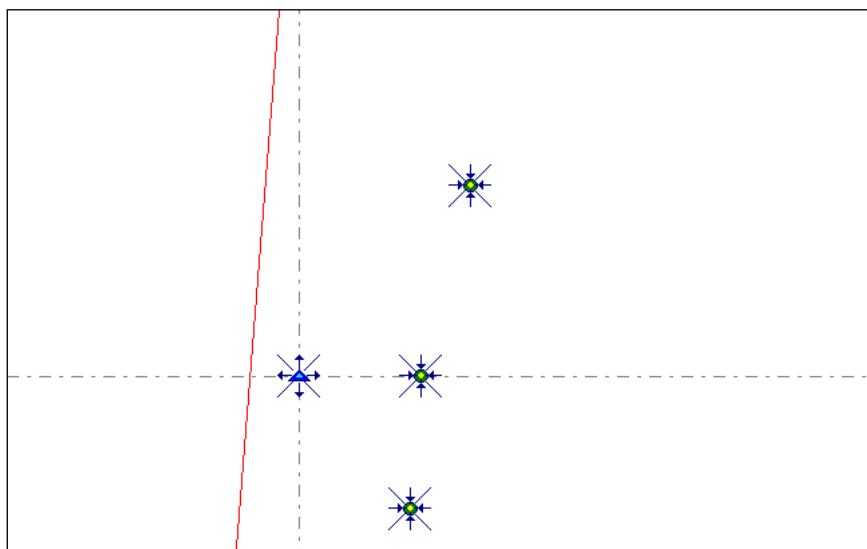


Figura 4.5: Disposición de los pozos del arreglo y la barrera que actúa como sellante en el caso 2.

El anexo 9 (caso 2) muestra el gráfico de las líneas de flujo, donde se puede observar que la barrera sellante hace que toda el agua inyectada se desplace hacia el lado derecho del campo, adquiriendo una buena interconexión de los pozos.

4.4.2 CASO 3: SUPOSICIÓN EN LA QUE SÓLO ACTÚA LA FALLA “Y”.

Para este caso, sólo la falla Y se considera como sellante y de este modo se ubica esta falla en el campo de estudio del programa (figura 4.6).

Así, se obtiene el gráfico de las líneas de flujo que se muestra en el anexo 9 (caso 3), el cual indica el desplazamiento del agua de inyección hacia la parte noreste y oeste del campo. La falla “Y” impide la interconexión con el pozo Auca-21, pues al ser una barrera sellante, no permite el paso del agua hacia ese pozo. Sin embargo, esto no afecta la interconexión con los otros pozos Auca-19 y Auca-35.

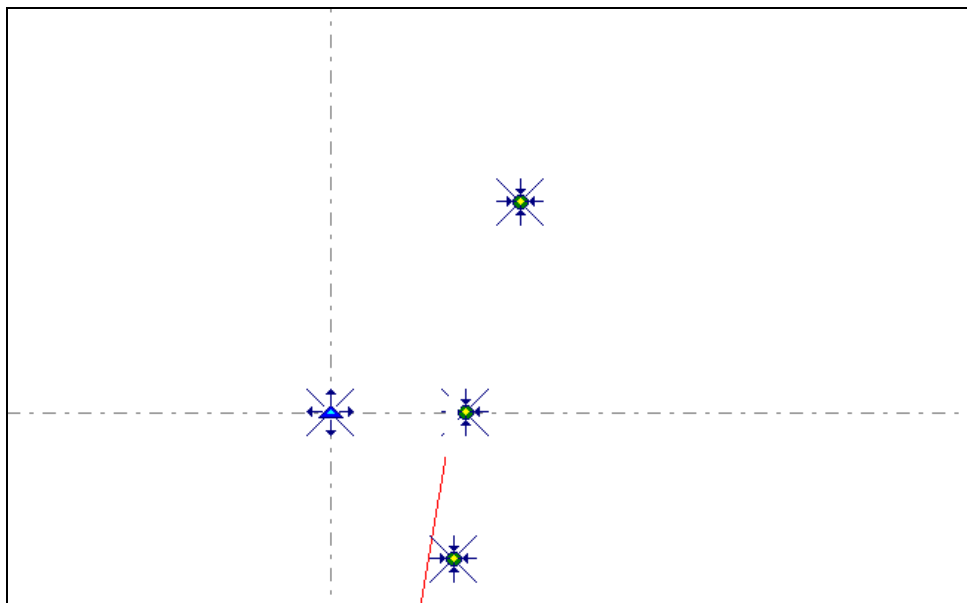


Figura 4.6: Disposición de los pozos del arreglo y la barrera que actúa como sellante en el caso 3.

4.4.3 CASO 4: SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS FALLAS “Y” Y “Z” SIMULTANEAMENTE.

Aquí se considera que ambas fallas son barreras sellantes (figura 4.7) y sólo la falla X es no sellante. Así se obtienen las curvas de flujo como se muestra en el anexo 9 (caso 4).

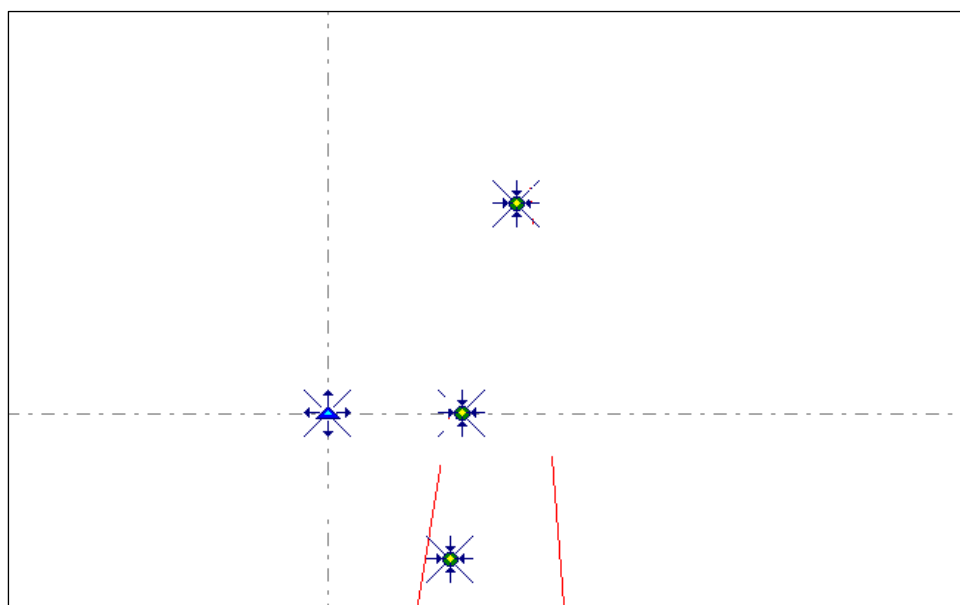


Figura 4.7: Disposición de los pozos del arreglo y las barreras que actúan como sellantes en el caso 4.

Este gráfico presenta una tendencia similar de flujo que en el caso anterior, sólo que aquí, la barrera sellante “Z” disminuye aún más el flujo del agua de inyección hacia la parte derecha, y más bien direcciona todo el agua hacia el norte y oeste del campo.

4.4.4 CASO 5: SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS FALLAS “X” Y “Z”

Para este caso (figura 4.8), las fallas “X” y “Z” se consideran sellantes y la falla “Y” es no sellante, dando como resultado el gráfico del anexo 9 (caso 5), en donde se observa que la presencia de ambas fallas hace que el agua se desplace hacia el costado noreste y por la parte el sur del campo que se delimita entre ambas fallas. Esta combinación de las barreras no perjudica la interconexión de los pozos, y más bien encierra gran parte del agua hacia los pozos Auca-21 y Auca-35.

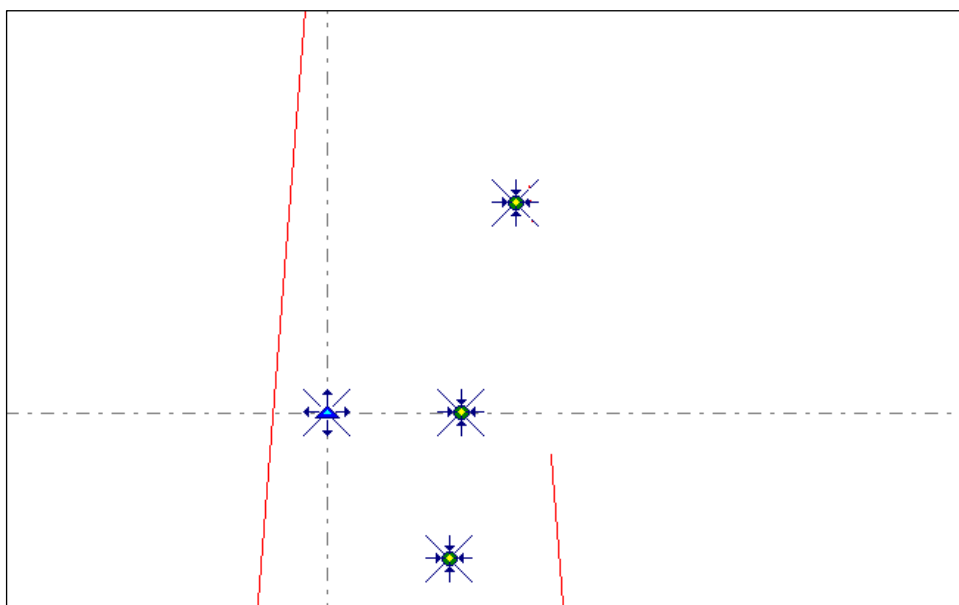


Figura 4.8: Disposición de los pozos del arreglo y las barreras que actúan como sellantes en el caso 5.

4.4.5 CASO 6: SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS FALLAS “X” Y “Y”.

Esta combinación de las fallas “X” y “Y” (figura 4.9) da como resultado el gráfico de las líneas de flujo del Anexo 9 (caso 6), en el cual se observa como el agua se direcciona casi en su totalidad hacia la parte norte y este del campo por el efecto

que ocasiona la barrera longitudinal “X”. Además, la barrera “Y” impide por completo el paso del agua de inyección hacia el pozo Auca-21.

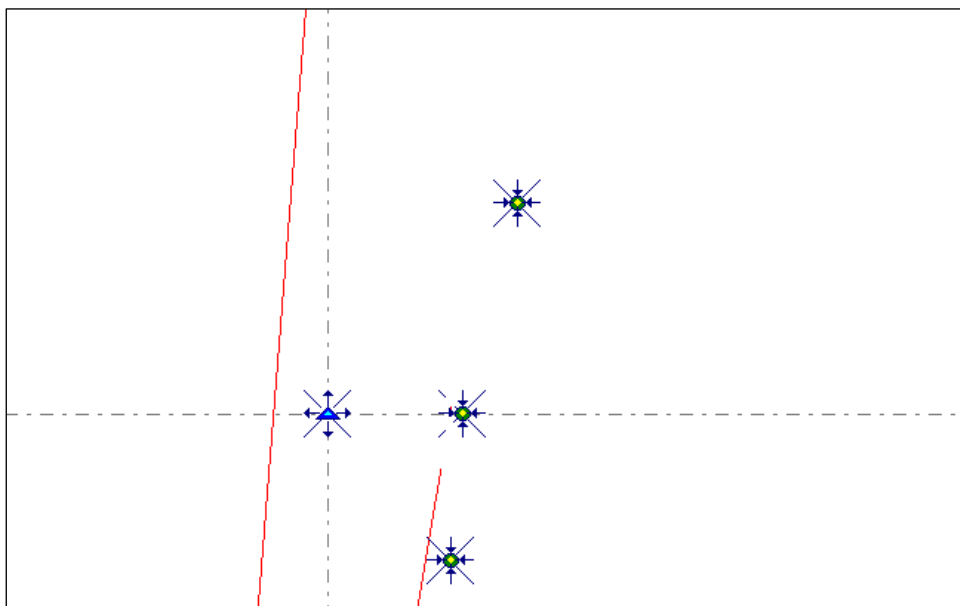


Figura 4.9: Disposición de los pozos del arreglo y las barreras que actúan como sellantes en el caso 6.

4.4.6 CASO 7: SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS TRES FALLAS “X” “Y” “Z”

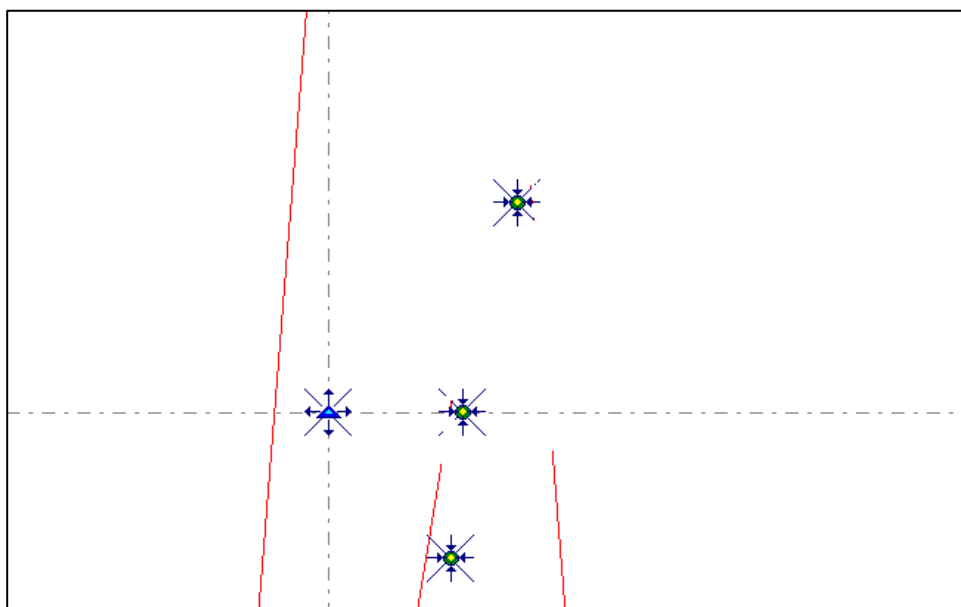


Figura 4.10: Disposición de los pozos del arreglo y las barreras que actúan como sellantes en el caso 7.

Este último caso (figura 4.10) muestra la influencia que produce la presencia de las tres fallas en el desplazamiento dinámico del agua de inyección. El anexo 9 (caso 7) muestra una tendencia de flujo similar a la del caso anterior, puesto que como se observa, el efecto de la falla "Y" es casi el mismo que el de la combinación de las fallas "Y" y "Z", con la única diferencia de que aquí hay menos líneas de flujo que se dirigen a la parte este del campo que en el caso anterior, lo cual corresponde a la incidencia de la falla "Z".

La última parte del Anexo 9 muestra las líneas de corriente que corresponden al arreglo de los pozos del Ensayo argentino.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ✚ En la actualidad, la técnica de inyección de trazadores radiactivos en el yacimiento es una gran alternativa para comprender de mejor manera el comportamiento dinámico del agua de inyección, puesto que el trazador inyectado actúa como un espía que brinda información de mucho valor que puede ser usada en subsiguientes proyectos de recuperación secundaria que se desee realizar en un campo determinado.
- ✚ La adecuada interpretación de el análisis de esta técnica permite a los ingenieros de yacimientos: encontrar las direcciones preferenciales de desplazamiento del agua de inyección en el yacimiento, confirmar la existencia de fallas geológicas, redefinir fallas como sellantes o no sellantes, detectar canalizaciones a lo largo de la distancia inyector-productor, entre otras.
- ✚ La aplicación de esta técnica en el campo no produce una respuesta inmediata, sino que se requiere comúnmente entre un año a dos, o quizás más tiempo dependiendo de la distancias entre pozos, para obtener una respuesta favorable.
- ✚ De todos los radiactivos empleados para un estudio de este tipo, el tritio constituye el de más amplia utilización en razón de dos ventajas principales: el tratarse de un isótopo del hidrógeno y, en consecuencia, formar parte de la molécula de agua, y el ser un emisor beta de baja energía, lo que hace prácticamente nulo el riesgo de irradiación.
- ✚ La cantidad de trazador a inyectarse depende directamente de la distancia entre los pozos productores e inyector, de las propiedades petrofísicas del yacimiento y del límite de detección del instrumental que se dispone.

- ✚ El buen desempeño de ésta técnica requiere de la inyección constante de un caudal de agua que proporcione el empuje longitudinal al trazador a través del reservorio, para que así, éste pueda arribar a los pozos productores, en los cuales se realiza el muestreo conforme al calendario planificado.

- ✚ La medición de la cantidad de tritio en una muestra de agua se realiza en base al principio de centelleo líquido, que consiste en detectar la emisión de fotones luminosos que resulta de la interacción de las partículas beta con los átomos del coctel centellador que se añade a cada muestra de agua. Todo este proceso lo realiza el contador de centelleo líquido.

- ✚ Los datos de concentración de actividad correspondientes a cada muestra realizada son de gran utilidad para la obtención de las curvas de paso del trazador y las curvas de recuperación de trazador en cada uno de los pozos productores. El análisis de estas curvas permite obtener las direcciones preferenciales de flujo en base al reparto de trazador entre los distintos pozos.

- ✚ De acuerdo con los datos obtenidos del muestreo para cada pozo productor y tanque de lavado del proyecto Auca (Anexo), se observa claramente que no se produce todavía la aparición del trazador, lo cual se puede justificar por las siguientes razones:
 1. Las distancias entre los pozos productores y el inyector (1035 m, 2038 m y 2974 m, respectivamente) son demasiado grandes, por lo que es casi imposible definir lo que pueda ocurrir con el trazador en tales condiciones de lejanía.
 2. La existencia de barreras sellantes desconocidas ubicadas de manera que impidan la interconexión entre los pozos.
 3. La falta de una inyección constante de agua que proporcione una fuerza de empuje al trazador, puesto que, como se refleja en los reportes (Anexo), la inyección fue muy irregular, sobretudo en el primer mes luego de la inyección, donde la inyección debió haber sido constante.

Esto muestra una falta de diligencia en este proyecto, pues en total, hubieron 10 días que se dejó de inyectar el agua en el mes de enero de 2007.

4. La posibilidad de que el trazador se haya canalizado hacia otro sector del reservorio o incluso pudo haberse producido una infiltración del mismo hacia las capas inferiores, esto debido a la mala inyección del agua.
 5. Una mala operación al momento de la inyección del trazador en el pozo Auca-12 o quizás un error al inyectarse éste en un estrato equivocado.
 6. La más favorable de todas las razones: que el trazador aún se esté desplazando longitudinalmente en el yacimiento sin ningún inconveniente y se produzca una aparición posterior en alguno de los pozos, lo cual reflejaría un simple retardo en la respuesta del tritio, tal como lo reflejó la simulación realizada con el PORO TracerSim, según el cual, el trazador arriba en 600 días al pozo más cercano (Auca-35), para lo cual habría que seguir esperando su respuesta.
- ✚ Las lecturas de concentración de actividad que corresponden a las muestras tomadas en el agua de río (Anexo), manifiestan que el trazador no se ha infiltrado hacia el río, como se supuso cuando se presentó la anómala presencia de trazador en el agua de inyección. Esto permite concluir que la razón de dicha anomalía se debe a la contaminación de los frascos del muestreo.
- ✚ De las curvas de respuesta para el ensayo Argentina se puede concluir que:
1. El paso del trazador hacia los pozos productores es un indicador de que existe la interconexión entre los pozos.
 2. El tiempo de respuesta del trazador es menor para los pozos productores que están más cerca del inyector, obviamente dependiendo de las propiedades del reservorio, pues esto no se cumple en todos los proyectos.

3. La cantidad de trazador recuperado está en función de la concentración de actividad neta obtenida en cada muestra y del caudal de producción de agua del pozo.
4. El reparto de agua inyectada entre los pozos productores es similar a la distribución de trazador en cada uno de ellos.
5. La recuperación total de trazador oscila entre el 30% y el 80% debido a que hay una parte de tritio que se desplaza hacia puntos más lejanos del reservorio.

✚ El programa de simulación PORO TracerSim permite concluir que:

1. Se prolonga aún más el tiempo de respuesta del trazador en cada uno de los pozos productores, lo que significa que el proyecto de Auca no puede concluir, como estaba previsto, para el final de 2008 sino que habrá que continuar monitoreando los pozos hasta obtener un resultado.
2. Si la barrera "X" es realmente sellante, entonces ayuda en gran manera a los trabajos de recuperación secundaria por inyección de agua, puesto que direcciona todo el flujo hacia los pozos productores de interés. Incluso la falla "Z", que actúa como un límite del flujo evitando que se pierda el agua hacia otros sectores, puede ser de ayuda. Pero la barrera "Y" no ayuda en nada, sino todo lo contrario, porque incide directamente en la interconexión de los pozos productores, que al igual que el Auca-21, están ubicados al este de dicha falla.

Personalmente, la mejor de las opciones es el caso 5, de todos los analizados.

5.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda:

- ✚ Realizar un estudio más exhaustivo de las propiedades petrofísicas y estratigrafía del yacimiento, ya que muchos de los datos con los que se trabajó para este Proyecto estaban desactualizados.

- ✚ Realizar sísmica 3D de alta resolución, para mejorar el conocimiento del campo y de sus regiones, obteniendo así un esquema de fallas completo para cada formación que nos ayude en la interpretación estructural.
- ✚ Prolongar en dos años o más el seguimiento de este Proyecto de aplicación de trazadores en Auca, pues hasta ahora no se tiene ninguna respuesta significativa ya que no se ha producido la aparición del trazador.
- ✚ Aplicar esta misma técnica de inyección de tritio utilizando otros pozos del mismo campo o en otros campos, pero esta vez definiendo una malla cerrada y con distancias razonables (máximo de 400 o 500 metros), para lo cual se propone que se perforen pozos inyectoros y no que se utilice pozos productores obsoletos o que han dejado de producir, para hacerlos inyectoros. En definitiva, buscar la excelencia al realizar este tipo de trabajos para que se puedan obtener muy buenos resultados.
- ✚ Instruir a los ingenieros en reservorios en esta técnica de inyección de trazadores, puesto que tiene un gran futuro en su aplicación ya que muchas empresas operadoras están entrando en la fase de Recuperación Secundaria, para lo cual necesitan recabar información del desplazamiento de fluidos en el reservorio.
- ✚ Tener un mayor cuidado a la hora de manejar los frascos usados para el muestreo para así prevenir una contaminación involuntaria que produzca resultados anómalos en las curvas de respuesta.
- ✚ Realizar un tratamiento por calentamiento y destilación con cada muestra de agua para corregir la irregularidad de los valores considerados como “fondo” o “background”.
- ✚ Perfeccionar el programa de simulación PORO TracerSim para que considere otros parámetros importantes y genere resultados más óptimos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BABY P, RIVADENEIRA M, R. BARRAGÁN, Editores Científicos, (Oct. 2004), ***La Cuenca Oriente: Geología y petróleo.***
- CISNEROS LOACHAMÍN Pablo G, (Abr. 2006), ***Modelo geológico para probar la interconexión de pozos en el Campo Sacha***, Tesis de grado (EPN).
- COMISIÓN ECUATORIANA DE ENERGÍA ATÓMICA, ***Archivos Técnicos del Proyecto de aplicación de radiotrazadores en el Campo Auca***, (2007).
- DELGADO ORTEGA Byron A, (Dic. 2005), ***Análisis técnico económico para incrementar la producción mediante recuperación secundaria por inyección de agua en el Campo Auca Sur***, Tesis de grado (EPN).
- MAGGIO Guillermo E, ***Noldor S.R.L: Recuperación asistida de petróleo***, <http://www.noldor.com.ar/noldorweb/detalles/recsec.htm>
- ORGANISMO INTERNACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA – PROYECTO ARCAL XLIII (Dic. 2000), ***Aplicaciones industriales de radiotrazadores y fuentes selladas de radiación.***
- PEREYRA Bolívar, ***Radioisótopos y sus aplicaciones biológicas***, <http://www.cinvestav.mx/cgse/upr/manual/caldis.html>
- SOMARUGA Carlos, ***Noldor S.R.L: Estudio de transferencia entre pozos petrolíferos***, <http://www.noldor.com.ar/noldorweb/detalles/yacimientoozx.pdf>
- UNIVERSIDAD NACIONAL DE CUYO, Facultad de Ingeniería, ***Curso Regional de Capacitación: Mecánica de fluidos en yacimientos de petróleo y gas***, Argentina (2000).

ANEXOS

ANEXO 1

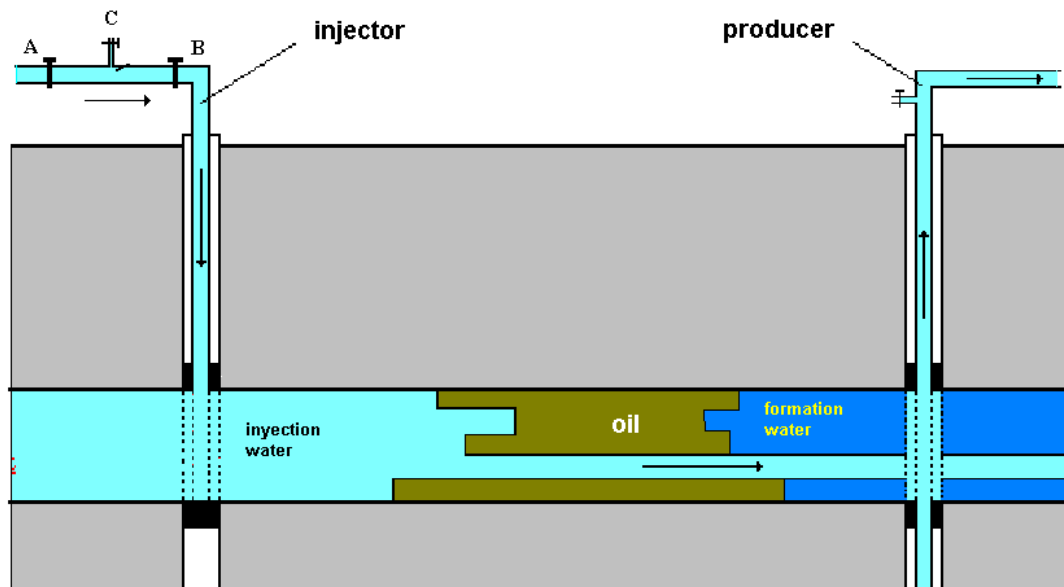
MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENA “T”

ANEXO 2
CANALIZACIONES EN EL RESERVORIO

CANALIZACIONES

Cuando se realizan trabajos de recuperación secundaria por inyección de agua, es muy posible que dicha agua inyectada no realice de manera eficaz el desplazamiento de petróleo, sino que prefiera trasladarse a través de algún conducto que posea una gran permeabilidad. A este conducto se lo conoce como canalización.

La siguiente figura muestra como el agua de inyección prefiere fluir a lo largo de la canalización, sin efectuar el barrido por las capas saturadas de petróleo.

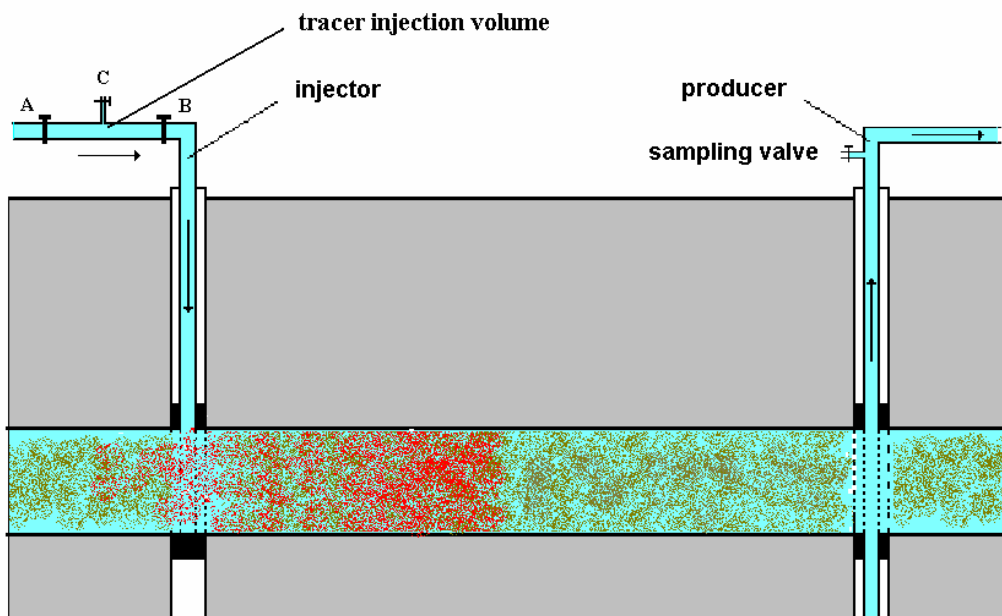
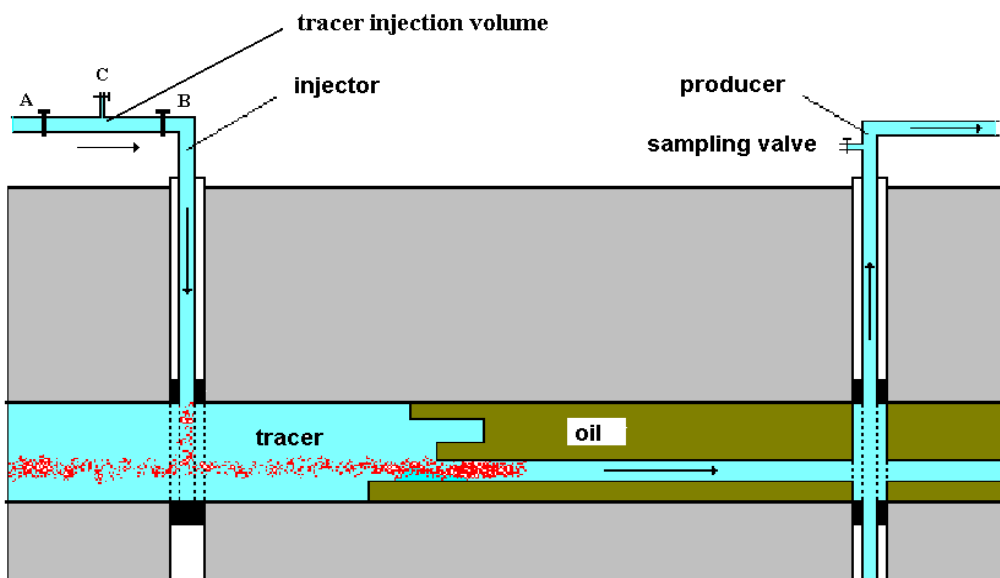


Esto representa un grave problema para los proyectos de inyección de agua, puesto que no se está cumpliendo el objetivo primordial que es el empuje del petróleo hacia los pozos productores. Sin embargo, con el uso de un radiotrazador se puede determinar la presencia de canalizaciones en el reservorio.

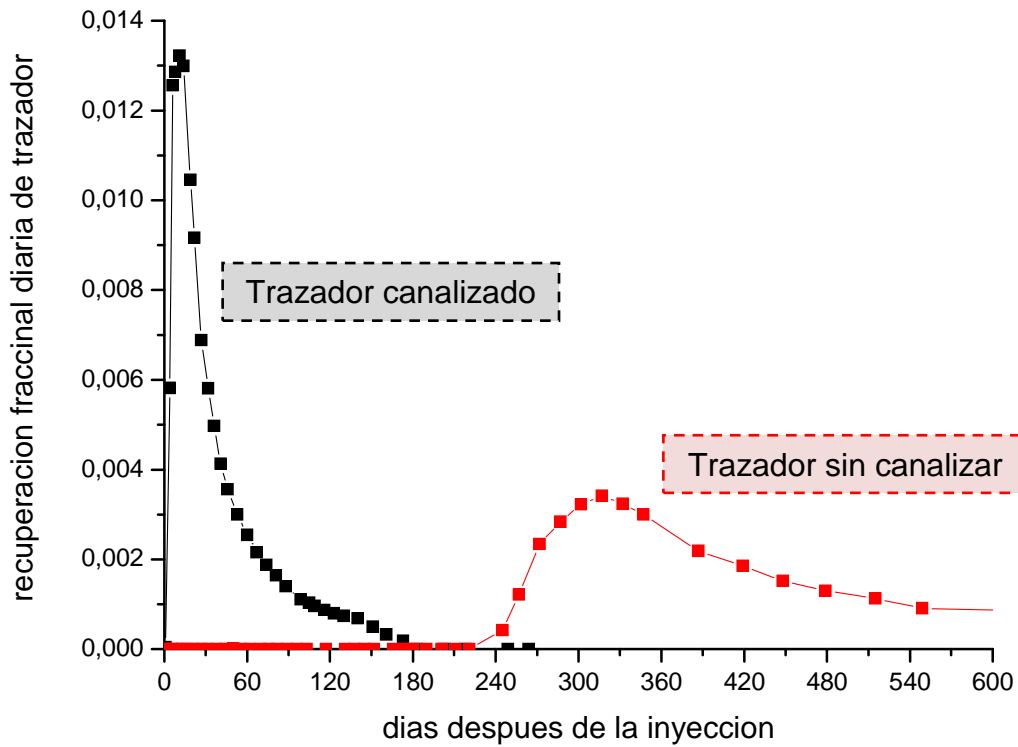
La presencia de una canalización ocasionaría la aparición inmediata del trazador en el pozo productor hacia el cual se dirige la canalización. Esta es la razón de la alta frecuencia de muestreo al inicio del proyecto, puesto que se habla de pocos

días (de acuerdo a la distancia de los pozos) para que aparezca el trazador en el pozo.

Las figuras siguientes muestran el flujo del trazador en presencia de una canalización y sin ella.

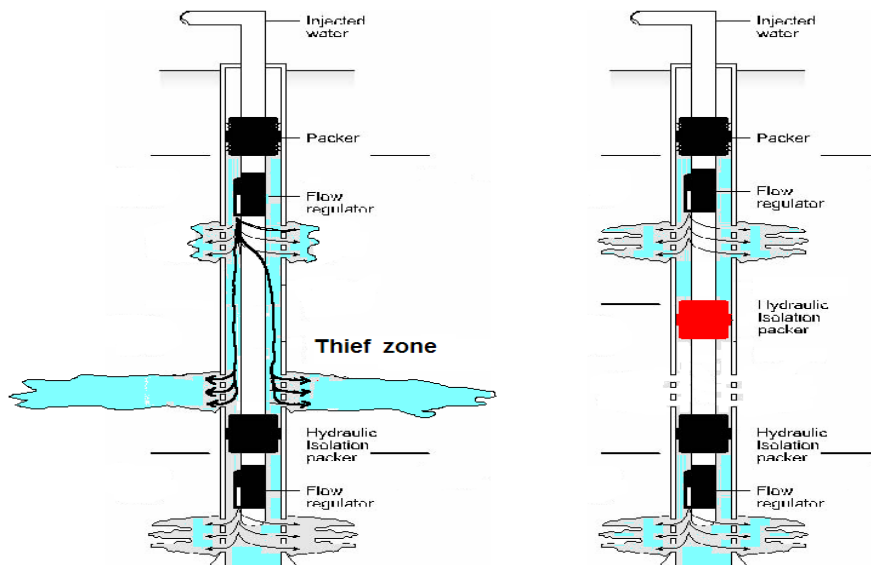


Además, es muy sencillo distinguir entre la curva de respuesta del paso de trazador en presencia de una canalización (figura)



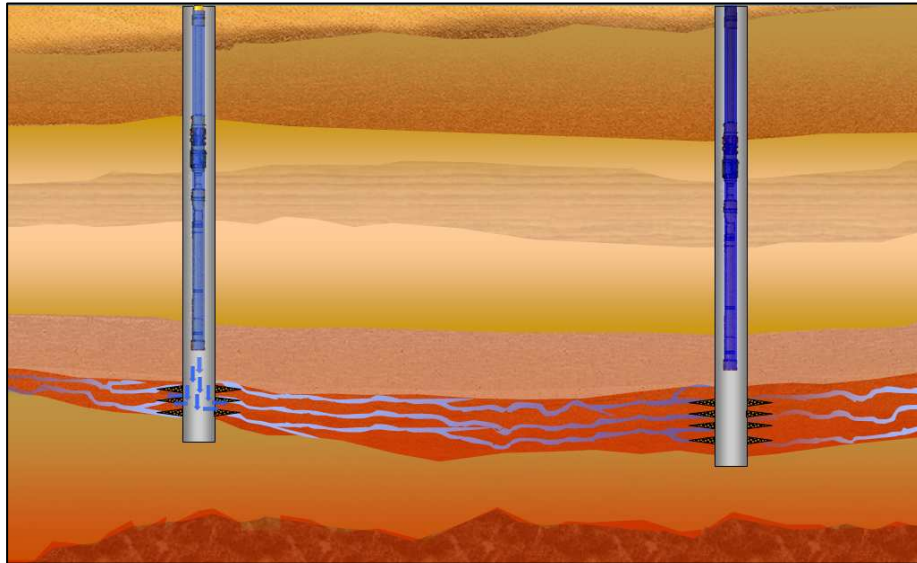
¿CÓMO CORREGIR UN PROBLEMA DE CANALIZACIÓN?

La manera mecánica de hacerlo consiste en aislar la zona donde está localizada la canalización, para lo cual se debe instalar un packer adicional que cumpla con dicha función (figura).

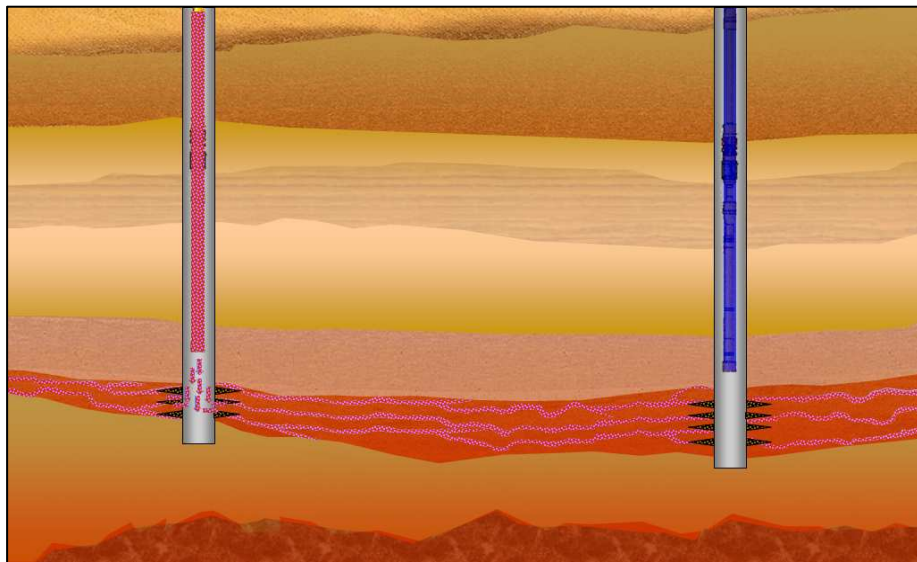


El otro método es realizar una inyección de polímeros, para lo cual:

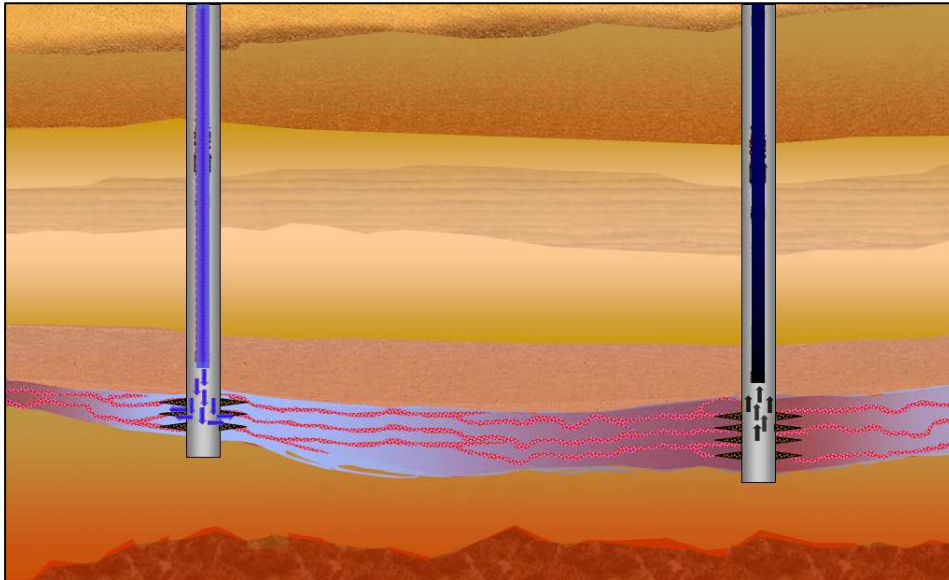
- Se inyecta agua al reservorio, la cual se va a canalizar a lo largo de las capas más permeables.



- Luego, se inyecta el polímero requerido, el cual tapona las capas señaladas por el agua de inyección.



- Finalmente, el agua se desliza por las zonas que no habían sido barridas.



ANEXO 3

MODELACIÓN MATEMÁTICA DEL PASO DE TRAZADOR HACIA LOS POZOS PRODUCTORES

**Curvas de paso de Trazador para valores de dispersividad de $0,3 \text{ m}^2 / \text{día}$
y $0,003 \text{ m}^2 / \text{día}$**

MODELACIÓN MATEMÁTICA DEL PASO DEL TRAZADOR PARA EL POZO PRODUCTOR AU-35

AUCA arena T PP-35

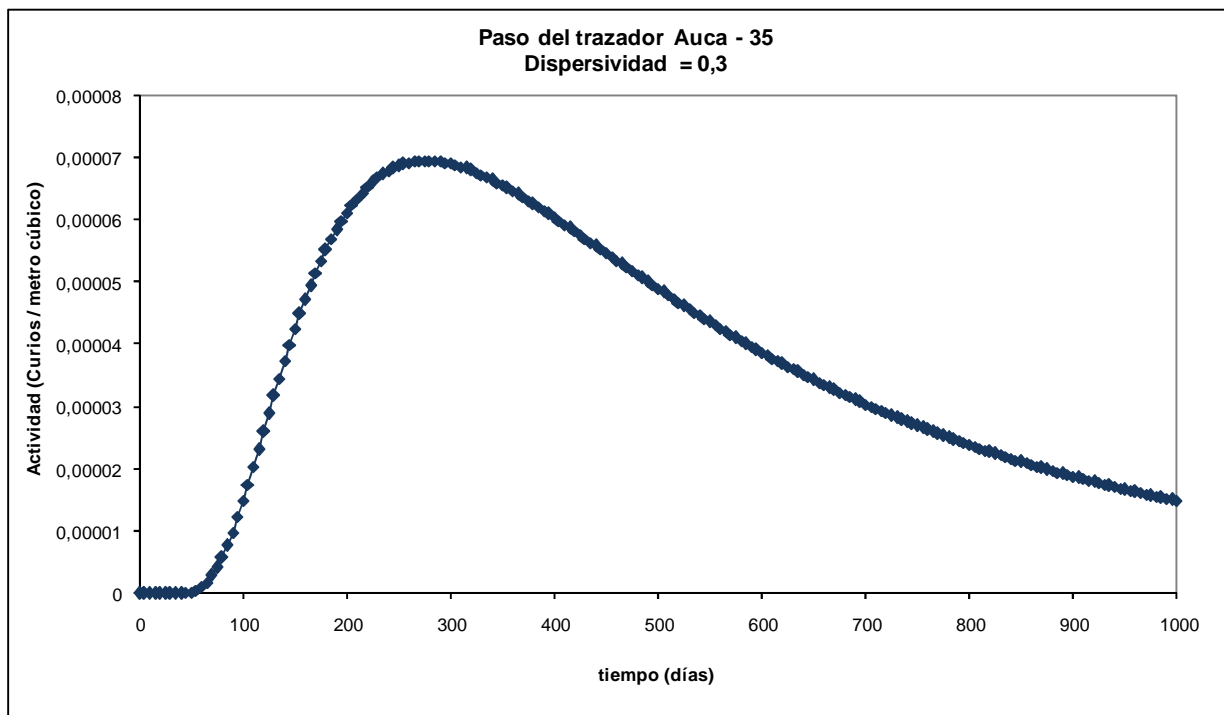
Modelo de Dispersion

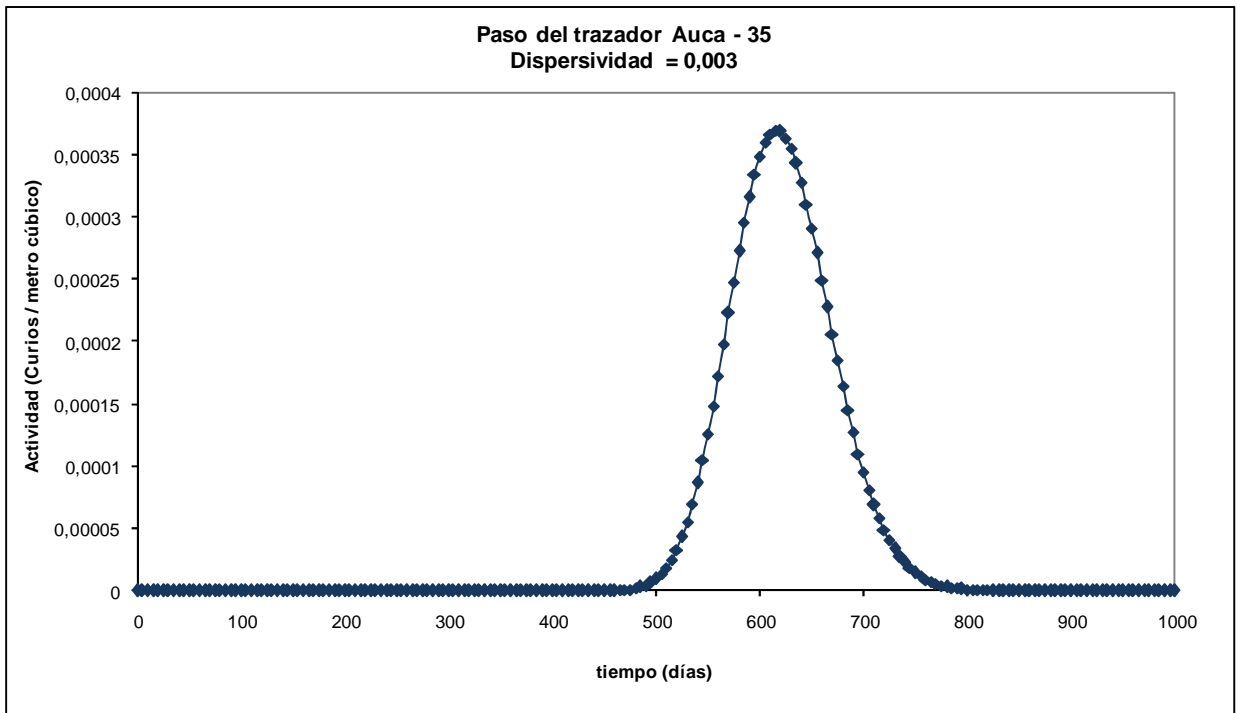
Actividad (curios) 28	Cref 7,1331E-05	D1/vx 0,3	Tresid 621,75	dia
				1,703413861

PARAMETROS POZO

Espesor capa (m)	5,400	18 pies
Porosidad	0,16	
Sw	0,27	
Distancia (1035	1071225	
Volumen	392536	m3
Caudal de Inyeccion	4000	b/d
	631	m3/dia
Actividad a Inyectar	28,00	Ci

8400000 Bq





MODELACIÓN MATEMÁTICA DEL PASO DEL TRAZADOR PARA EL POZO PRODUCTOR AU-21

AUCA arena T PP-21

Modelo de Dispersion

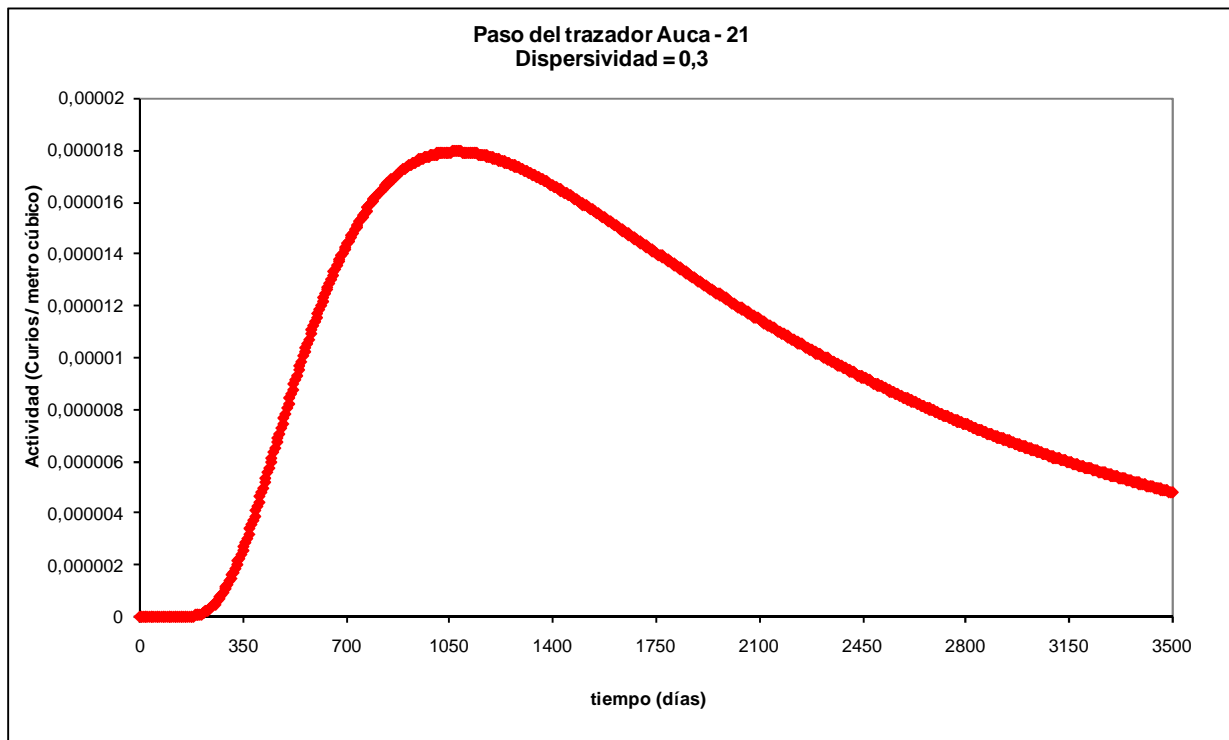
Actividad (curios)	Cref	D1/vx	Tresid
28	1,8397E-05	0,3	2410,69
			6,60462002

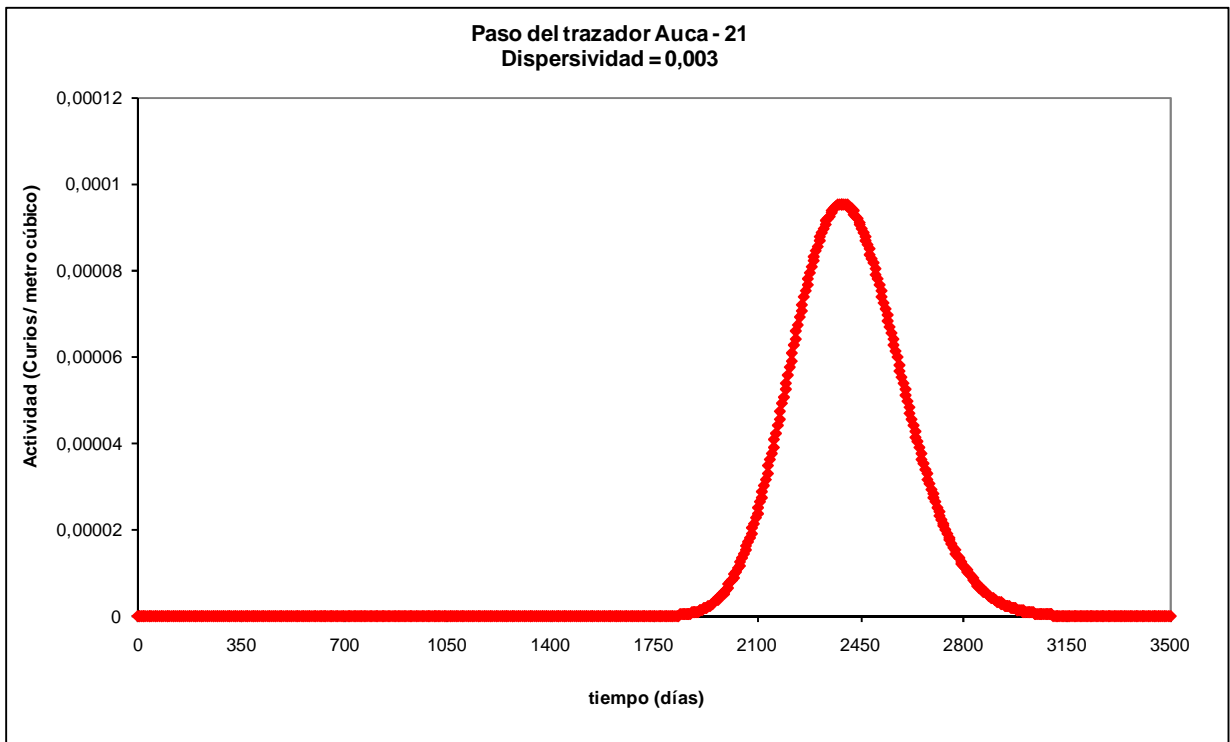
dia

PARAMETROS POZO

Espesor capa (m)	5,400	18 pies
Porosidad	0,16	
Sw	0,27	
Distancia (2038	4153444	
Volumen	1521972	m3
Caudal de Inyeccion	4000	b/d
	631	m3/dia
Actividad a Inyectar	28,00	Ci

8400000 Bq





MODELACIÓN MATEMÁTICA DEL PASO DEL TRAZADOR PARA EL POZO PRODUCTOR AU-19

AUCA arena T PP-19

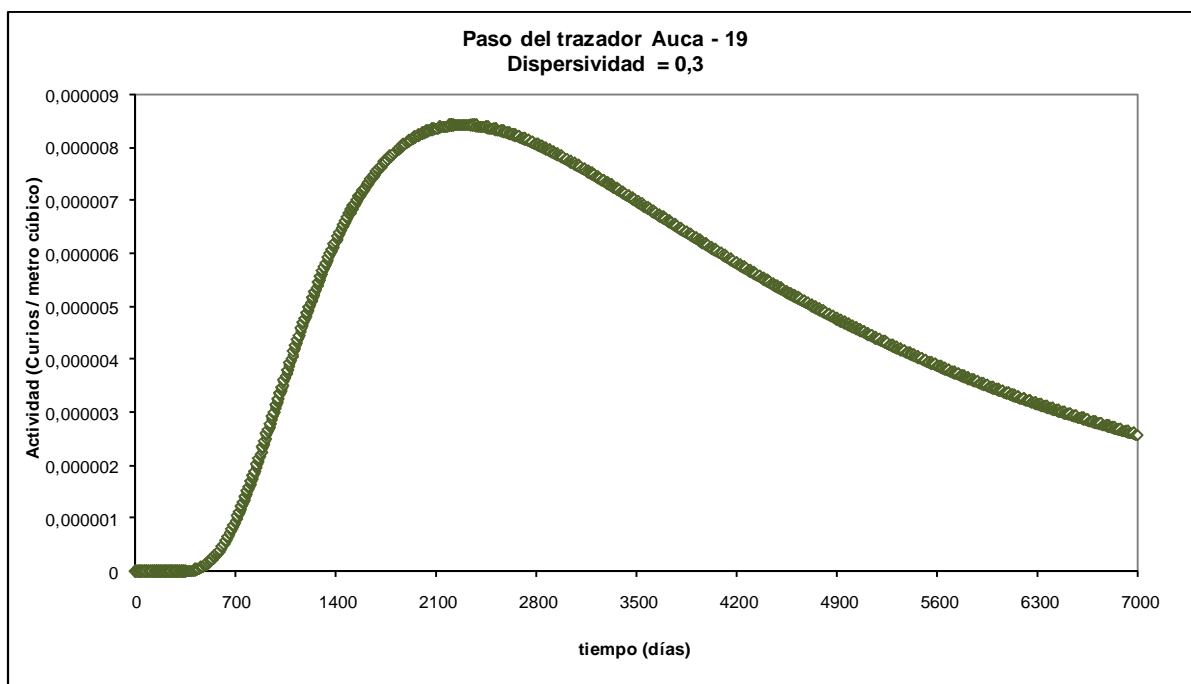
Modelo de Dispersion

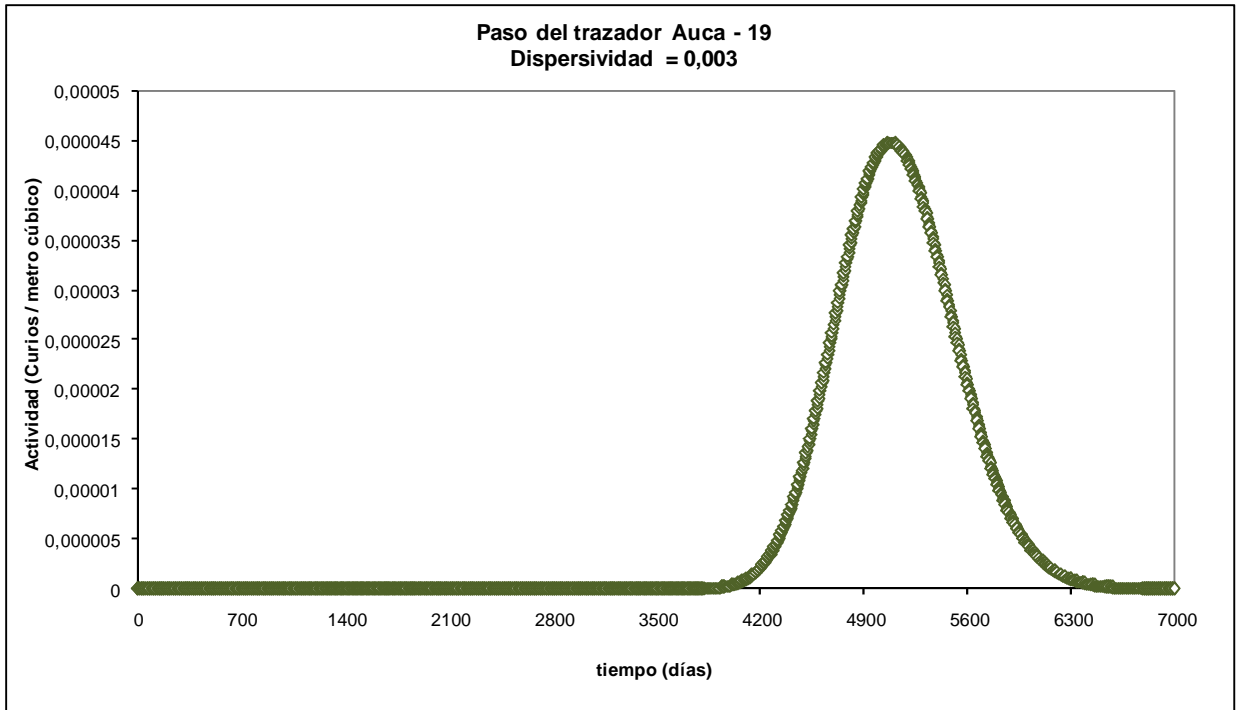
Actividad (curios)	Cref	D1/vx	Tresid	
28	8,6393E-06	0,3	5133,51	dia
				14,06440635

PARAMETROS POZO

Esesor capa (m)	5,400	18 pies
Porosidad	0,16	
Sw	0,27	
Distancia (2974	8844676	
Volumen	3241010	m3
Caudal de Inyeccion	4000	b/d
	631	m3/dia
Actividad a Inyectar	28,00	Ci

8400000 Bq

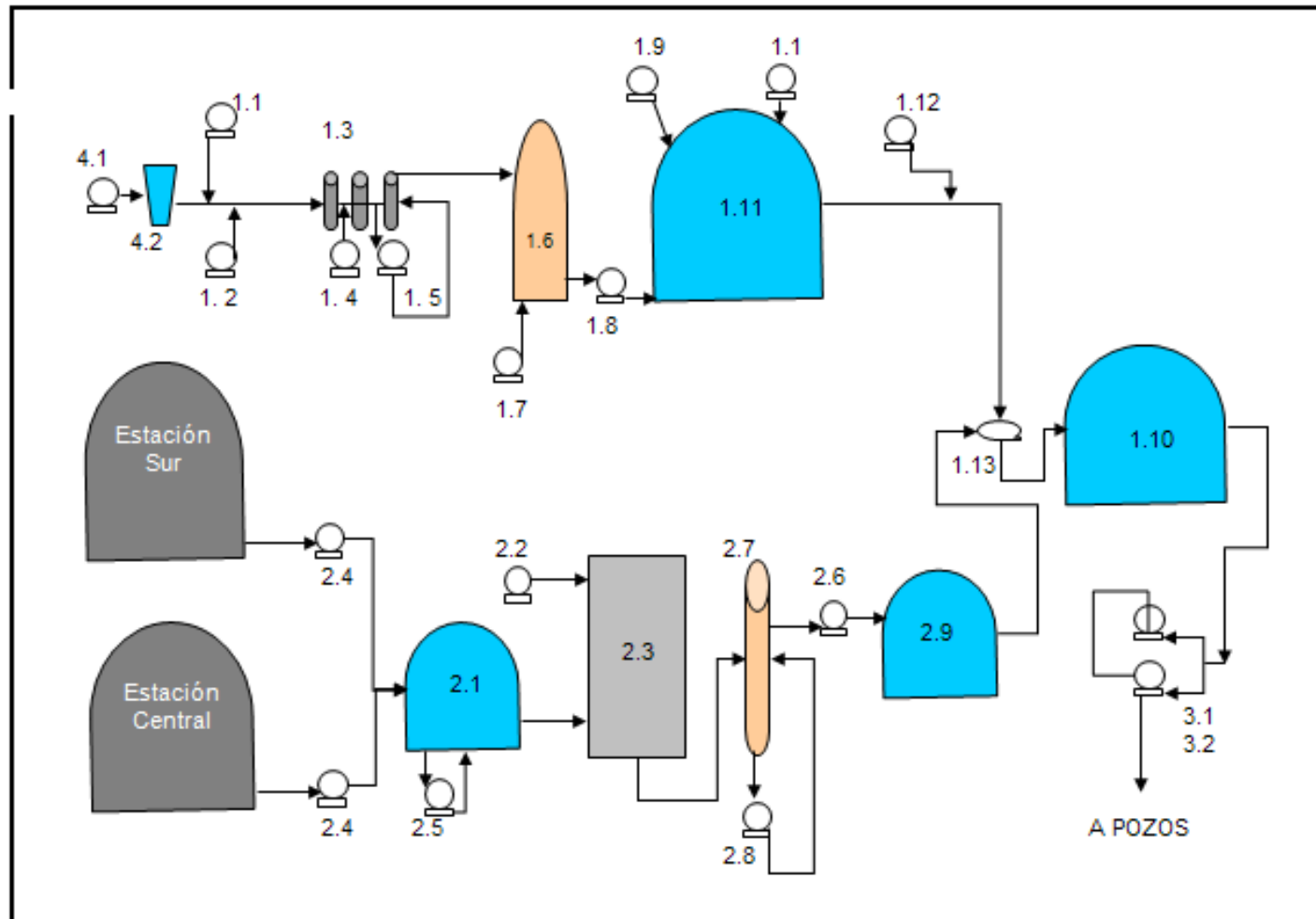




ANEXO 4

**DIAGRAMA DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA DEL
CAMPO AUCA**

DIAGRAMA DE LA PLANTA DE INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO AUCA



CAPACIDAD: AGUA DE FORMACIÓN = 20.000 BAPD
AGUA DE RÍO = 8.000 BAPD

1. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RIO

ÍTEM	CANTID.	DESCRIPCIÓN
1	1	Sistema de alimentación de hipoclorito.
2	1	Sistema de alimentación de polímero.
3	3	Filtros flujo ascendente (Filtros USF modelo U-5)
4	1	Soplador de aire
5	1	Bomba de retrolavado.
6	1	Torre de desoxigenación.
7	2	Bombas de vacío.
8	1	Bombas de transferencia de desoxigenación.
9	1	Sistema de alimentación de biocida orgánico.
10	1	Sistema de alimentación eliminador de oxígeno.
11	1	Tanque almacenamiento agua de río, 1500 BBL
12	1	Sistema de alimentación de inhibidor de escala.
13	1	Sistema control para agua formación y agua río, 1500 BBL

2. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN

ÍTEM	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
1	1	Tanque de almacenamiento de agua formación, 5000 BBL.
2	1	Sistema de Bombas alimentación de químicos para flotación.
3	1	Unidad de flotación. (Hidrocelda USF modelo H-20D)
4	1	Bomba de transferencia
5	1	Bomba de recirculación 1 (En Hidrocelda)
6	1	Bomba de recirculación 2 (Tanque de retrolavado - tanque de almacenamiento) de agua de formación 5000 BBL
7	1	Filtro cáscara de nuez. (Filtro Autoshell modelo AWS-96)
8	1	Bomba de retrolavado
9	1	Tanque almacenamiento de agua de retrolavado, 220 BBL.
10	1	Tanque almacenamiento de agua tratada, 5000 BBL.

ANEXOS 5

**CAUDALES DE AGUA INYECTADA MENSUALES DESDE ENERO
2007 A MARZO 2008**

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)	
ENERO 2007	
DIA	AGUA DE RIO
1	2700
2	4032
3	5357
4	0
5	2735
6	0
7	2243
8	0
9	3702
10	0
11	3269
12	4579
13	912
14	3487
15	0
16	0
17	0
18	0
19	0
20	3694
21	3277
22	0
23	891
24	0
25	3724
26	0
27	3928
28	0
29	1496
30	0
31	4846

PROMEDIO	1770
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)	
FEBRERO 2007	
DIA	AGUA DE RIO
1	0
2	5010
3	480
4	5004
5	2243
6	4005
7	5265
8	4513
9	4622
10	2963
11	5890
12	5435
13	2576
14	1857
15	3227
16	4082
17	5160
18	5138
19	5140
20	5137
21	5467
22	5237
23	5306
24	5138
25	4573
26	5180
27	1423
28	2368

PROMEDIO	4016
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)	
MARZO 2007	
DIA	AGUA DE RIO
1	5775
2	4439
3	625
4	2334
5	737
6	5369
7	5047
8	3085
9	1378
10	4695
11	4849
12	4363
13	4450
14	5172
15	0
16	3366
17	4575
18	3810
19	5003
20	1195
21	2118
22	5120
23	1232
24	2753
25	5161
26	5128
27	5105
28	5188
29	5008
30	2008
31	4966

PROMEDIO	3679
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)	
ABRIL 2007	
DIA	AGUA DE RIO
1	5101
2	3689
3	2966
4	3503
5	4111
6	1124
7	931
8	3450
9	949
10	4001
11	5082
12	3668
13	4054
14	1786
15	4490
16	5050
17	4160
18	5200
19	5152
20	1427
21	2279
22	5012
23	5175
24	585
25	4268
26	2420
27	5181
28	5050
29	844
30	0

PROMEDIO	3357
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)	
MAYO 2007	
DIA	AGUA DE RIO
1	0
2	6135
3	5166
4	4070
5	1382
6	0
7	2336
8	1410
9	2328
10	0
11	2721
12	5154
13	5193
14	5134
15	4560
16	3117
17	1808
18	1808
19	1101
20	2700
21	5216
22	5084
23	3299
24	5099
25	5085
26	0
27	1870
28	5120
29	5240
30	5150
31	5500
PROMEDIO	3316

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)			
JUNIO 2007			
DIA	AGUA DE RIO	AGUA DE FORMACION	TOTAL INYECTADO
1	5142	*	5142
2	5103	*	5103
3	2784	*	2784
4	2850	*	2850
5	0	*	0
6	0	*	0
7	0	*	0
8	1757	*	1757
9	6422	*	6422
10	5345	*	5345
11	2832	*	2832
12	1281	*	1281
13	820	*	820
14	2252	*	2252
15	1053	*	1053
16	2978	*	2978
17	5117	*	5117
18	5094	*	5094
19	5907	*	5907
20	1885	*	1885
21	2275	*	2275
22	0	*	0
23	0	*	0
24	3096	*	3096
25	1977	1566	3543
26	2606	1566	4172
27	2164	2035	4199
28	3184	1936	5120
29	4035	1860	5895
30	0	5528	5528

PROMEDIO	3082
-----------------	------

* Sin tren de agua de formación

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)			
JULIO 2007			
DIA	AGUA DE RIO	AGUA DE FORMACION	TOTAL INYECTADO
1	0	5157	5157
2	4553	0	4553
3	3638	1603	5241
4	1801	3335	5136
5	0	5089	5089
6	0	4854	4854
7	2451	1975	4426
8	2906	1986	4892
9	2269	2851	5120
10	735	4425	5160
11	3557	886	4443
12	2709	2391	5100
13	1050	4113	5163
14	2826	2099	4925
15	2484	1896	4380
16	336	1902	2238
17	1146	0	1146
18	5095	0	5095
19	4338	0	4338
20	2141	0	2141
21	1519	1365	2884
22	3116	710	3826
23	3959	0	3959
24	1202	2895	4097
25	1995	2102	4097
26	2226	1906	4132
27	2467	1624	4091
28	1854	1993	3847
29	2660	1218	3878
30	4110	0	4110
31	658	3358	4016

PROMEDIO	4243
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)			
AGOSTO 2007			
DIA	AGUA DE RIO	AGUA DE FORMACION	TOTAL INYECTADO
1	1367	2659	4026
2	1890	2230	4120
3	4197	0	4197
4	2127	2048	4175
5	2165	1105	3270
6	1684	1830	3514
7	1055	2147	3202
8	1900	2200	4100
9	1348	1475	2823
10	2596	0	2596
11	4080	0	4080
12	2322	1778	4100
13	2990	0	2990
14	4100	0	4100
15	4100	0	4100
16	1600	0	1600
17	810	0	810
18	2400	0	2400
19	3800	760	4560
20	3233	1887	5120
21	5120	0	5120
22	5110	0	5110
23	4890	0	4890
24	5088	0	5088
25	4876	0	4876
26	3598	1525	5123
27	2138	2872	5010
28	0	2756	2756
29	2769	2312	5081
30	4547	0	4547
31	658	3358	4016

PROMEDIO	3919
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)			
SEPTIEMBRE 2007			
DIA	AGUA DE RIO	AGUA DE FORMACION	TOTAL INYECTADO
1	1660	0	1660
2	3800	1675	5475
3	3481	2332	5813
4	290	3981	4271
5	0	3721	3721
6	1625	3216	4841
7	2725	2620	5345
8	1458	3792	5250
9	4400	1574	5974
10	0	1996	1996
11	5600	0	5600
12	2660	0	2660
13	5540	0	5540
14	2489	1983	4472
15	4132	533	4665
16	4199	0	4199
17	3578	1860	5438
18	4175	1477	5652
19	5528	0	5528
20	3443	2155	5598
21	837	4542	5379
22	1269	4173	5442
23	1727	3422	5149
24	1714	3694	5408
25	3916	1687	5603
26	1101	4419	5520
27	3662	1875	5537
28	2010	3045	5055
29	4197	440	4637
30	0	2400	2400

PROMEDIO	4794
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)			
OCTUBRE 2007			
DIA	AGUA DE RIO	AGUA DE FORMACION	TOTAL INYECTADO
1	0	3481	3481
2	0	5730	5730
3	4446	1264	5710
4	1767	3356	5123
5	1981	3375	5356
6	1675	3726	5401
7	1523	3926	5449
8	0	4051	4051
9	2283	3007	5290
10	494	4598	5092
11	1151	2867	4018
12	0	5066	5066
13	957	3629	4586
14	1899	3206	5105
15	0	5177	5177
16	4540	293	4833
17	4920	0	4920
18	5180	0	5180
19	3616	1574	5190
20	1797	3303	5100
21	1484	3646	5130
22	4302	818	5120
23	504	4606	5110
24	2312	2838	5150
25	1224	3698	4922
26	949	3925	4874
27	1497	3666	5163
28	875	4260	5135
29	1117	3955	5072
30	3698	1300	4998
31	0	3358	3358

PROMEDIO	4964
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)			
NOVIEMBRE 2007			
DIA	AGUA DE RIO	AGUA DE FORMACION	TOTAL INYECTADO
1	4476	690	5166
2	1489	3554	5043
3	1478	3530	5008
4	1610	3534	5144
5	0	5110	5110
6	2989	2051	5040
7	2992	2474	5466
8	3869	1500	5369
9	2838	2178	5016
10	904	4133	5037
11	1741	3256	4997
12	1954	3064	5018
13	0	5110	5110
14	1607	3403	5010
15	3289	1778	5067
16	2273	0	2273
17	0	0	0
18	2566	0	2566
19	3231	0	3231
20	5073	0	5073
21	5160	0	5160
22	2863	2102	4965
23	2957	2220	5177
24	2562	2546	5108
25	2780	2203	4983
26	0	0	0
27	0	0	0
28	0	0	0
29	0	0	0
30	0	0	0

PROMEDIO	3838
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)			
DICIEMBRE 2007			
DIA	AGUA DE RIO	AGUA DE FORMACION	TOTAL INYECTADO
1	0	2820	2820
2	2100	3000	5100
3	4107	1020	5127
4	927	4173	5100
5	1755	3420	5175
6	1695	3489	5184
7	2966	2168	5134
8	2460	2633	5093
9	0	5090	5090
10	1799	3313	5112
11	2878	2243	5121
12	2012	3166	5178
13	2251	2742	4993
14	2035	3092	5127
15	3476	1744	5220
16	2126	2920	5046
17	1420	3597	5017
18	0	5168	5168
19	3110	1689	4799
20	1463	3740	5203
21	1241	3909	5150
22	0	5115	5115
23	0	4287	4287
24	2254	2784	5038
25	3620	1434	5054
26	1166	2540	3706
27	3440	1658	5098
28	157	4891	5048
29	423	4761	5184
30	1665	3474	5139
31	1821	3339	5160

PROMEDIO	4961
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)			
ENERO 2008			
DIA	AGUA DE RIO	AGUA DE FORMACION	TOTAL INYECTADO
1	2398	2050	4448
2	933	4193	5126
3	2106	2953	5059
4	1460	3650	5110
5	3581	0	3581
6	2034	0	2034
7	5200	0	5200
8	1234	3876	5110
9	1690	3451	5141
10	3134	2008	5142
11	991	3315	4306
12	1661	3439	5100
13	3250	1874	5124
14	1832	3268	5100
15	558	3401	3959
16	2394	2396	4790
17	5250	786	6036
18	4473	698	5171
19	5163	0	5163
20	5120	0	5120
21	2168	2962	5130
22	2320	2639	4959
23	2035	2961	4996
24	3100	1894	4994
25	2912	2256	5168
26	3510	1533	5043
27	1288	3665	4953
28	2619	2475	5094
29	2635	2490	5125
30	1318	3843	5161
31	1434	3666	5100

PROMEDIO	4888
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)			
FEBRERO 2008			
DIA	AGUA DE RIO	AGUA DE FORMACION	TOTAL INYECTADO
1	1873	3215	5088
2	729	4083	4812
3	1764	3351	5115
4	2852	4413	7265
5	995	2694	3689
6	1276	3910	5186
7	2693	2447	5140
8	738	4269	5007
9	0	3777	3777
10	1318	3686	5004
11	298	3660	3958
12	0	5143	5143
13	1151	3352	4503
14	2376	2680	5056
15	3337	1779	5116
16	1197	3843	5040
17	2728	2301	5029
18	561	4613	5174
19	4668	433	5101
20	2916	1909	4825
21	900	4300	5200
22	0	5150	5150
23	1000	4100	5100
24	2522	2668	5190
25	1590	3610	5200
26	897	4239	5136
27	216	3957	4173
28	772	4412	5184
29	1761	3207	4968

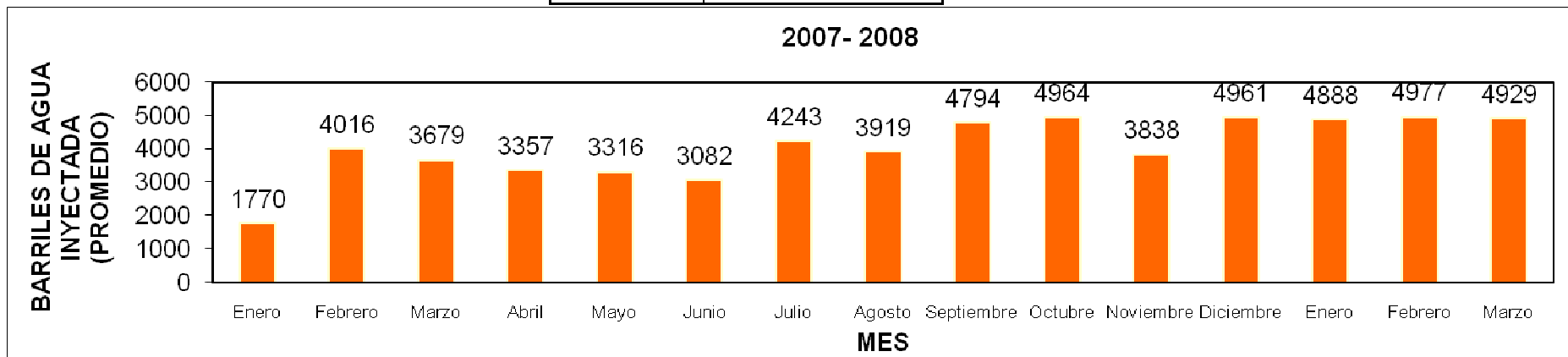
PROMEDIO	4977
-----------------	------

BARRILES INYECTADOS POR DIA (AUCA-12)			
MARZO 2008			
DIA	AGUA DE RIO	AGUA DE FORMACION	TOTAL INYECTADO
1	885	4275	5160
2	1435	3701	5136
3	1995	3147	5142
4	613	4550	5163
5	1046	4111	5157
6	1083	4049	5132
7	1266	3830	5096
8	911	4283	5194
9	611	3729	4340
10	2301	2859	5160
11	1763	3352	5115
12	1718	3407	5125
13	250	4042	4292
14	3903	1197	5100
15	3399	1711	5110
16	550	4569	5119
17	2444	2706	5150
18	1751	3365	5116
19	583	4529	5112
20	805	4331	5136
21	703	4193	4896
22	1872	3264	5136
23	1788	3352	5140
24	681	4467	5148
25	1456	3680	5136
26	2073	2969	5042
27	1923	3017	4940
28	1371	3653	5024
29	3933	1163	5096
30	3438	0	3438
31	0	2752	2752

PROMEDIO	4929
-----------------	------

RESUMEN DE LOS BARRILES DE AGUA INYECTADA EN EL PERIODO ENERO 2007 A MARZO 2008

MES	BARRILES DE AGUA INYECTADA (PROMEDIO)	NUMERO DE DIAS SIN INYECTAR
Enero	1770	14
Febrero	4016	1
Marzo	3679	1
Abril	3357	0
Mayo	3316	4
Junio	3082	5
Julio	4243	0
Agosto	3919	0
Septiembre	4794	0
Octubre	4964	0
Noviembre	3838	6
Diciembre	4961	0
Enero	4888	0
Febrero	4977	0
Marzo	4929	0
PROMEDIO	4049	



ANEXO 6

**CALENDARIO DE MUESTREO DE ENERO 2007 A
MARZO 2008**

CALENDARIO DE MUESTREO

AÑO 2007

ENERO

L	M	M	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

FEBRERO

L	M	M	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28				

MARZO

L	M	M	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

ABRIL

L	M	M	J	V	S	D
30						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29

MAYO

L	M	M	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

JUNIO

L	M	M	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

JULIO

L	M	M	J	V	S	D
30	31					1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29

AGOSTO

L	M	M	J	V	S	D
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

SEPTIEMBRE

L	M	M	J	V	S	D
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

OCTUBRE

L	M	M	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

NOVIEMBRE

L	M	M	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

DICIEMBRE

L	M	M	J	V	S	D
31					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

AÑO 2008

ENERO

L	M	M	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

FEBRERO

L	M	M	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29		

MARZO

L	M	M	J	V	S	D
31					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

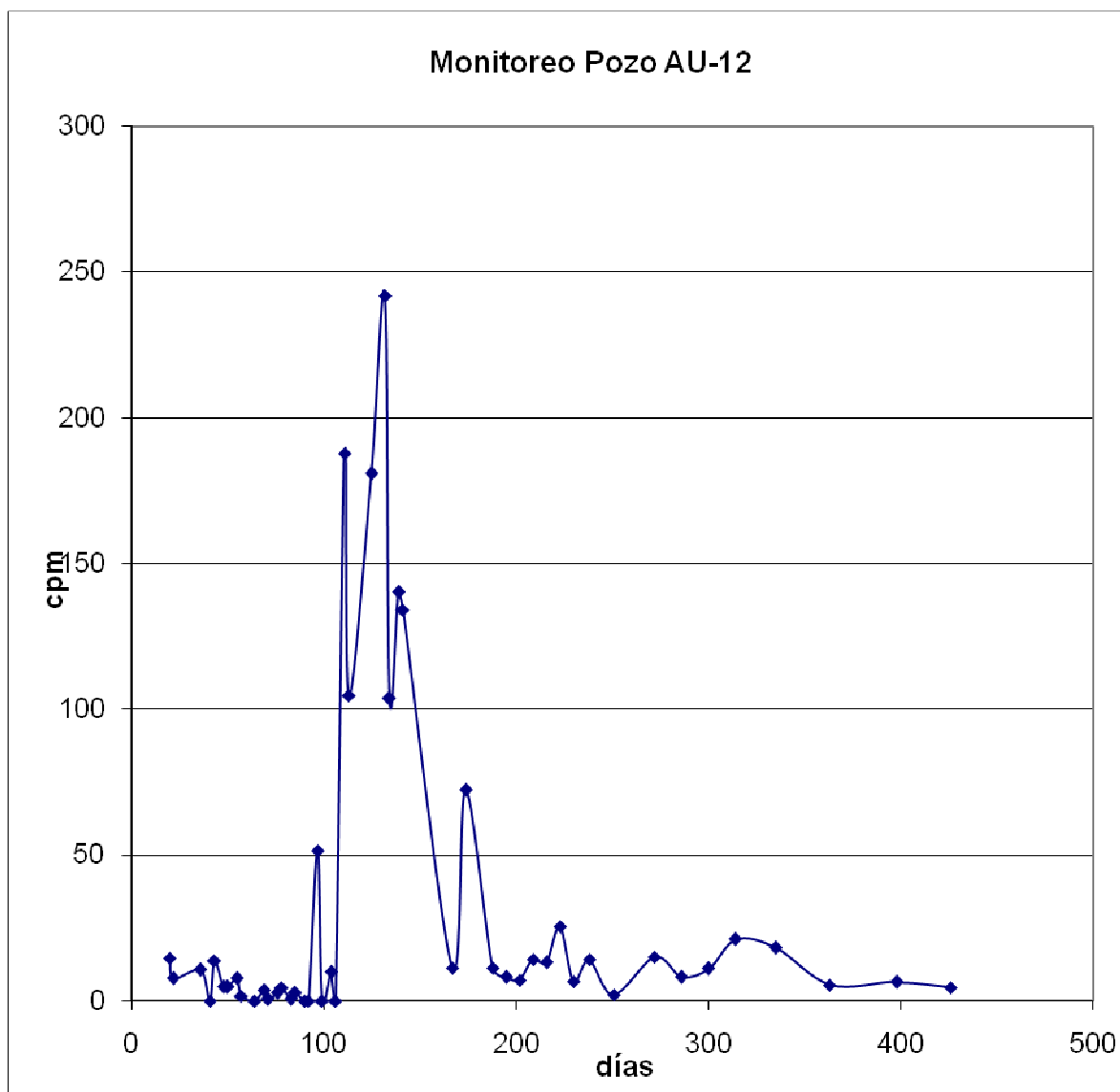
ANEXO 7

**LECTURAS OBTENIDAS A PARTIR DEL MUESTREO REALIZADO
EN CADA PUNTO DE MONITOREO Y
CURVAS DE RESPUESTA PARA CADA POZO PRODUCTOR Y
TANQUE DE LAVADO**

PROYECTO “AUCA”

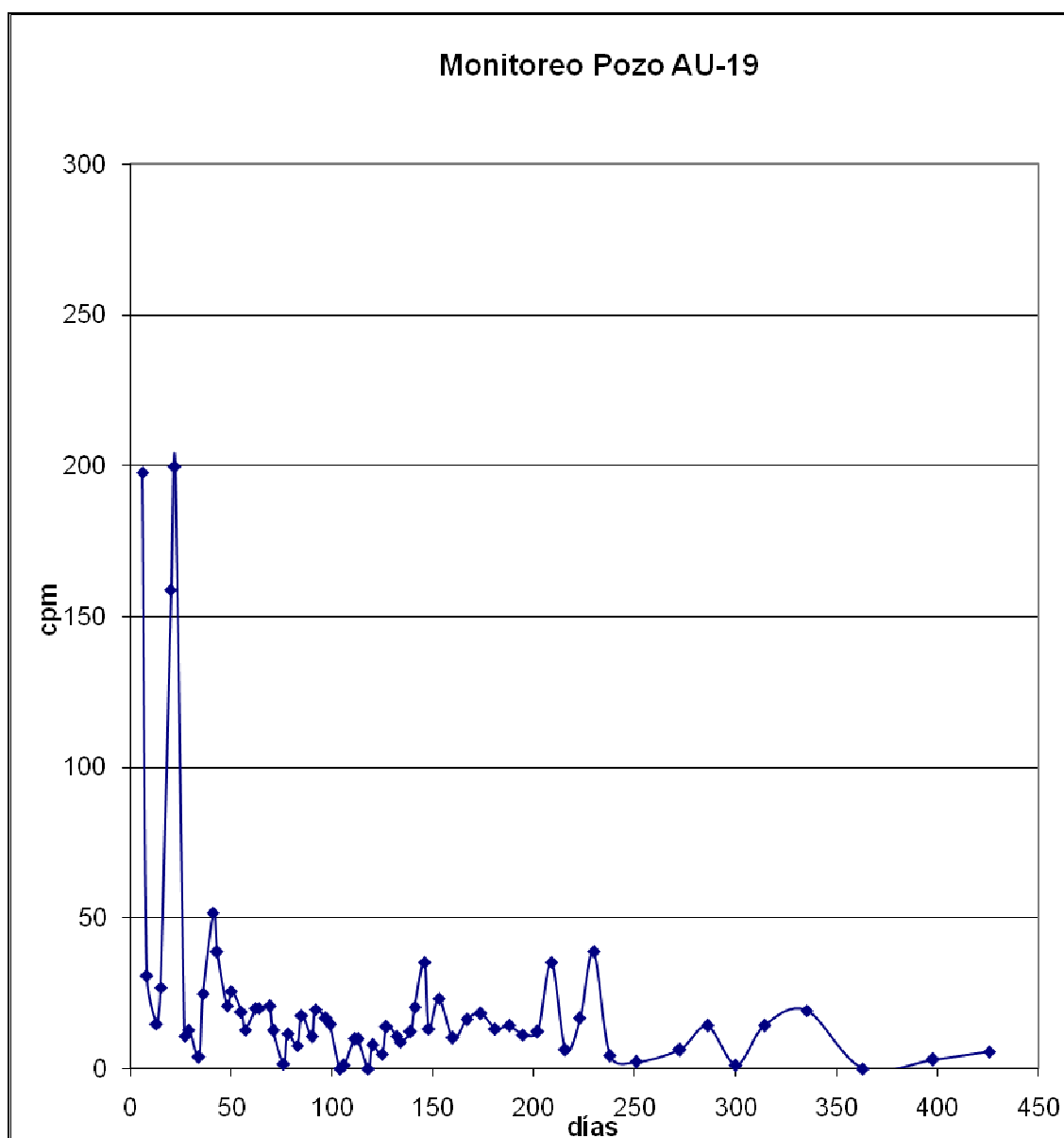
CAMPO AUCA			
POZO 12			
FECHA	VIAL No.	días	LECT
10/01/2007	6	0	1295,7
12/01/2007	13	2	1220,7
16/01/2007	20	6	sin inyección
18/01/2007	27	8	sin inyección
23/01/2007	34	13	sin inyección
25/01/2007	41	15	sin inyección
30/01/2007	48	20	14,7
01/02/2007	55	22	7,7
06/02/2007	62	27	sin inyección
08/02/2007	69	29	sin inyección
13/02/2007	76	34	sin inyección
15/02/2007	83	36	10,7
20/02/2007	90	41	0
22/02/2007	97	43	13,7
27/02/2007	104	48	4,7
01/03/2007	111	50	4,7
06/03/2007	118	55	7,7
08/03/2007	125	57	1,7
13/03/2007	132	62	sin inyección
15/03/2007	139	64	0
20/03/2007	146	69	3,6
22/03/2007	153	71	0,6
27/03/2007	160	76	2,6
29/03/2007	167	78	4,6
03/04/2007	173	83	0,6
05/04/2007	178	85	2,6
10/04/2007	183	90	0
12/04/2007	188	92	0
17/04/2007	193	97	51,6
19/04/2007	198	99	0
24/04/2007	204	104	9,9
26/04/2007	209	106	0
01/05/2007	214	111	187,7
03/05/2007	219	113	104,8
08/05/2007	224	118	sin inyección
10/05/2007	229	120	sin inyección
15/05/2007	234	125	180,8
17/05/2007	239	127	sin inyección
22/05/2007	244	132	241,8
24/05/2007	249	134	103,8
29/05/2007	254	139	25,2
31/05/2007	259	141	49,2
05/06/2007	264	146	37,2
07/06/2007	269	148	44,2
12/06/2007	274	153	24,2
19/06/2007	279	160	sin inyección
26/06/2007	284	167	11,2
03/07/2007	289	174	72,2
10/07/2007	294	181	sin inyección
17/07/2007	299	188	11,2

FECHA	VIAL No.	días	LECT
24/07/2007	304	195	8,2
31/07/2007	309	202	7,2
07/08/2007	314	209	14,2
14/08/2007	319	216	13,2
21/08/2007	324	223	25,6
28/08/2007	329	230	6,6
05/09/2007	334	238	14,1
18/09/2007	339	251	2,1
09/10/2007	344	272	15,1
23/10/2007	349	286	8,1
06/11/2007	354	300	11,1
20/11/2007	359	314	21,1
11/12/2007	364	335	18,2
08/01/2008	369	363	5,5
12/02/2008	374	398	6,5



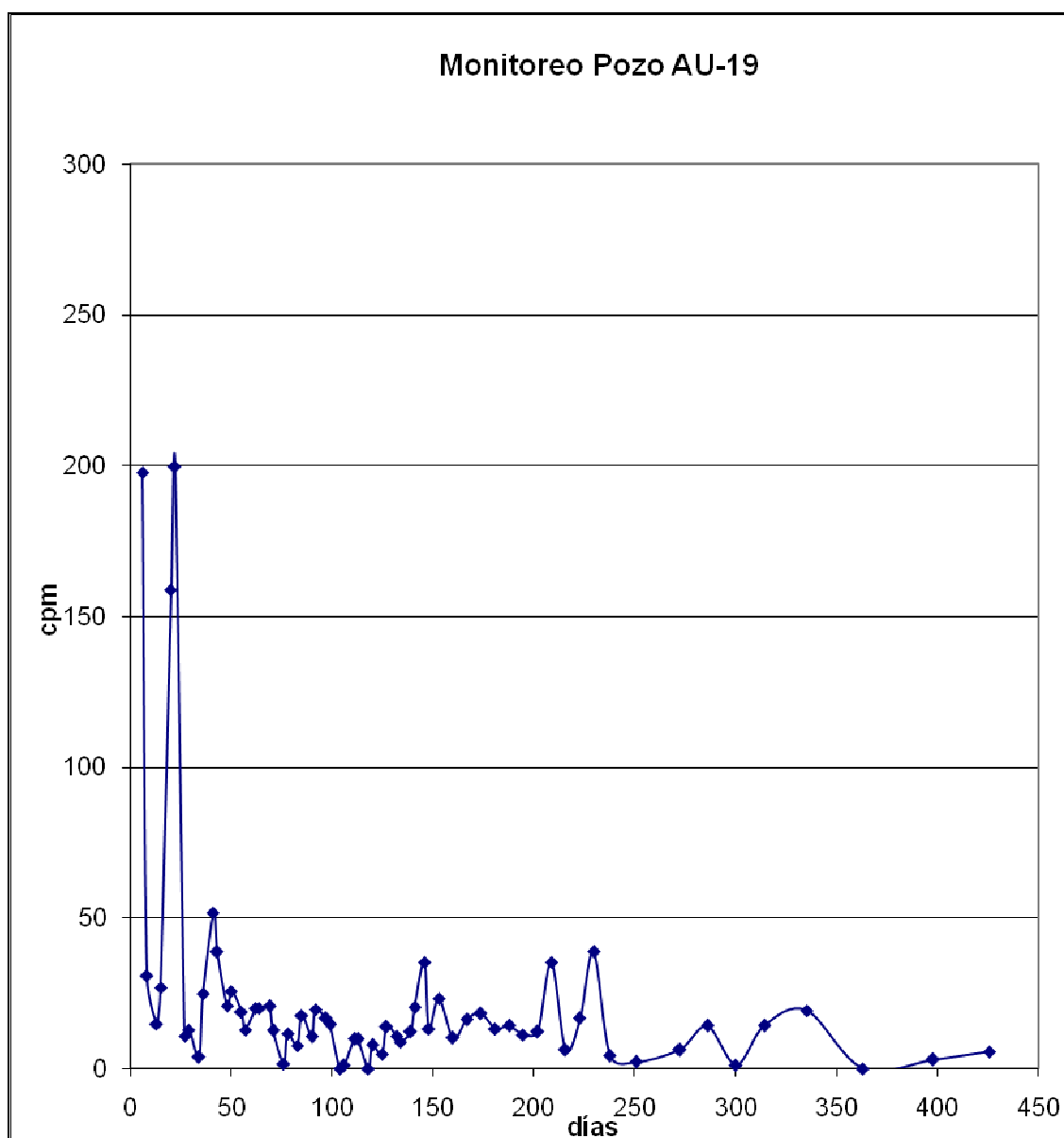
CAMPO AUCA			
POZO 19			
FECHA	VIAL No.	dias	LECT
10/01/2007	3	0	88060,6
12/01/2007	10	2	28984,7
16/01/2007	17	6	197,7
18/01/2007	24	8	30,7
23/01/2007	31	13	14,7
25/01/2007	38	15	26,7
30/01/2007	45	20	158,7
01/02/2007	52	22	199,7
06/02/2007	59	27	10,7
08/02/2007	66	29	12,7
13/02/2007	73	34	3,7
15/02/2007	80	36	24,7
20/02/2007	87	41	51,7
22/02/2007	94	43	38,7
27/02/2007	101	48	20,7
01/03/2007	108	50	25,7
06/03/2007	115	55	18,7
08/03/2007	122	57	12,7
13/03/2007	129	62	20,3
15/03/2007	136	64	18,6
20/03/2007	143	69	20,6
22/03/2007	150	71	12,6
27/03/2007	157	76	1,6
29/03/2007	164	78	11,6
03/04/2007	170	83	7,6
05/04/2007	175	85	17,6
10/04/2007	180	90	10,6
12/04/2007	185	92	19,6
17/04/2007	190	97	16,6
19/04/2007	195	99	14,6
24/04/2007	201	104	0
26/04/2007	206	106	0,9
01/05/2007	211	111	9,8
03/05/2007	216	113	9,8
08/05/2007	221	118	0
10/05/2007	226	120	7,8
15/05/2007	231	125	4,8
17/05/2007	236	127	13,8
22/05/2007	241	132	10,8
24/05/2007	246	134	8,8
29/05/2007	251	139	12,2
31/05/2007	256	141	20,2
05/06/2007	261	146	35,2
07/06/2007	266	148	13,2
12/06/2007	271	153	23,2
19/06/2007	276	160	10,2
26/06/2007	281	167	16,2
03/07/2007	286	174	18,2
10/07/2007	291	181	13,2
17/07/2007	296	188	14,2

FECHA	VIAL No.	dias	LECT
24/07/2007	301	195	11,2
31/07/2007	306	202	12,2
07/08/2007	311	209	35,2
14/08/2007	316	216	6,2
21/08/2007	321	223	16,6
28/08/2007	326	230	38,6
05/09/2007	331	238	4,1
18/09/2007	336	251	2,1
09/10/2007	341	272	6,1
23/10/2007	346	286	14,1
06/11/2007	351	300	1,1
20/11/2007	356	314	14,1
11/12/2007	360	335	19,2
08/01/2008	366	363	0
12/02/2008	371	398	3
11/03/2008	376	426	5,6



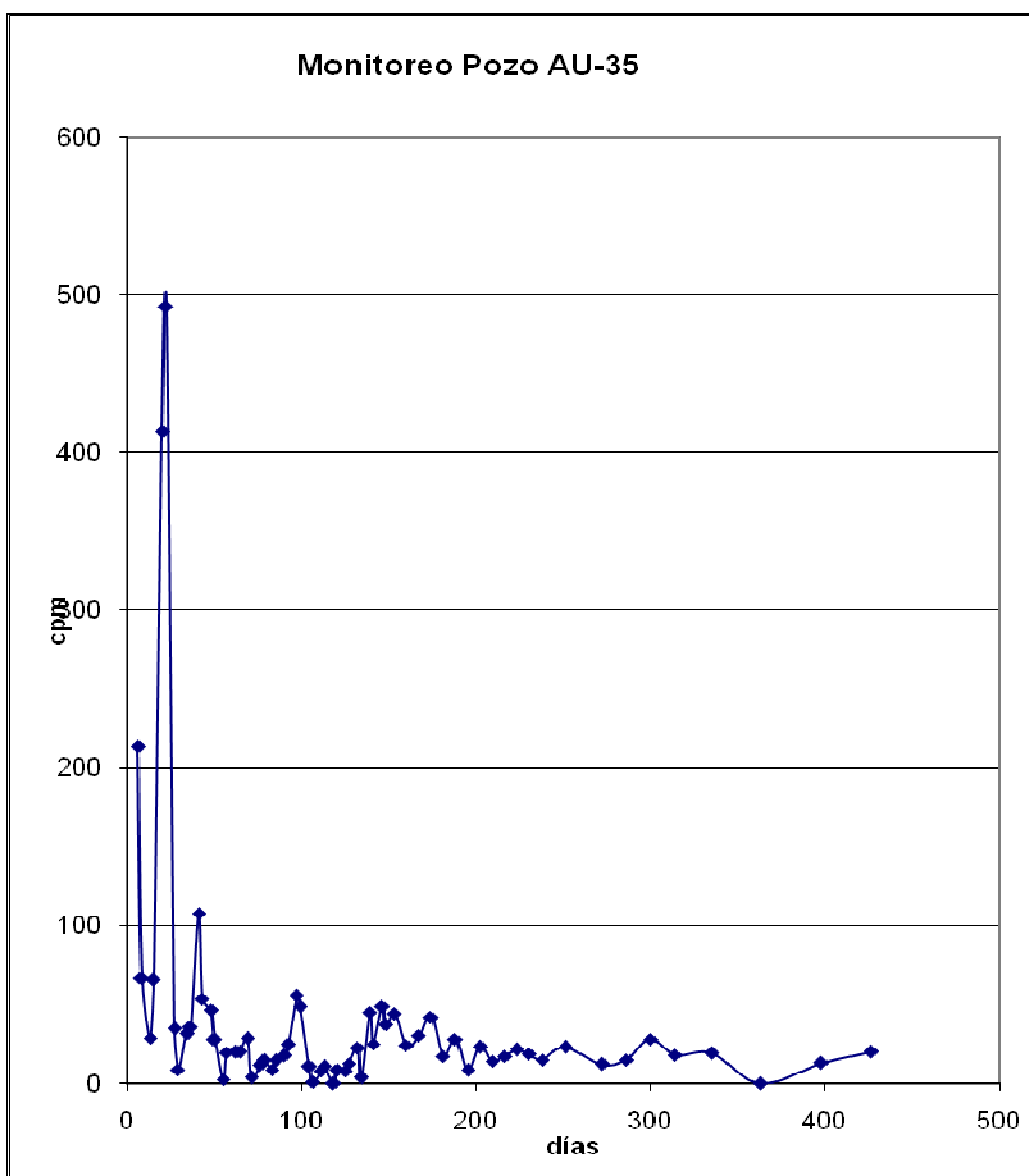
CAMPO AUCA			
POZO 19			
FECHA	VIAL No.	dias	LECT
10/01/2007	3	0	88060,6
12/01/2007	10	2	28984,7
16/01/2007	17	6	197,7
18/01/2007	24	8	30,7
23/01/2007	31	13	14,7
25/01/2007	38	15	26,7
30/01/2007	45	20	158,7
01/02/2007	52	22	199,7
06/02/2007	59	27	10,7
08/02/2007	66	29	12,7
13/02/2007	73	34	3,7
15/02/2007	80	36	24,7
20/02/2007	87	41	51,7
22/02/2007	94	43	38,7
27/02/2007	101	48	20,7
01/03/2007	108	50	25,7
06/03/2007	115	55	18,7
08/03/2007	122	57	12,7
13/03/2007	129	62	20,3
15/03/2007	136	64	18,6
20/03/2007	143	69	20,6
22/03/2007	150	71	12,6
27/03/2007	157	76	1,6
29/03/2007	164	78	11,6
03/04/2007	170	83	7,6
05/04/2007	175	85	17,6
10/04/2007	180	90	10,6
12/04/2007	185	92	19,6
17/04/2007	190	97	16,6
19/04/2007	195	99	14,6
24/04/2007	201	104	0
26/04/2007	206	106	0,9
01/05/2007	211	111	9,8
03/05/2007	216	113	9,8
08/05/2007	221	118	0
10/05/2007	226	120	7,8
15/05/2007	231	125	4,8
17/05/2007	236	127	13,8
22/05/2007	241	132	10,8
24/05/2007	246	134	8,8
29/05/2007	251	139	12,2
31/05/2007	256	141	20,2
05/06/2007	261	146	35,2
07/06/2007	266	148	13,2
12/06/2007	271	153	23,2
19/06/2007	276	160	10,2
26/06/2007	281	167	16,2
03/07/2007	286	174	18,2
10/07/2007	291	181	13,2
17/07/2007	296	188	14,2

FECHA	VIAL No.	dias	LECT
24/07/2007	301	195	11,2
31/07/2007	306	202	12,2
07/08/2007	311	209	35,2
14/08/2007	316	216	6,2
21/08/2007	321	223	16,6
28/08/2007	326	230	38,6
05/09/2007	331	238	4,1
18/09/2007	336	251	2,1
09/10/2007	341	272	6,1
23/10/2007	346	286	14,1
06/11/2007	351	300	1,1
20/11/2007	356	314	14,1
11/12/2007	360	335	19,2
08/01/2008	366	363	0
12/02/2008	371	398	3
11/03/2008	376	426	5,6



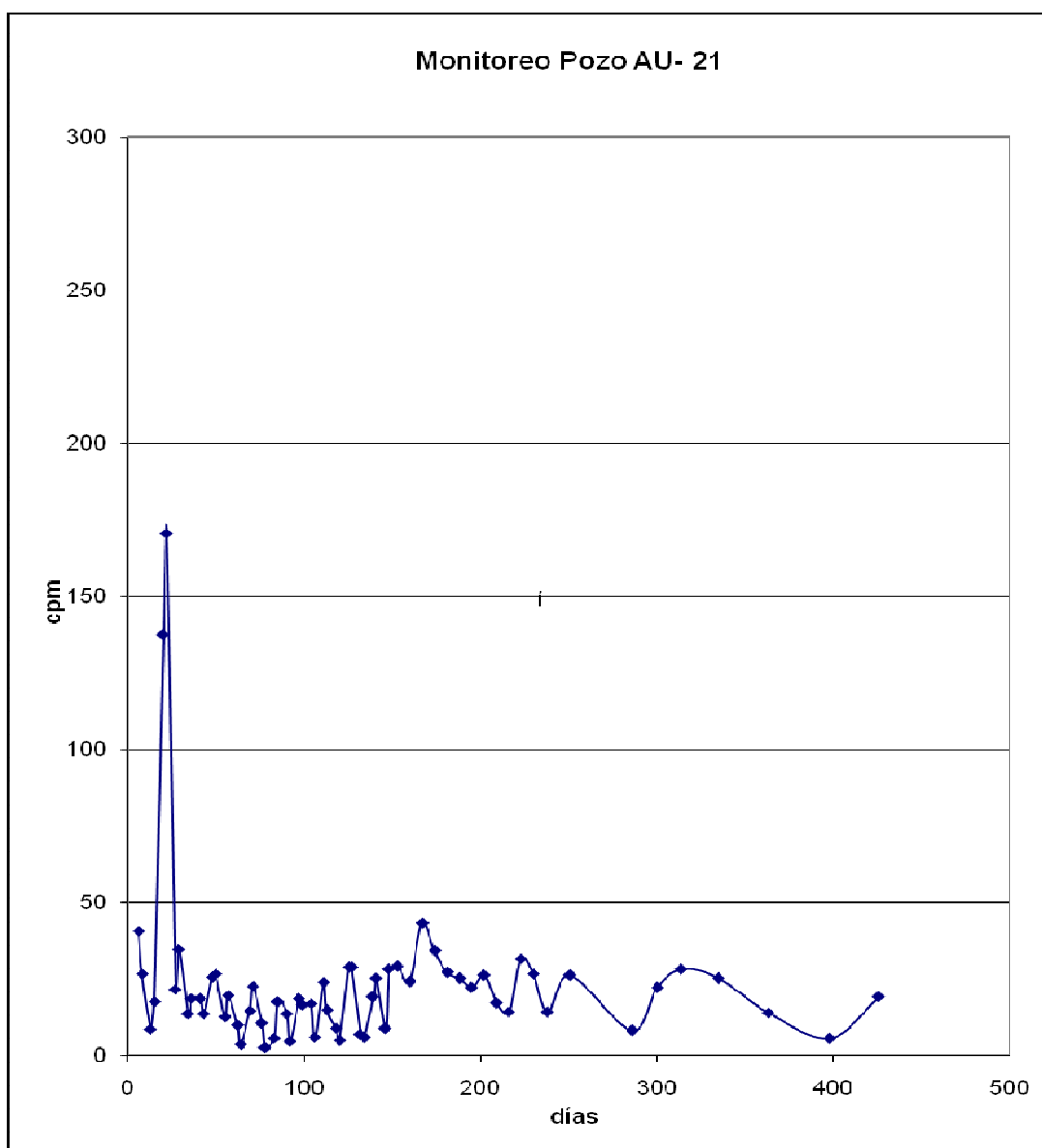
CAMPO AUCA			
POZO 35			
FECHA	VIAL No.	dias	LECT
10/01/2007	2	0	18551,7
12/01/2007	9	2	49603,7
16/01/2007	16	6	213,7
18/01/2007	23	8	66,7
23/01/2007	30	13	28,7
25/01/2007	37	15	65,7
30/01/2007	44	20	413,7
01/02/2007	51	22	492,7
06/02/2007	58	27	34,7
08/02/2007	65	29	8,7
13/02/2007	72	34	31,7
15/02/2007	79	36	35,7
20/02/2007	86	41	107,7
22/02/2007	93	43	53,7
27/02/2007	100	48	46,7
01/03/2007	107	50	27,7
06/03/2007	114	55	2,7
08/03/2007	121	57	19,7
13/03/2007	128	62	21,3
15/03/2007	135	64	20,6
20/03/2007	142	69	28,6
22/03/2007	149	71	3,6
27/03/2007	156	76	11,6
29/03/2007	163	78	14,6
03/04/2007	169	83	8,6
05/04/2007	174	85	14,6
10/04/2007	179	90	17,6
12/04/2007	184	92	24,6
17/04/2007	189	97	55,6
19/04/2007	194	99	48,6
24/04/2007	200	104	10,8
26/04/2007	205	106	0,8
01/05/2007	210	111	7,8
03/05/2007	215	113	10,8
08/05/2007	220	118	0
10/05/2007	225	120	8,8
15/05/2007	230	125	7,8
17/05/2007	235	127	12,8
22/05/2007	240	132	22,8
24/05/2007	245	134	3,8
29/05/2007	250	139	45,2
31/05/2007	255	141	25,2
05/06/2007	260	146	49,2
07/06/2007	265	148	37,2
12/06/2007	270	153	44,2
19/06/2007	275	160	24,2
26/06/2007	280	167	30,2
03/07/2007	285	174	42,2
10/07/2007	290	181	17,2
17/07/2007	295	188	28,2

FECHA	VIAL No.	dias	LECT
24/07/2007	300	195	8,2
31/07/2007	305	202	23,2
07/08/2007	310	209	14,2
14/08/2007	315	216	17,2
21/08/2007	320	223	21,6
28/08/2007	325	230	18,6
05/09/2007	330	238	15,1
18/09/2007	335	251	23,1
09/10/2007	340	272	12,1
23/10/2007	345	286	15,1
06/11/2007	350	300	28,1
20/11/2007	355	314	18,1
11/12/2007	360	335	19,2
08/01/2008	365	363	0
12/02/2007	370	398	13
11/03/2008	375	426	20,1



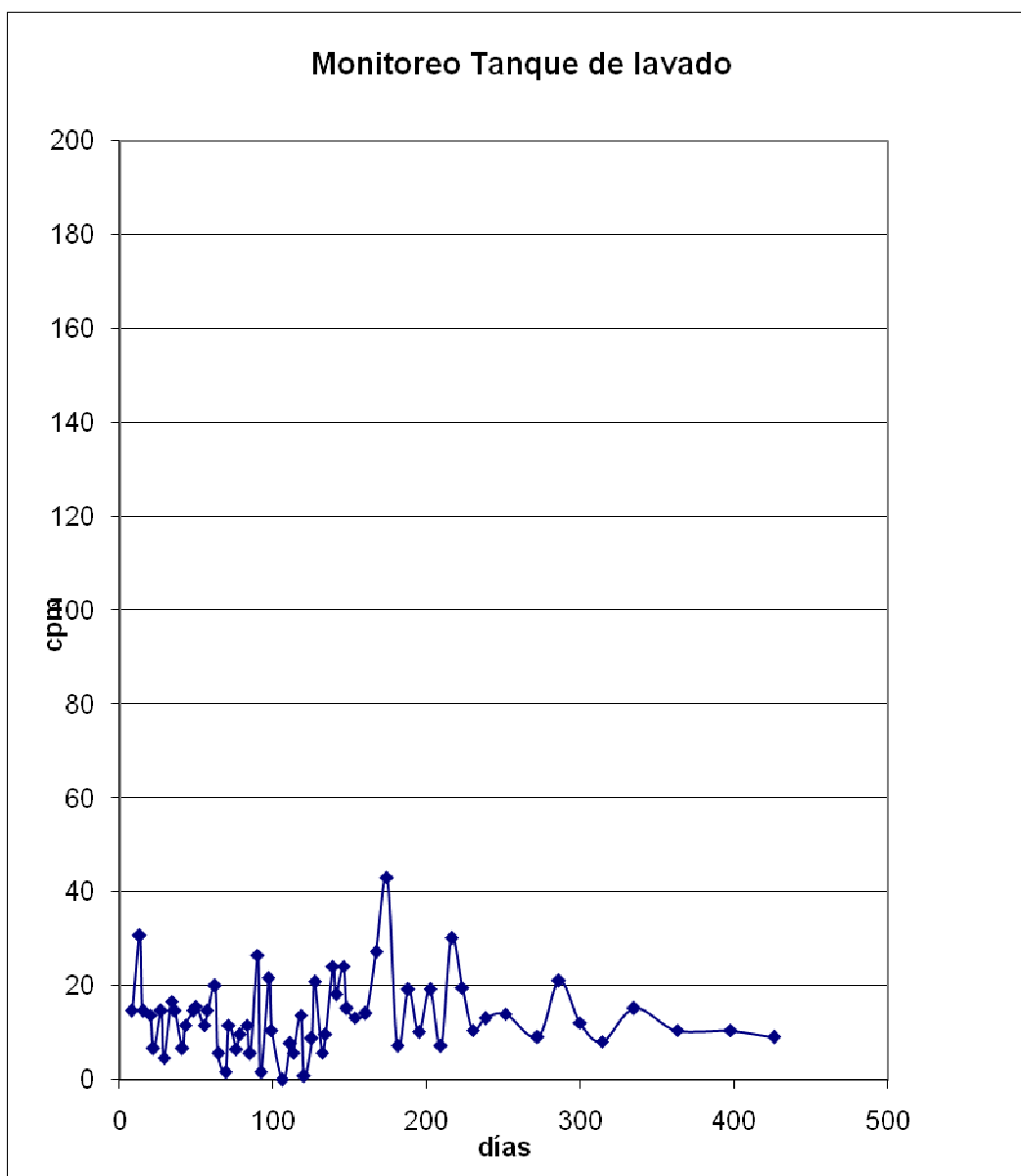
CAMPO AUCA			
POZO 21			
FECHA	VIAL No.	dias	LECT
10/01/2007	4	0	30374,7
12/01/2007	11	2	21379,7
16/01/2007	18	6	40,7
18/01/2007	25	8	26,7
23/01/2007	32	13	8,7
25/01/2007	39	15	17,7
30/01/2007	46	20	137,7
01/02/2007	53	22	170,7
06/02/2007	60	27	21,7
08/02/2007	67	29	34,7
13/02/2007	74	34	13,7
15/02/2007	81	36	18,7
20/02/2007	88	41	18,7
22/02/2007	95	43	13,7
27/02/2007	102	48	25,7
01/03/2007	109	50	26,7
06/03/2007	116	55	12,7
08/03/2007	123	57	19,7
13/03/2007	130	62	10,3
15/03/2007	137	64	3,6
20/03/2007	144	69	14,6
22/03/2007	151	71	22,6
27/03/2007	158	76	10,6
29/03/2007	165	78	2,6
03/04/2007	171	83	5,6
05/04/2007	176	85	17,6
10/04/2007	181	90	13,6
12/04/2007	186	92	4,6
17/04/2007	191	97	18,6
19/04/2007	196	99	16,6
24/04/2007	202	104	16,9
26/04/2007	207	106	5,9
01/05/2007	212	111	23,8
03/05/2007	217	113	14,8
08/05/2007	222	118	8,8
10/05/2007	227	120	4,8
15/05/2007	232	125	28,8
17/05/2007	237	127	28,8
22/05/2007	242	132	6,8
24/05/2007	247	134	5,8
29/05/2007	252	139	19,2
31/05/2007	257	141	25,2
05/06/2007	262	146	8,2
07/06/2007	267	148	28,2
12/06/2007	272	153	29,2
19/06/2007	277	160	24,2
26/06/2007	282	167	43,2
03/07/2007	287	174	34,2
10/07/2007	292	181	27,2
17/07/2007	297	188	25,2

FECHA	VIAL No.	días	LECT
24/07/2007	302	195	22,2
31/07/2007	307	202	26,2
07/08/2007	312	209	17,2
14/08/2007	317	216	14,2
21/08/2007	322	223	31,6
28/08/2007	327	230	26,6
05/09/2007	332	238	14,1
18/09/2007	337	251	26,1
09/10/2007	342	272	0
23/10/2007	347	286	8,1
06/11/2007	352	300	22,1
20/11/2007	357	314	28,1
11/12/2007	362	335	25,2
08/01/2008	367	363	14
12/02/2008	372	398	5,5
11/03/2008	377	426	19,1



CAMPO AUCA			
TANQUE DE LAVADO			
FECHA	VIAL No.	días	LECT
10/01/2007	5	0	856,7
12/01/2007	12	2	406,7
16/01/2007	19	6	2,7
18/01/2007	26	8	14,7
23/01/2007	33	13	30,7
25/01/2007	40	15	14,7
30/01/2007	47	20	13,7
01/02/2007	54	22	6,7
06/02/2007	61	27	14,7
08/02/2007	68	29	4,7
13/02/2007	75	34	16,7
15/02/2007	82	36	14,7
20/02/2007	89	41	6,7
22/02/2007	96	43	11,7
27/02/2007	103	48	14,7
01/03/2007	110	50	15,7
06/03/2007	117	55	11,7
08/03/2007	124	57	14,7
13/03/2007	131	62	20
15/03/2007	138	64	5,6
20/03/2007	145	69	1,6
22/03/2007	152	71	11,6
27/03/2007	159	76	6,6
29/03/2007	166	78	9,6
03/04/2007	172	83	11,6
05/04/2007	177	85	5,6
10/04/2007	182	90	26,6
12/04/2007	187	92	1,6
17/04/2007	192	97	21,6
19/04/2007	197	99	10,6
24/04/2007	203	104	7,7
26/04/2007	208	106	0
01/05/2007	213	111	7,8
03/05/2007	218	113	5,8
08/05/2007	223	118	13,8
10/05/2007	228	120	0,8
15/05/2007	233	125	8,8
17/05/2007	238	127	20,8
22/05/2007	243	132	5,8
24/05/2007	248	134	9,8
29/05/2007	253	139	24,2
31/05/2007	258	141	18,2
05/06/2007	263	146	24,2
07/06/2007	268	148	15,2
12/06/2007	273	153	13,2
19/06/2007	278	160	14,2
26/06/2007	283	167	27,2
03/07/2007	288	174	43,2
10/07/2007	293	181	7,2
17/07/2007	298	188	19,2

FECHA	VIAL No.	días	LECT
24/07/2007	303	195	10,2
31/07/2007	308	202	19,2
07/08/2007	313	209	7,2
14/08/2007	318	216	30,2
21/08/2007	323	223	19,6
28/08/2007	328	230	10,6
05/09/2007	333	238	13,1
18/09/2007	338	251	14,1
09/10/2007	343	272	9,1
23/10/2007	348	286	21,1
06/11/2007	353	300	12,1
20/11/2007	358	314	8,1
11/12/2007	363	335	15,2
08/01/2008	368	363	10,5
12/02/2007	373	398	10,5
11/03/2008	378	426	9,1



**DATOS DE CONTROL EXTRA
(cpm)**

Fecha	Agua de formación	Agua de río
31/07/2007	23,1	16,2
07/08/2007	38,6	16,6
28/08/2007	25,6	45,6
05/09/2007	22,1	14,1
09/10/2007	8,1	18,1
23/10/2007	8,1	1,1
11/12/2007	5,2	7,2
08/01/2008	8,3	6,6
12/02/2007	9,1	11,5
11/03/2008	14,7	3,6

ANEXO 8

**LECTURAS OBTENIDAS A PARTIR DEL MUESTREO REALIZADO
Y CURVAS DE RESPUESTA PARA CADA POZO PRODUCTOR**

**Curvas de paso del trazador
Curvas de trazador recuperado**

ENSAYO ARGENTINA

ENSAYO ARGENTINA CON TRAZADORES

Empresa	CAPSA		
Yacimiento	ZX		
Pozo inyector	G-12		
Capa	1 y 2		
Pozo productor	K-124	Producción promedio	67,95 m3/día
Fecha de inyección	15/11/2003		
Actividad inyectada	15	Ci	
Fondo promedio	32,0	Bq/L	
Desvío del fondo	6,8	Bq/L	
Límite	65,8	Bq/L	

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
Fecha	Días	Respuesta	m3/día	Acumulada
15/11/2003	0	0	28,5	0,00
18/11/2003	3	0	37,6	0,00
23/11/2003	8	0	51,2	0,00
02/12/2003	17	0	27,3	0,00
09/12/2003	24	0	19,9	0,00
16/12/2003	31	0	35,5	0,00
23/12/2003	38	0	43,2	0,00
03/01/2004	49	0	45,6	0,00
12/01/2004	58	0	37,8	0,00
19/01/2004	65	0	51,6	0,00
27/01/2004	73	0	27,9	0,00
06/02/2004	83	0	39,1	0,00
14/02/2004	91	0	54,5	0,00
25/02/2004	102	0	54,5	0,00
02/03/2004	108	0	63,1	0,00
11/03/2004	117	35	47,6	0,00
20/03/2004	126	0	55,5	0,00

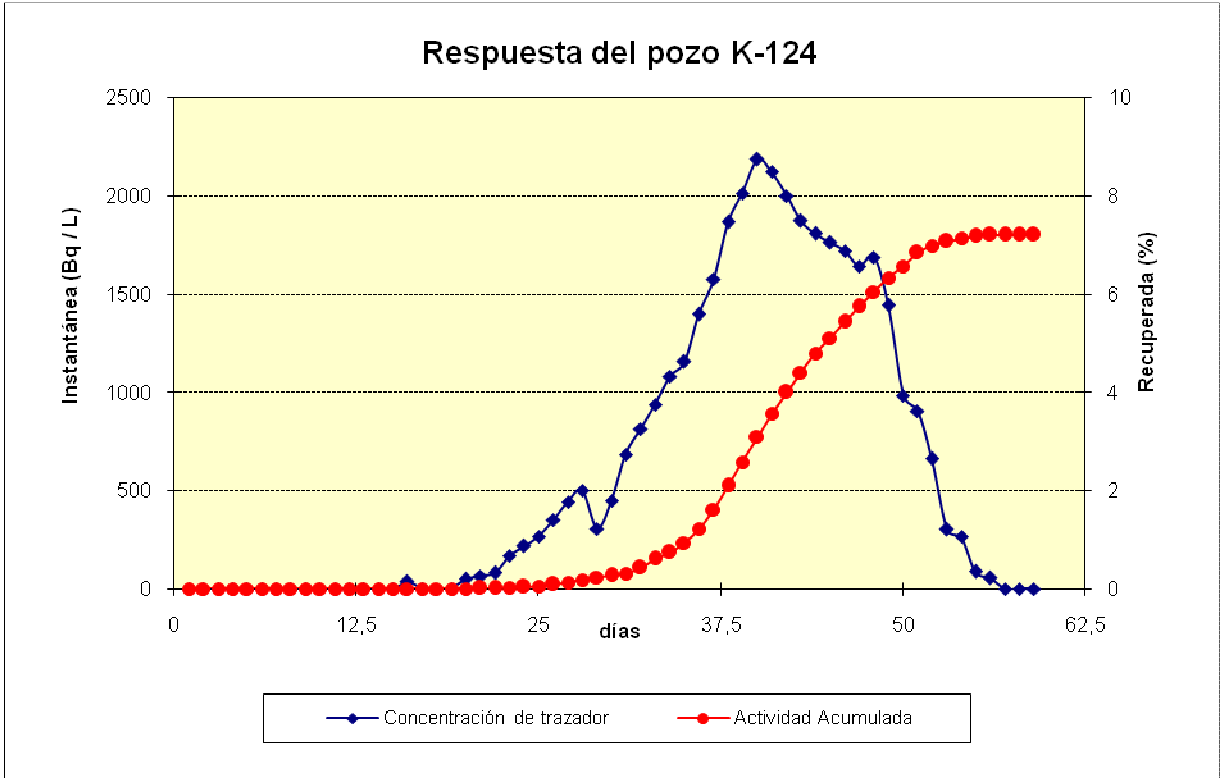
Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
27	-5
21	-11
30	-2
32	0
37	5
33	1
44	12
31	-1
39	7
51	19
44	12
57	25
61	29
54	22
62	30
66	34
61	29

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
Fecha	Días	Respuesta	m3/día	Acumulada
28/03/2004	134	48	63,4	0,00
07/04/2004	144	63	48,2	0,01
15/04/2004	152	82	54,4	0,01
22/04/2004	159	169	63,6	0,02
29/04/2004	166	216	71,2	0,04
03/05/2004	170	266	83,4	0,06
11/05/2004	178	352	75,8	0,09
20/05/2004	187	442	63,7	0,13
27/05/2004	194	500	81,7	0,18
05/06/2004	203	306	75,7	0,23
13/06/2004	211	447	69,8	0,27
20/06/2004	218	684	53,2	0,30
03/07/2004	231	813	72,4	0,43
16/07/2004	244	939	86,9	0,61
29/07/2004	257	1080	55,3	0,74
11/08/2004	270	1154	76,8	0,94
24/08/2004	283	1396	91,3	1,21
06/09/2004	296	1576	113,2	1,61
19/09/2004	309	1866	119,4	2,09
02/10/2004	322	2012	108,2	2,58
15/10/2004	335	2183	103,7	3,09
28/10/2004	348	2121	93,2	3,56
10/11/2004	361	1998	89,3	3,99
23/11/2004	374	1871	91,0	4,40
06/12/2004	387	1807	88,7	4,79
19/12/2004	400	1760	77,2	5,11
01/01/2005	413	1718	78,8	5,43
14/01/2005	426	1639	79,8	5,74
27/01/2005	439	1686	76,2	6,04
10/02/2005	453	1441	73,1	6,33
24/02/2005	467	984	78,5	6,57
16/03/2005	487	904	77,7	6,83
30/03/2005	501	660	76,3	6,98

Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
79	47
94	62
112	80
197	165
243	211
291	259
374	342
461	429
517	485
329	297
465	433
693	661
817	785
936	904
1070	1038
1139	1107
1368	1336
1538	1506
1811	1779
1947	1915
2105	2073
2042	2010
1922	1890
1798	1766
1734	1702
1687	1655
1644	1612
1567	1535
1608	1576
1376	1344
948	916
871	839
643	611

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
Fecha	Días	Respuesta	m3/día	Acumulada
13/04/2005	515	303	74,6	7,07
27/04/2005	529	265	75,0	7,13
18/05/2005	550	88	76,6	7,18
08/06/2005	571	55	74,3	7,20
29/06/2005	592	0	77,2	7,20
20/07/2005	613	0	81,3	7,20
10/08/2005	634	0	82,6	7,20

Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
312	280
276	244
113	81
82	50
61	29
53	21
58	26



ENSAYO ARGENTINA CON TRAZADORES

Empresa	CAPSA		
Yacimiento	ZX		
Pozo inyector	G-12		
Capa	1 y 2		
Pozo productor	K-119	Producción promedio	102,79 m3/día
Fecha de inyección	15/11/2003		
Actividad inyectada	15	Ci	
Fondo promedio	39,7	Bq/L	
Desvío del fondo	4,1	Bq/L	
Límite	60,4	Bq/L	

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
Fecha	Días	Respuesta	m3/día	Acumulada
15/11/2003	0	0	54,5	0,00
18/11/2003	3	0	63,1	0,00
23/11/2003	8	0	47,6	0,00
02/12/2003	17	0	55,5	0,00
09/12/2003	24	0	63,4	0,00
16/12/2003	31	0	48,2	0,00
23/12/2003	38	0	54,4	0,00
03/01/2004	49	0	63,6	0,00
12/01/2004	58	0	71,2	0,00
19/01/2004	65	0	83,4	0,00
27/01/2004	73	0	75,8	0,00
06/02/2004	83	32	63,7	0,00
14/02/2004	91	50	81,7	0,01
25/02/2004	102	66	54,5	0,01
02/03/2004	108	199	63,1	0,02
11/03/2004	117	354	47,6	0,04
20/03/2004	126	424	55,5	0,08

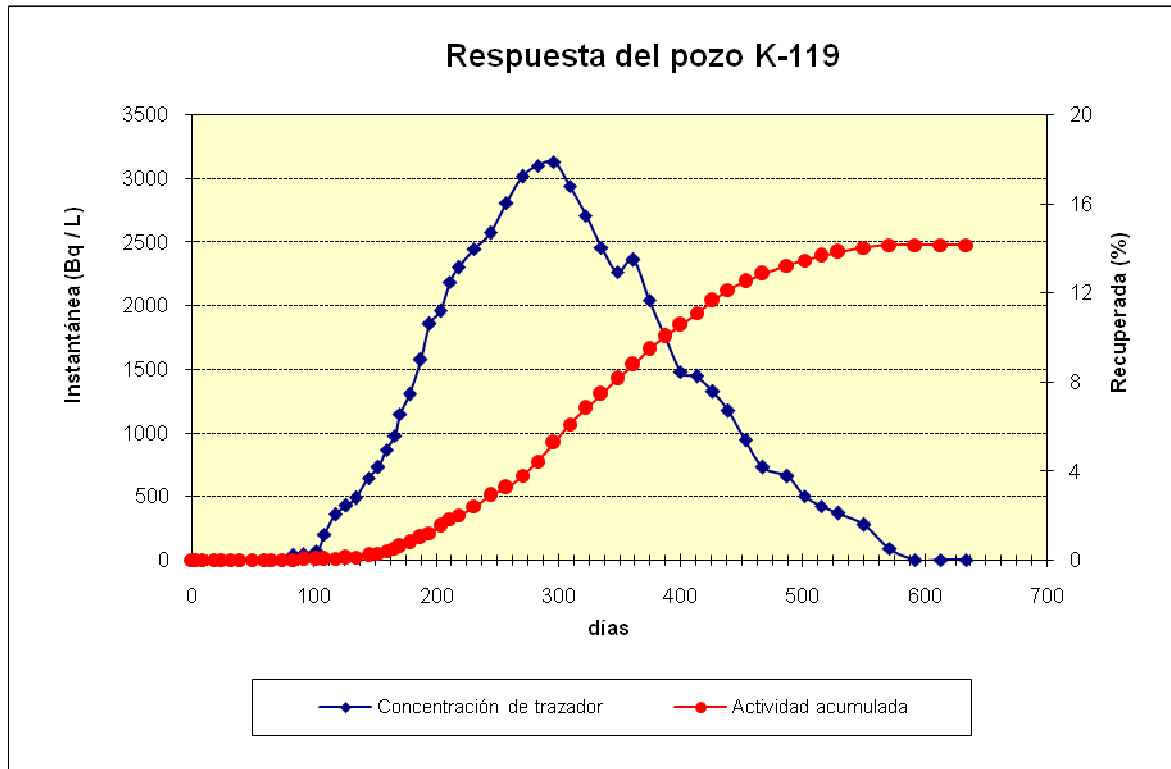
Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
32	-8
37	-3
43	3
41	1
39	-1
40	0
46	6
49	9
55	15
58	18
52	12
71	31
89	49
105	65
235	195
387	347
456	416

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
	Fecha	Días		
28/03/2004	134	487	63,4	0,12
07/04/2004	144	644	71,4	0,19
15/04/2004	152	726	93,1	0,28
22/04/2004	159	862	102,5	0,39
29/04/2004	166	976	106,7	0,51
03/05/2004	170	1146	117,0	0,60
11/05/2004	178	1303	98,5	0,77
20/05/2004	187	1572	93,2	0,99
27/05/2004	194	1855	96,4	1,20
05/06/2004	203	1958	104,1	1,52
13/06/2004	211	2184	105,7	1,84
20/06/2004	218	2299	53,2	1,99
03/07/2004	231	2447	72,4	2,39
16/07/2004	244	2569	86,9	2,90
29/07/2004	257	2808	55,3	3,25
11/08/2004	270	3012	76,8	3,77
24/08/2004	283	3099	91,3	4,43
06/09/2004	296	3129	113,2	5,25
19/09/2004	309	2939	119,4	6,10
02/10/2004	322	2706	108,2	6,82
15/10/2004	335	2455	103,7	7,44
28/10/2004	348	2261	124,5	8,13
10/11/2004	361	2359	116,7	8,76
23/11/2004	374	2041	134,6	9,45
06/12/2004	387	1765	127,5	10,02
19/12/2004	400	1477	136,9	10,54
01/01/2005	413	1441	156,8	11,08
14/01/2005	426	1322	173,1	11,64
27/01/2005	439	1171	164,7	12,12
10/02/2005	453	939	145,2	12,51
24/02/2005	467	727	157,3	12,84
16/03/2005	487	659	158,2	13,23
30/03/2005	501	500	156,1	13,46

Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
517	477
670	630
749	709
881	841
991	951
1156	1116
1307	1267
1567	1527
1840	1800
1937	1897
2154	2114
2263	2223
2401	2361
2514	2474
2739	2699
2929	2889
3006	2966
3029	2989
2842	2802
2615	2575
2371	2331
2183	2143
2271	2231
1966	1926
1703	1663
1428	1388
1392	1352
1278	1238
1134	1094
915	875
716	676
651	611
503	463

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
	Fecha	Días		
			m3/día	Acumulada
13/04/2005	515	421	167,2	13,65
27/04/2005	529	364	163,5	13,82
18/05/2005	550	277	164,7	14,02
08/06/2005	571	87	165,1	14,13
29/06/2005	592	0	156,8	14,13
20/07/2005	613	0	168,2	14,13
10/08/2005	634	0	142,6	14,13

Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
429	389
375	335
294	254
119	79
37	-3
0	-40
0	-40



ENSAYO ARGENTINA CON TRAZADORES

Empresa	CAPSA				
Yacimiento	ZX				
Pozo inyector	G-12				
Capa	1 y 2				
Pozo productor	K-124	Producción promedio	103,53	m3/día	
Fecha de inyección	15/11/2003				
Actividad inyectada	15	Ci			
Fondo promedio	84,9	Bq/L			
Desvío del fondo	6,7	Bq/L			
Límite	118,5	Bq/L			

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
Fecha	Días	Respuesta	m3/día	Acumulada
15/11/2003	0	0	48,2	0,00
18/11/2003	3	0	54,4	0,00
23/11/2003	8	0	63,6	0,00
02/12/2003	17	0	71,2	0,00
09/12/2003	24	0	83,4	0,00
16/12/2003	31	0	75,8	0,00
23/12/2003	38	0	63,7	0,00
03/01/2004	49	0	81,7	0,00
12/01/2004	58	0	54,5	0,00
19/01/2004	65	0	63,1	0,00
27/01/2004	73	0	47,6	0,00
06/02/2004	83	0	55,5	0,00
14/02/2004	91	0	63,4	0,00
25/02/2004	102	0	71,4	0,00
02/03/2004	108	0	93,1	0,00
11/03/2004	117	0	102,5	0,00
20/03/2004	126	0	106,7	0,00

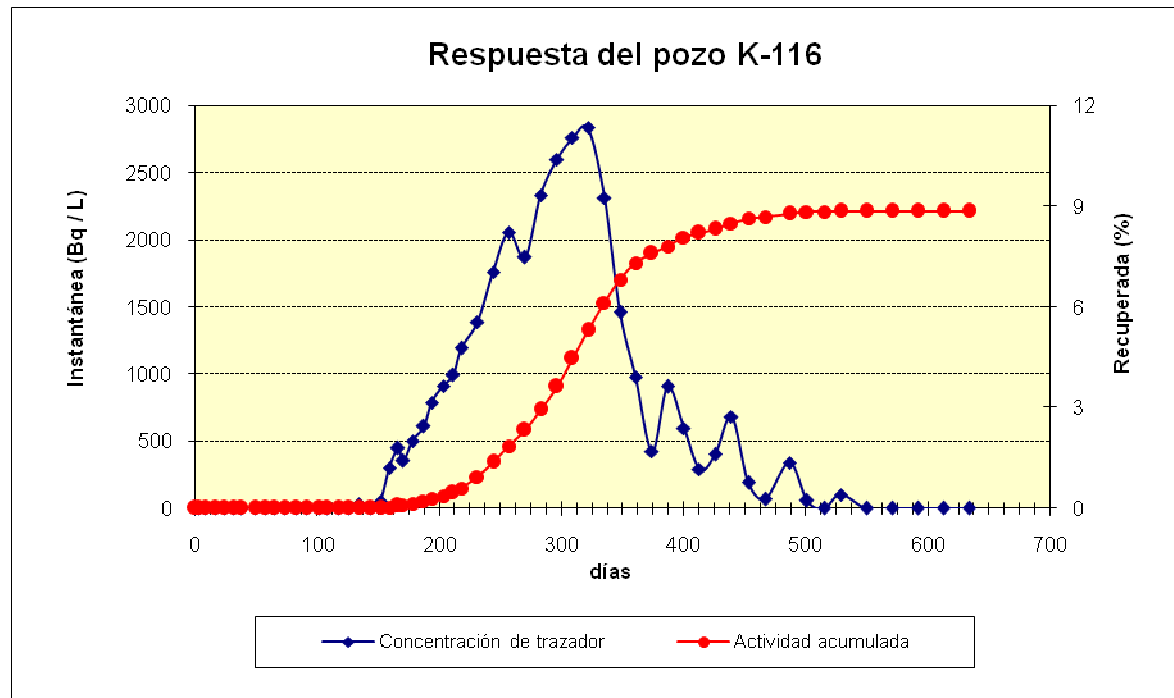
Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
78	-7
73	-12
91	6
87	2
83	-2
89	4
93	8
97	12
112	27
104	19
92	7
78	-7
85	0
93	8
107	22
113	28
117	32

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
	Fecha	Días		
28/03/2004	134	37	117,0	0,00
07/04/2004	144	0	98,5	0,00
15/04/2004	152	53	93,2	0,01
22/04/2004	159	303	96,4	0,03
29/04/2004	166	452	104,1	0,08
03/05/2004	170	353	105,7	0,11
11/05/2004	178	505	53,2	0,14
20/05/2004	187	610	72,4	0,21
27/05/2004	194	790	86,9	0,28
05/06/2004	203	911	55,3	0,36
13/06/2004	211	992	76,8	0,47
20/06/2004	218	1195	91,3	0,59
03/07/2004	231	1391	113,2	0,93
16/07/2004	244	1761	119,4	1,37
29/07/2004	257	2058	108,2	1,86
11/08/2004	270	1870	103,7	2,34
24/08/2004	283	2334	124,5	2,95
06/09/2004	296	2602	116,7	3,62
19/09/2004	309	2759	134,6	4,47
02/10/2004	322	2835	127,5	5,30
15/10/2004	335	2312	136,9	6,13
28/10/2004	348	1461	156,8	6,82
10/11/2004	361	980	173,1	7,32
23/11/2004	374	426	164,7	7,59
06/12/2004	387	906	145,2	7,82
19/12/2004	400	599	142,3	8,07
01/01/2005	413	293	139,6	8,21
14/01/2005	426	402	138,4	8,32
27/01/2005	439	684	131,5	8,49
10/02/2005	453	194	129,3	8,63
24/02/2005	467	69	125,6	8,68
16/03/2005	487	343	127,4	8,77
30/03/2005	501	61	127,8	8,84

Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
121	36
112	27
137	52
381	296
525	440
429	344
576	491
678	593
852	767
968	883
1045	960
1240	1155
1427	1342
1781	1696
2063	1978
1879	1794
2319	2234
2571	2486
2716	2631
2783	2698
2281	2196
1470	1385
1012	927
487	402
938	853
648	563
360	275
461	376
724	639
266	181
149	64
403	318
141	56

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
	Fecha	Días		
			m3/día	Acumulada
13/04/2005	515	0	126,5	8,84
27/04/2005	529	100	128,2	8,85
18/05/2005	550	0	116,5	8,85
08/06/2005	571	0	124,3	8,85
29/06/2005	592	0	123,1	8,85
20/07/2005	613	0	127,3	8,85
10/08/2005	634	0	118,3	8,85

Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
97	12
177	92
114	29
81	-4
69	-16
37	-48
51	-34



ENSAYO ARGENTINA CON TRAZADORES

Empresa	CAPSA		
Yacimiento	ZX		
Pozo inyector	G-12		
Capa	1 y 2		
Pozo productor	K-124	Producción promedio	144,72 m3/día
Fecha de inyección	15/11/2003		
Actividad inyectada	15	Ci	
Fondo promedio	23,6	Bq/L	
Desvío del fondo	13,6	Bq/L	
Límite	91,4	Bq/L	

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
Fecha	Días	Respuesta	m3/día	Acumulada
15/11/2003	0	0	72,4	0,00
18/11/2003	3	0	86,9	0,00
23/11/2003	8	0	55,3	0,00
02/12/2003	17	0	76,8	0,00
09/12/2003	24	0	91,3	0,00
16/12/2003	31	0	113,2	0,00
23/12/2003	38	0	119,4	0,00
03/01/2004	49	0	108,2	0,00
12/01/2004	58	0	103,7	0,00
19/01/2004	65	0	124,5	0,00
27/01/2004	73	0	116,7	0,00
06/02/2004	83	0	134,6	0,00
14/02/2004	91	0	127,5	0,00
25/02/2004	102	0	136,9	0,00
02/03/2004	108	0	156,8	0,00
11/03/2004	117	0	173,1	0,00
20/03/2004	126	172	164,7	0,02

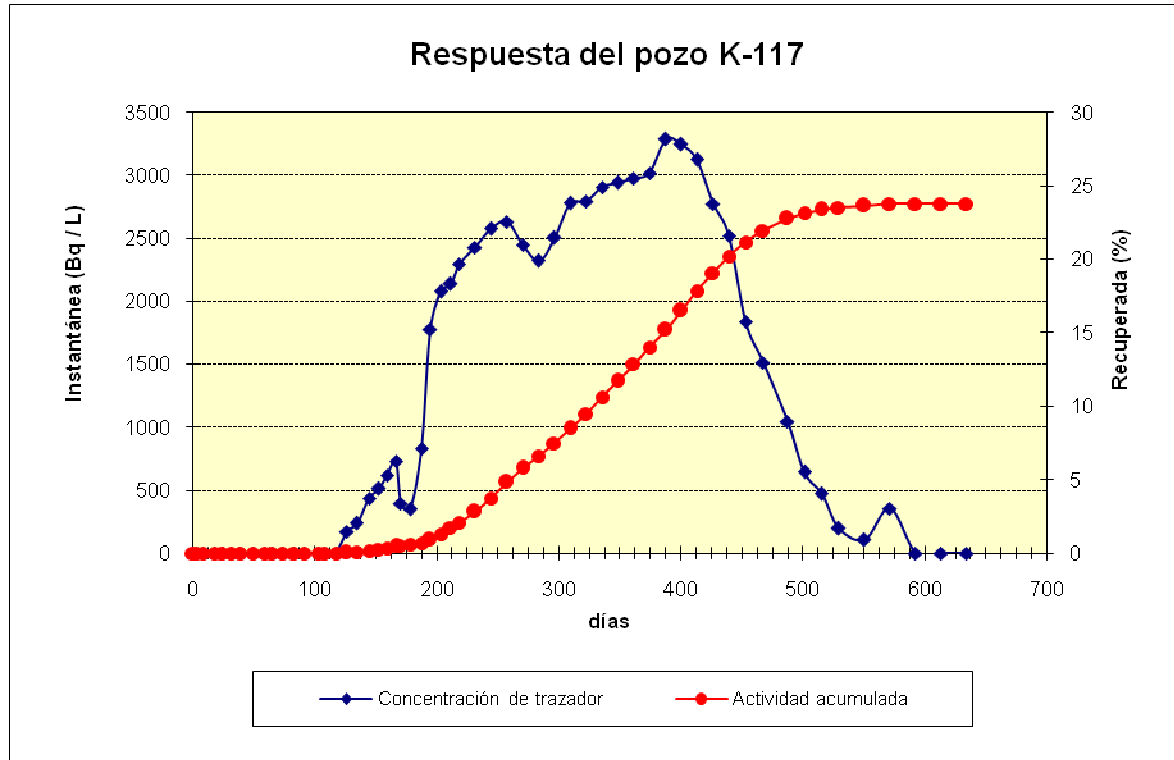
Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
7	-17
11	-13
9	-15
36	12
43	19
25	1
34	10
57	33
83	59
79	55
64	40
21	-3
37	13
47	23
84	60
86	62
192	168

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
	Fecha	Días		
28/03/2004	134	235	145,2	0,07
07/04/2004	144	436	142,3	0,15
15/04/2004	152	512	139,6	0,25
22/04/2004	159	615	138,4	0,35
29/04/2004	166	728	131,5	0,46
03/05/2004	170	393	129,3	0,51
11/05/2004	178	347	125,6	0,58
20/05/2004	187	829	127,4	0,70
27/05/2004	194	1776	127,8	0,91
05/06/2004	203	2075	126,5	1,30
13/06/2004	211	2136	134,6	1,71
20/06/2004	218	2296	127,5	2,07
03/07/2004	231	2428	136,9	2,82
16/07/2004	244	2575	156,8	3,74
29/07/2004	257	2630	173,1	4,80
11/08/2004	270	2445	164,7	5,78
24/08/2004	283	2320	145,2	6,59
06/09/2004	296	2503	157,3	7,48
19/09/2004	309	2778	158,2	8,46
02/10/2004	322	2791	156,1	9,47
15/10/2004	335	2906	167,2	10,59
28/10/2004	348	2941	163,5	11,71
10/11/2004	361	2974	164,7	12,85
23/11/2004	374	3017	165,1	14,01
06/12/2004	387	3286	156,8	15,17
19/12/2004	400	3245	173,4	16,49
01/01/2005	413	3124	182,1	17,85
14/01/2005	426	2770	176,1	19,07
27/01/2005	439	2517	178,5	20,17
10/02/2005	453	1835	181,1	21,17
24/02/2005	467	1514	177,3	21,91
16/03/2005	487	1045	179,4	22,74
30/03/2005	501	641	180,3	23,12

Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
254	231
450	426
524	501
624	600
733	710
406	382
361	337
829	805
1747	1723
2035	2011
2091	2067
2244	2220
2367	2343
2504	2480
2551	2527
2369	2345
2245	2221
2415	2391
2672	2648
2679	2655
2783	2759
2811	2787
2837	2813
2872	2848
3119	3095
3075	3051
2955	2931
2618	2594
2376	2352
1735	1711
1432	1408
993	969
617	593

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
Fecha	Días	Respuesta	m3/día	Acumulada
13/04/2005	515	469	173,5	23,37
27/04/2005	529	197	178,4	23,52
18/05/2005	550	104	165,6	23,61
08/06/2005	571	354	173,5	23,76
29/06/2005	592	0	162,5	23,76
20/07/2005	613	0	178,2	23,76
10/08/2005	634	0	165,9	23,76

Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
457	433
205	181
119	95
348	324
78	54
83	59
29	5



ENSAYO ARGENTINA CON TRAZADORES

Empresa	CAPSA				
Yacimiento	ZX				
Pozo inyector	G-12				
Capa	1 y 2				
Pozo productor	K-113	Producción promedio	56,57	m3/día	
Fecha de inyección	15/11/2003				
Actividad inyectada	15	Ci			
Fondo promedio	46,1	Bq/L			
Desvío del fondo	8,5	Bq/L			
Límite	88,8	Bq/L			

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
Fecha	Días	Respuesta	m3/día	Acumulada
15/11/2003	0	0	28,5	0,00
18/11/2003	3	0	27,6	0,00
23/11/2003	8	0	26,2	0,00
02/12/2003	17	0	31,4	0,00
09/12/2003	24	0	33,2	0,00
16/12/2003	31	0	29,6	0,00
23/12/2003	38	0	35,5	0,00
03/01/2004	49	0	32,8	0,00
12/01/2004	58	0	35,5	0,00
19/01/2004	65	0	27,9	0,00
27/01/2004	73	0	24,5	0,00
06/02/2004	83	0	26,4	0,00
14/02/2004	91	0	33,2	0,00
25/02/2004	102	0	37,1	0,00
02/03/2004	108	0	54,5	0,00
11/03/2004	117	0	47,6	0,00
20/03/2004	126	0	43,4	0,00

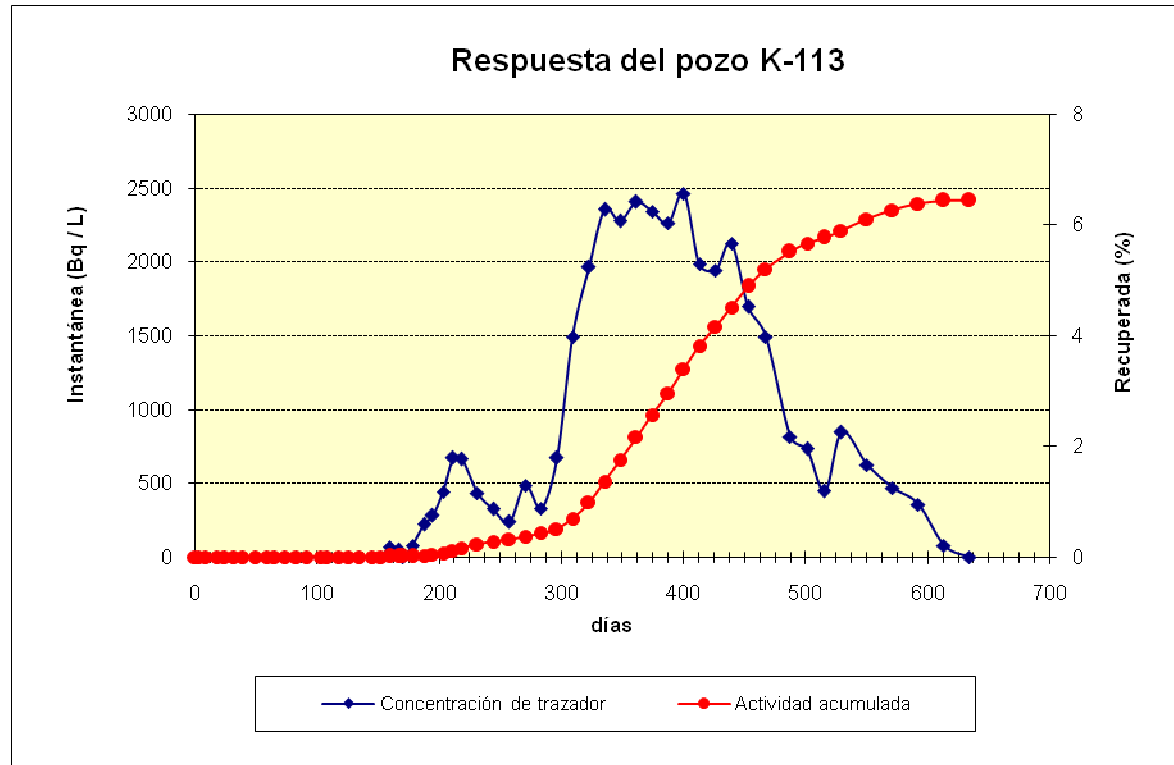
Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
33	-13
41	-5
38	-8
57	11
55	9
46	0
53	7
18	-29
60	14
34	-12
50	3
21	-25
33	-13
81	35
17	-29
86	39
72	26

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
	Fecha	Días		
28/03/2004	134	0	47,1	0,00
07/04/2004	144	0	49,3	0,00
15/04/2004	152	0	54,2	0,00
22/04/2004	159	69	54,4	0,00
29/04/2004	166	47	53,1	0,01
03/05/2004	170	0	52,6	0,01
11/05/2004	178	77	56,7	0,01
20/05/2004	187	219	51,7	0,02
27/05/2004	194	278	54,4	0,04
05/06/2004	203	439	53,2	0,07
13/06/2004	211	668	57,6	0,12
20/06/2004	218	660	53,1	0,16
03/07/2004	231	430	53,8	0,23
16/07/2004	244	325	54,6	0,28
29/07/2004	257	236	55,3	0,31
11/08/2004	270	485	63,2	0,37
24/08/2004	283	326	64,1	0,43
06/09/2004	296	671	67,3	0,51
19/09/2004	309	1491	71,7	0,69
02/10/2004	322	1963	72,8	0,98
15/10/2004	335	2353	73,8	1,36
28/10/2004	348	2274	72,2	1,75
10/11/2004	361	2403	75,8	2,16
23/11/2004	374	2339	71,4	2,56
06/12/2004	387	2261	73,9	2,96
19/12/2004	400	2460	78,8	3,39
01/01/2005	413	1981	79,8	3,81
14/01/2005	426	1939	76,2	4,16
27/01/2005	439	2124	73,1	4,50
10/02/2005	453	1694	78,5	4,88
24/02/2005	467	1489	77,7	5,19
16/03/2005	487	814	76,3	5,51
30/03/2005	501	729	74,6	5,66

Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
37	-9
51	5
68	22
113	67
92	46
85	39
121	75
259	213
316	270
472	426
693	647
684	638
461	415
359	313
273	227
511	465
358	312
687	641
1468	1422
1914	1868
2281	2235
2201	2155
2319	2273
2254	2208
2176	2130
2359	2313
1905	1859
1862	1816
2031	1985
1626	1580
1432	1386
801	755
721	675

Tiempo	Conc. de trazador (Bq/L.)		Caudal	Act. (%)
	Días	Respuesta		
Fecha			m3/día	Acumulada
13/04/2005	515	446	75,0	5,77
27/04/2005	529	844	76,6	5,89
18/05/2005	550	621	74,3	6,10
08/06/2005	571	465	77,2	6,26
29/06/2005	592	354	76,3	6,37
20/07/2005	613	76	72,1	6,43
10/08/2005	634	0	75,8	6,43

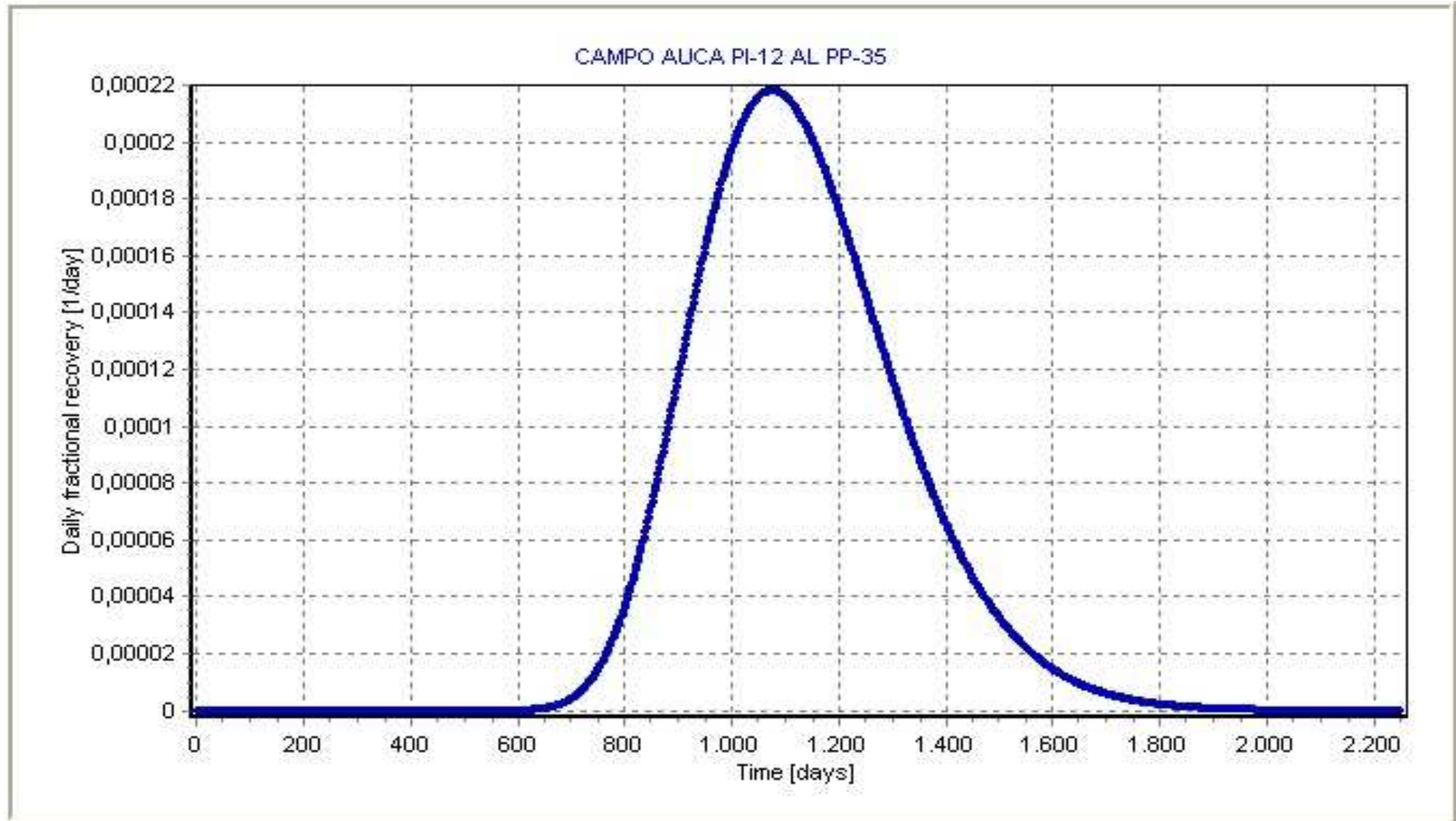
Datos (Bq/L)	
Bruta	Neta
458	412
824	778
617	571
472	426
369	323
115	69
72	26



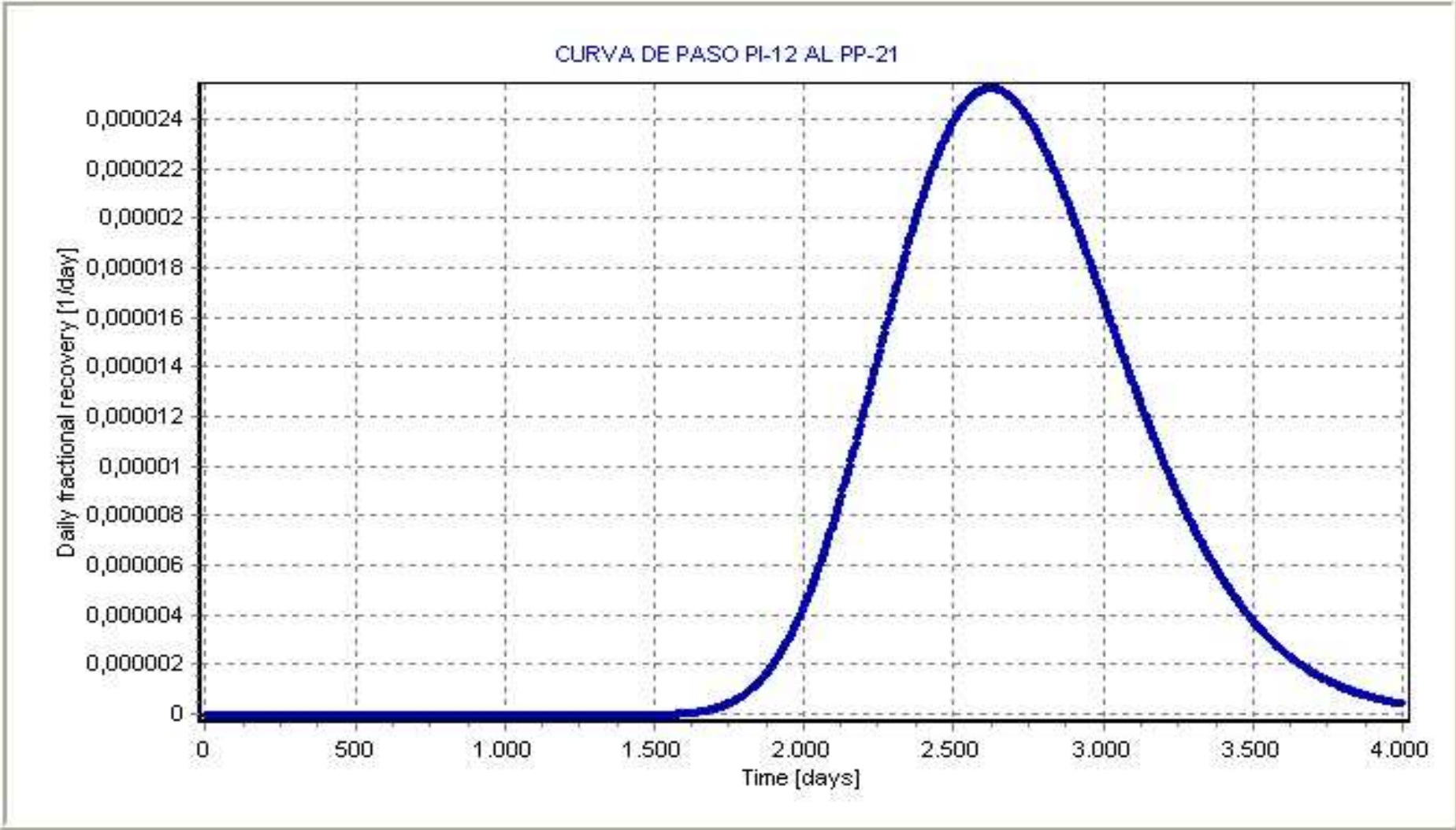
ANEXO 9

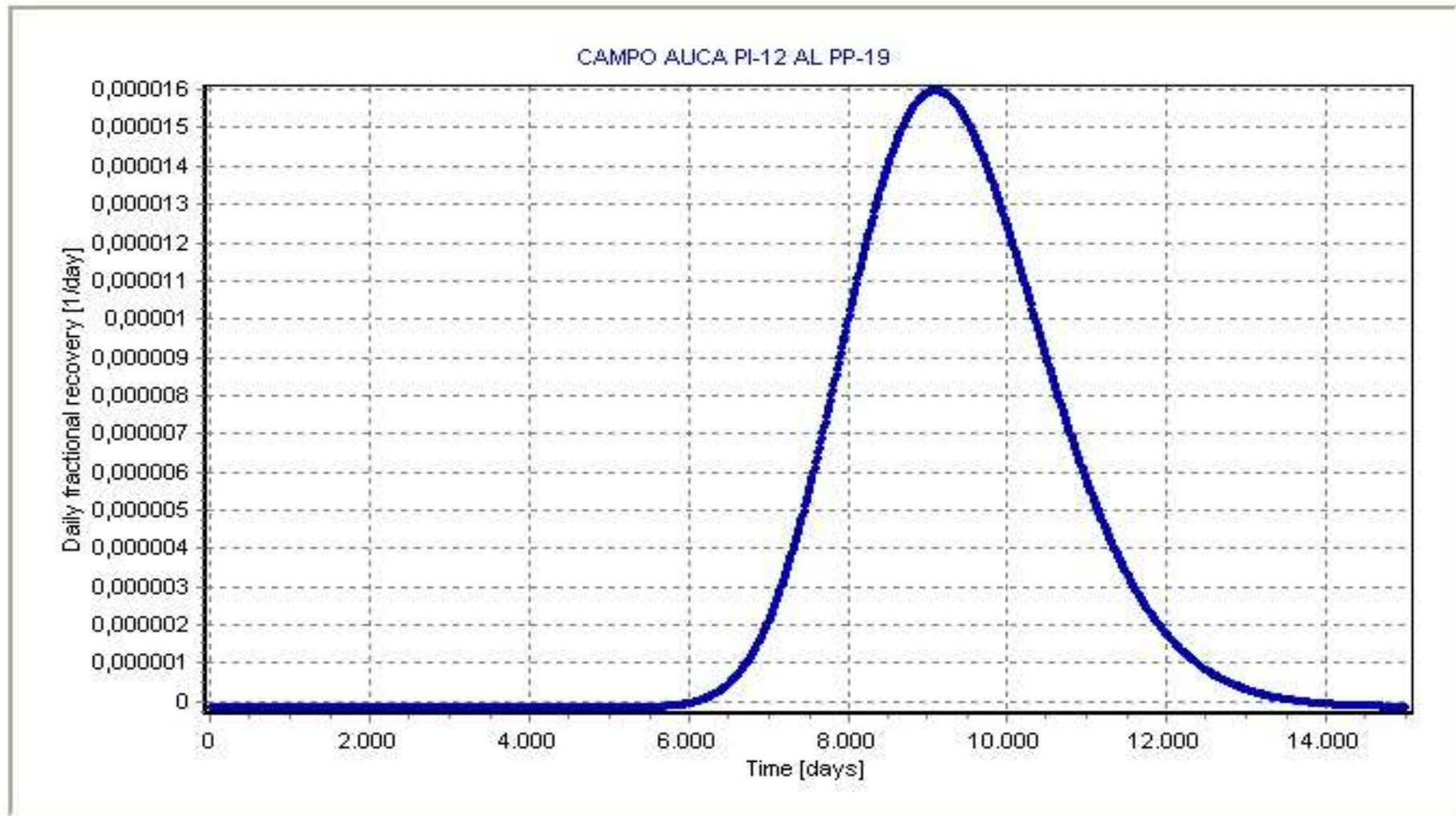
LÍNEAS DE FLUJO PARA CADA UNO DE LOS CASOS SUPUESTOS

LÍNEAS DE FLUJO PARA EL ENSAYO ARGENTINA

CURVA DE PASO DEL TRAZADOR POR EL PP-35, DE ACUERDO AL PROGRAMA DE SIMULACIÓN PORO TracerSim

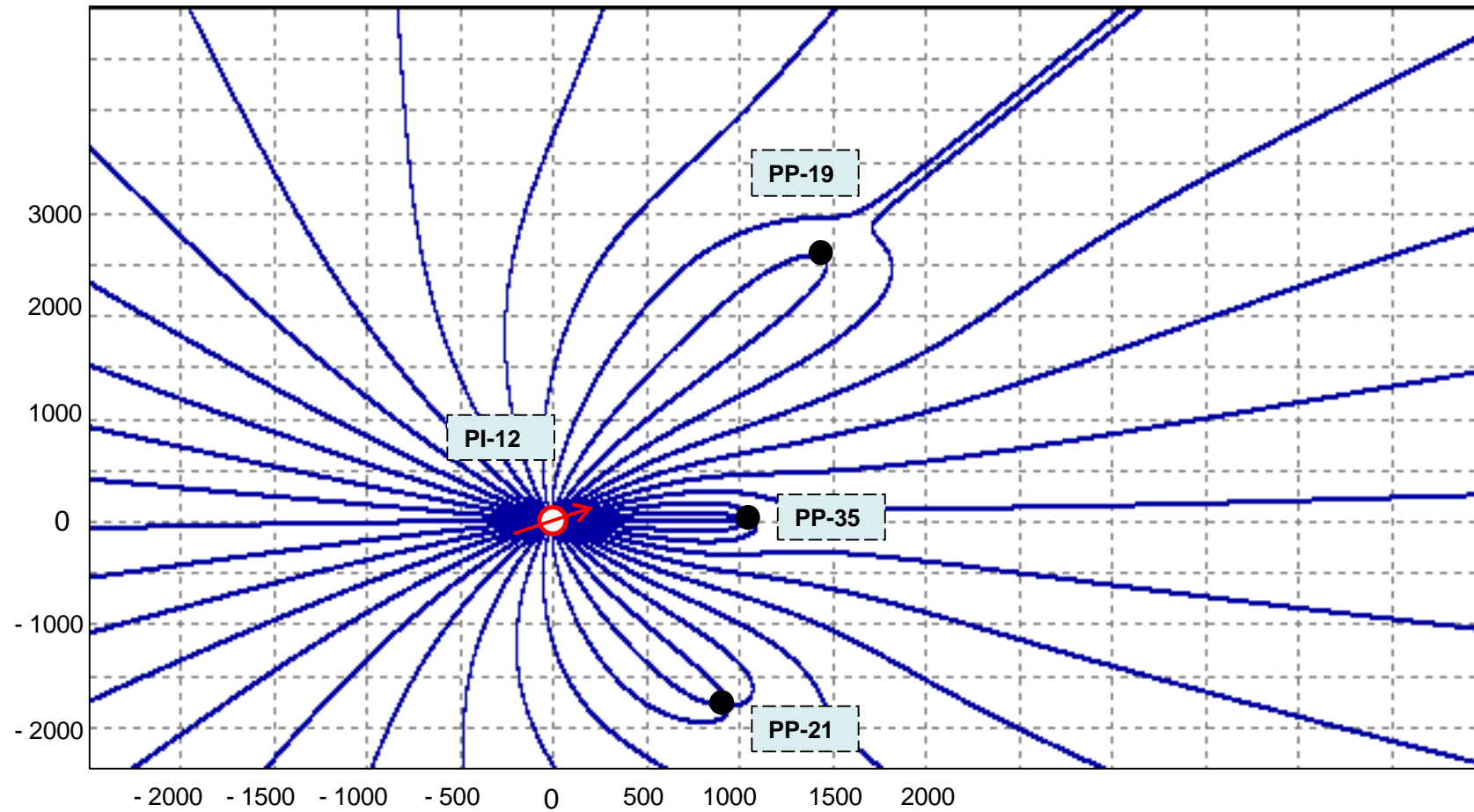
CURVA DE PASO DEL TRAZADOR POR EL PP-21, DE ACUERDO AL PROGRAMA DE SIMULACIÓN PORO TracerSim



CURVA DE PASO DEL TRAZADOR POR EL PP-19, DE ACUERDO AL PROGRAMA DE SIMULACIÓN PORO TracerSim

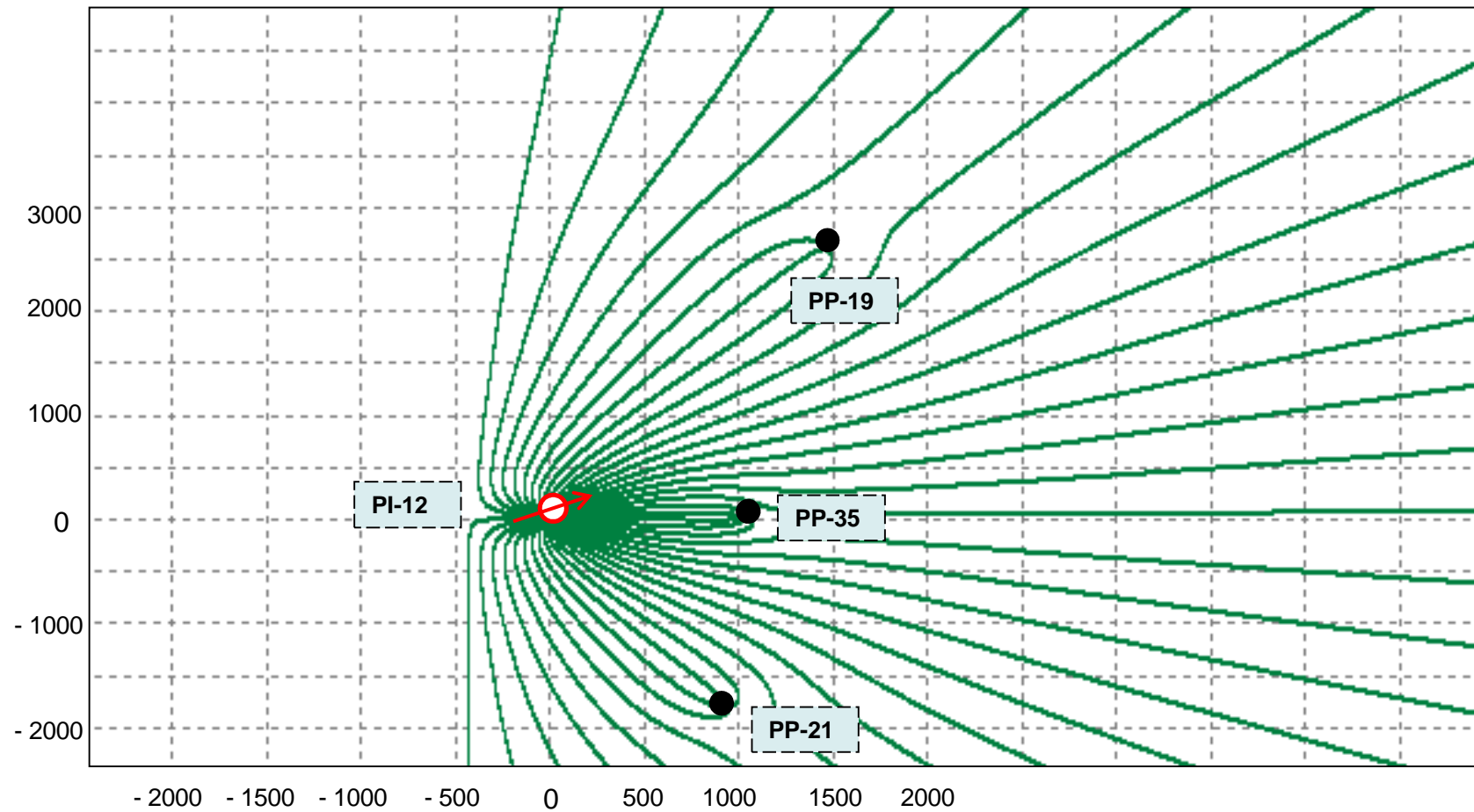
CASO UNO

SUPOSICIÓN EN LA QUE NO EXISTEN FALLAS O LAS BARRERAS SON NO SELLANTES



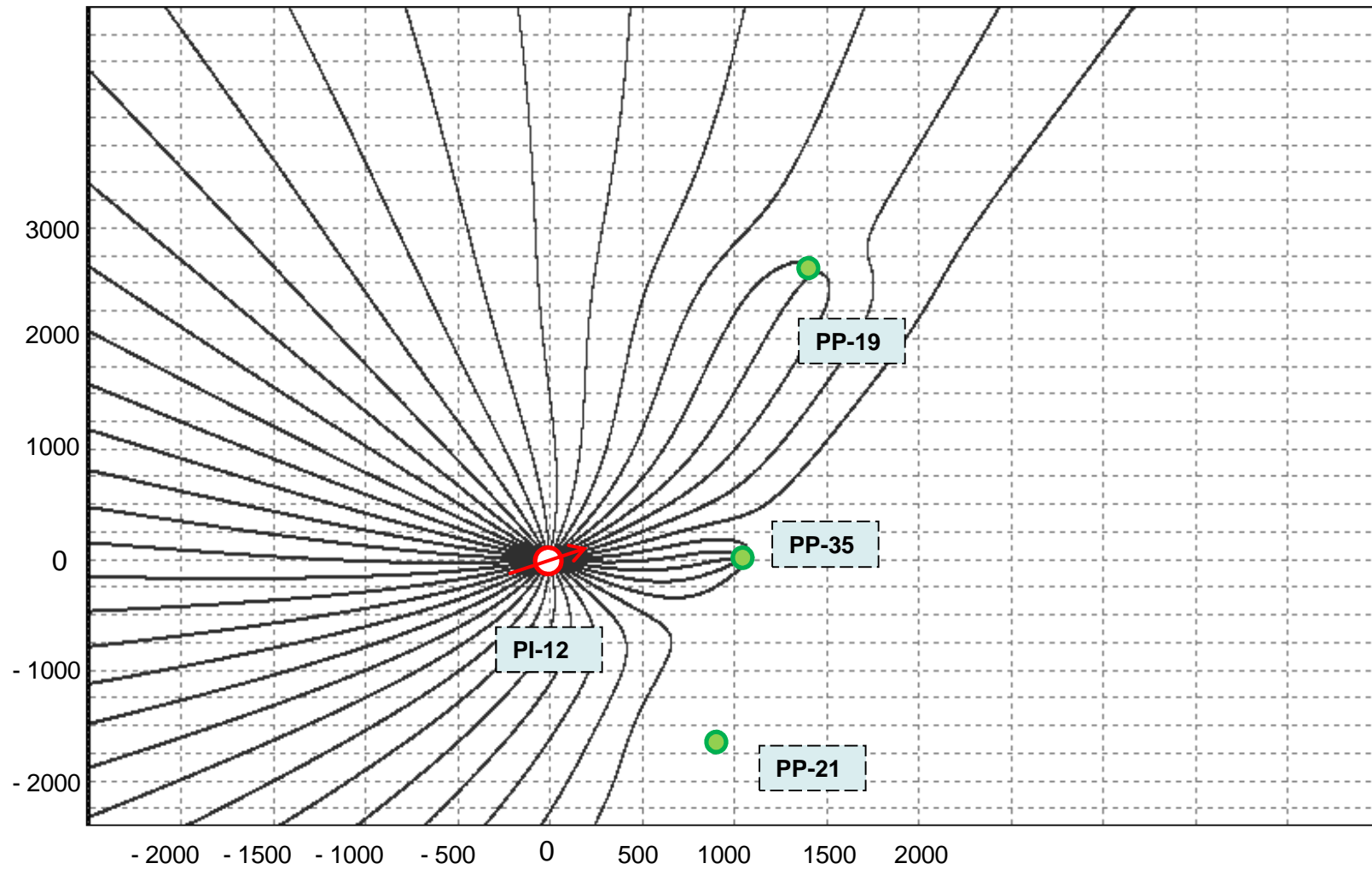
CASO DOS

SUPOSICIÓN EN LA QUE SÓLO ACTÚA LA FALLA "X"



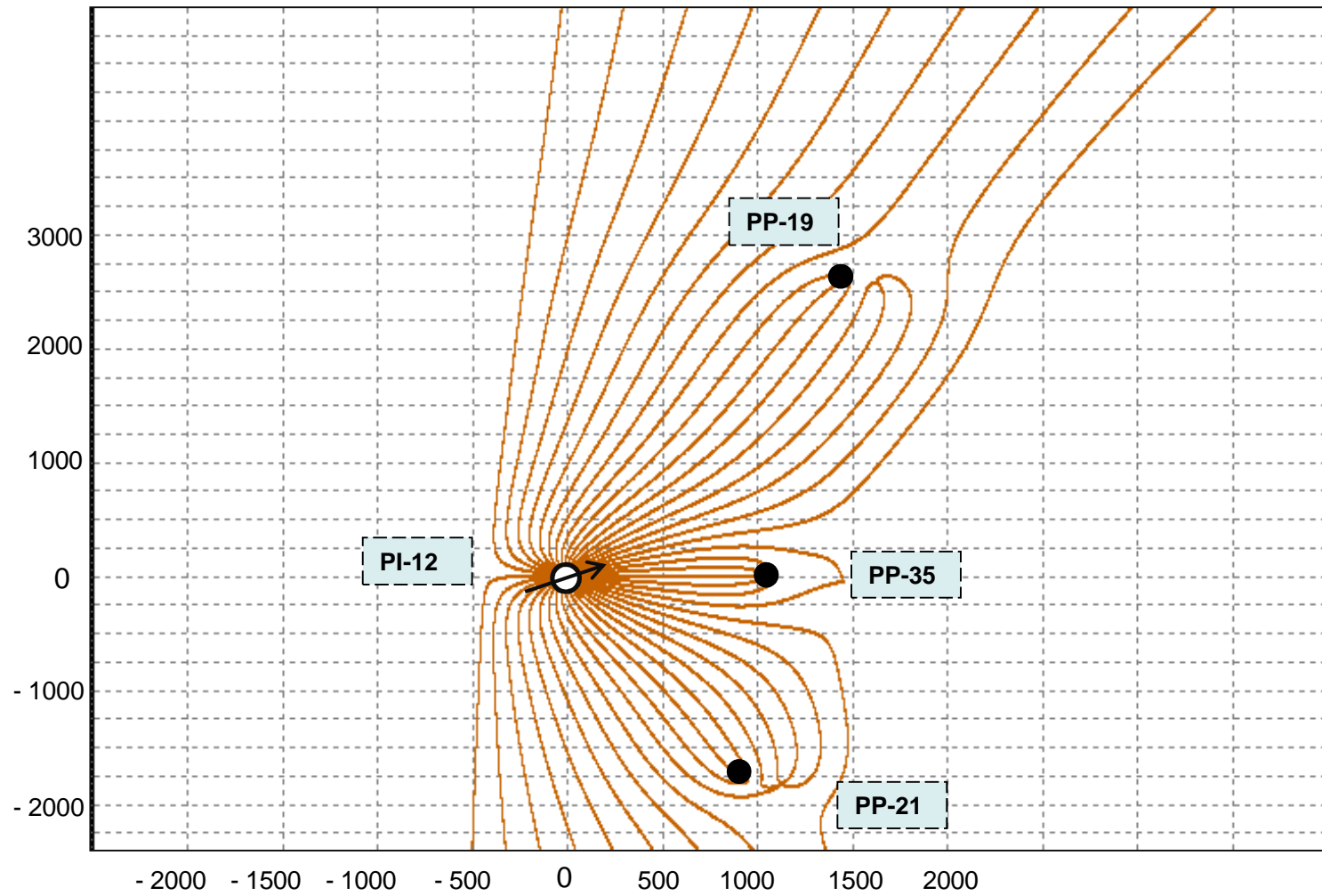
CASO CUATRO

SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS FALLAS “Y” Y “Z” SIMULTÁNEAMENTE



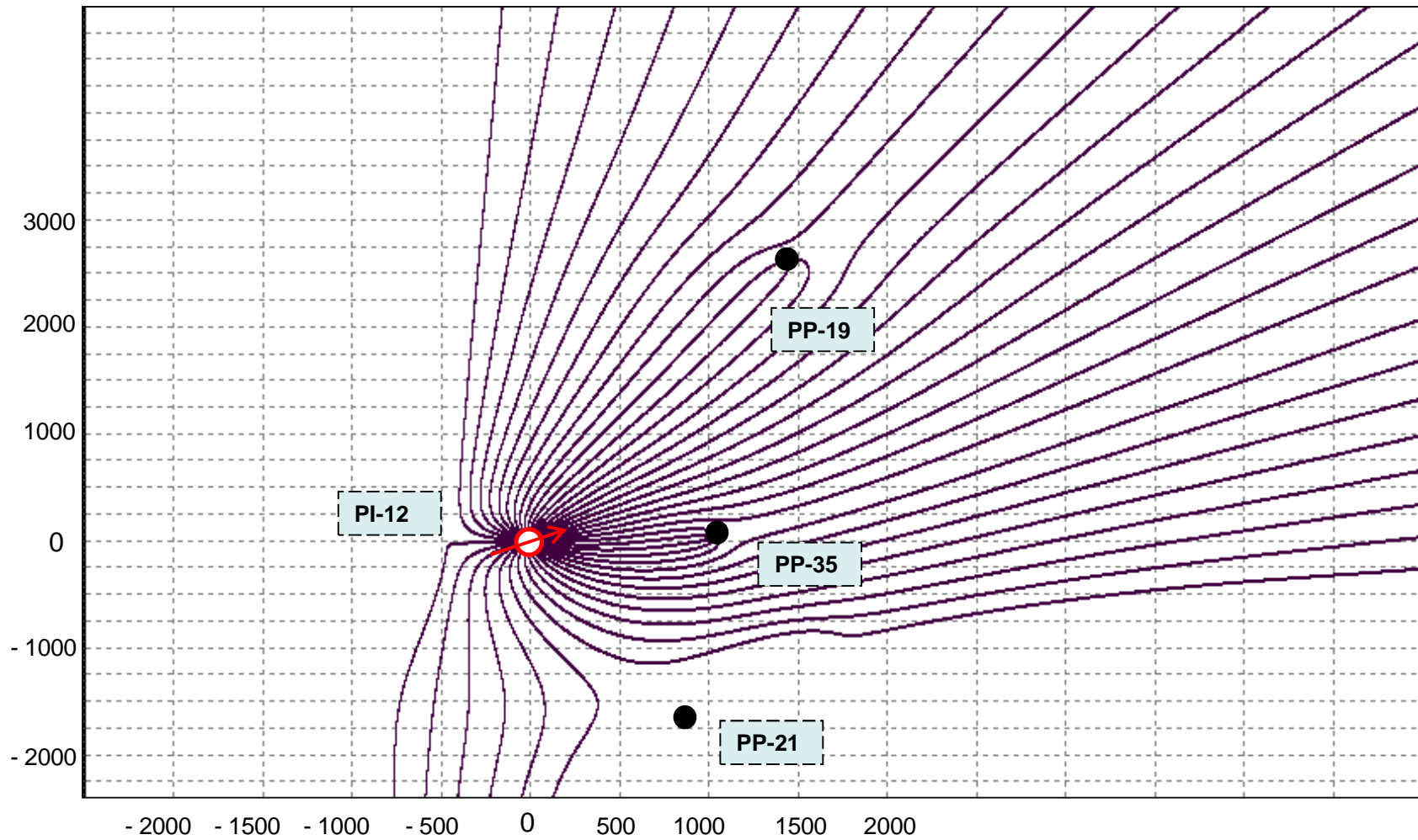
CASO CINCO

SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS FALLAS "X" Y "Z" SIMULTÁNEAMENTE



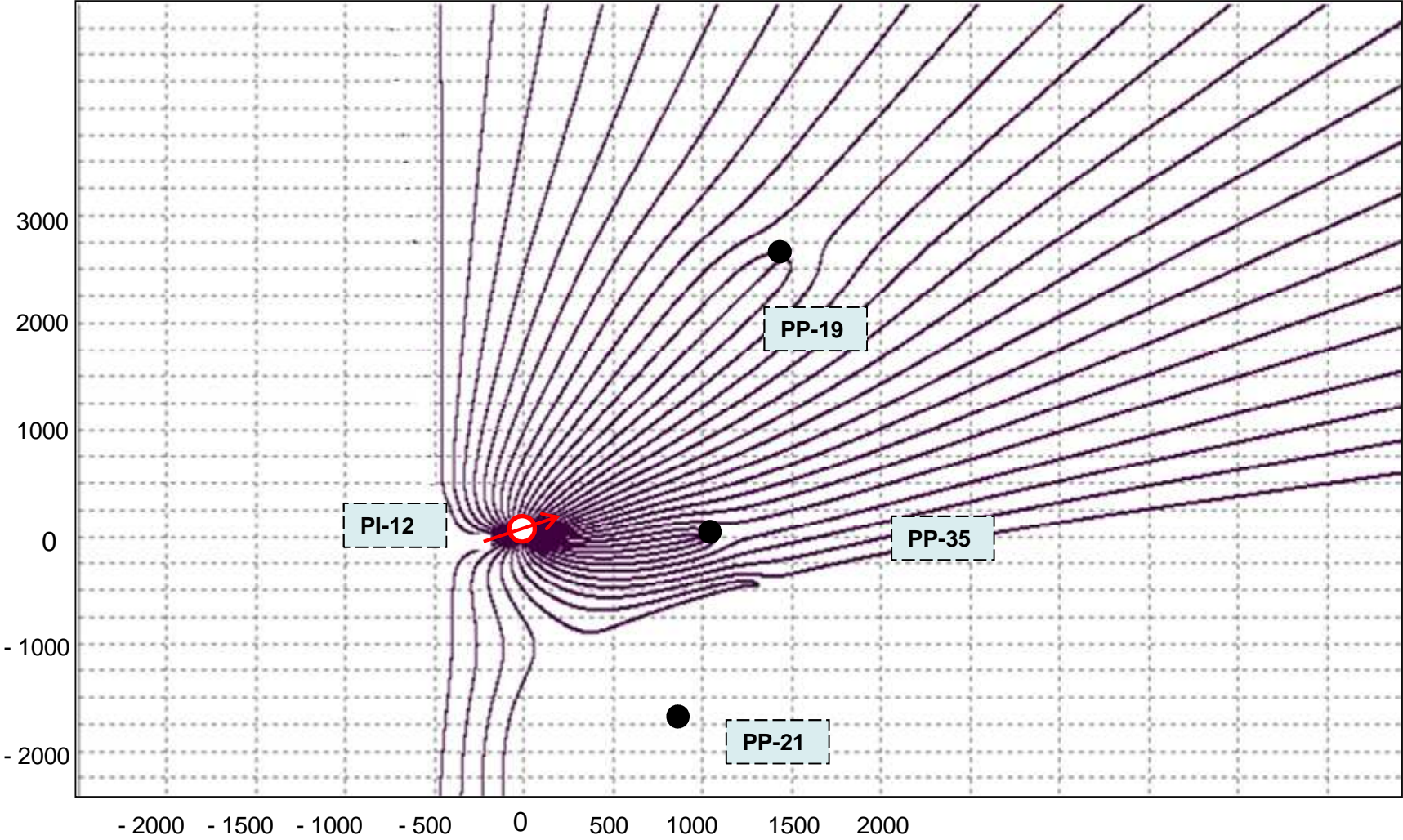
CASO SEIS

SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS FALLAS "X" Y "Y" SIMULTÁNEAMENTE

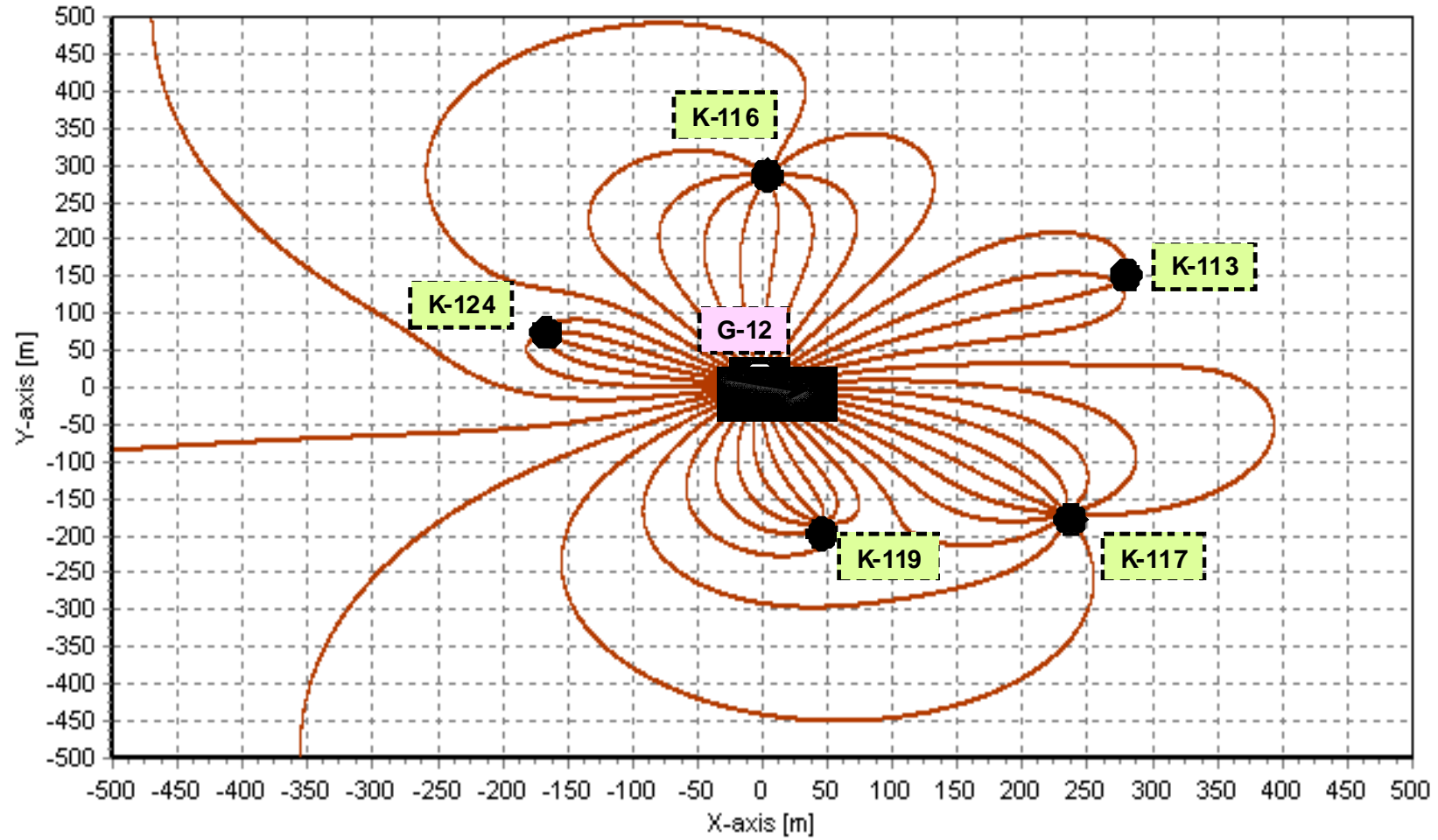


CASO SIETE

SUPOSICIÓN EN LA QUE ACTÚAN LAS TRES FALLAS "X" "Y" "Z"

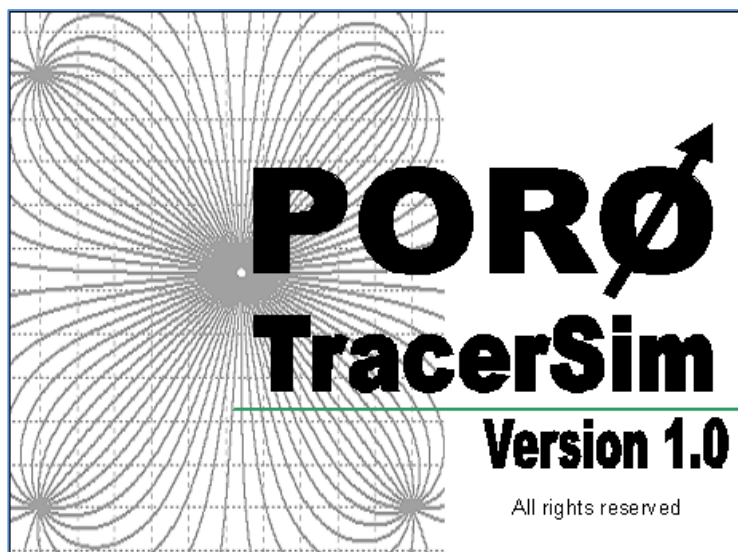


LÍNEAS DE FLUJO PARA EL ENSAYO ARGENTINA



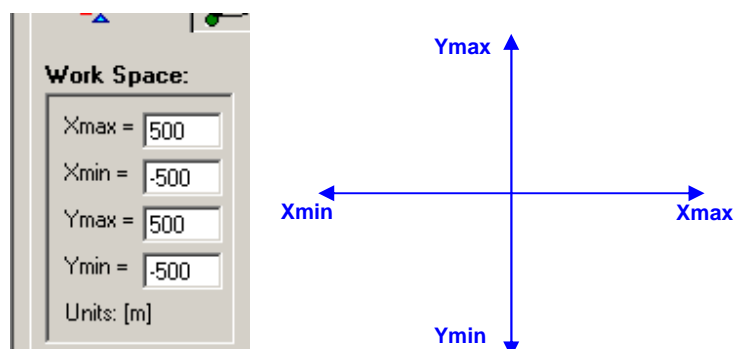
ANEXO 10

EXPLICACIÓN DEL PROGRAMA PORO TracerSim 1.0

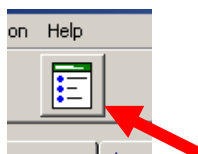


¿CUÁL ES SU ESPACIO DE TRABAJO?

PORO TracerSim permite el uso de un espacio de trabajo, que es el campo en el cual están ubicados los pozos y las fallas. La determinación de este espacio es simple, sólo hay que ingresar las coordenadas que limitan el área de trabajo en los cuadros de texto.



El área de trabajo puede ser modificada fácilmente, cuando se requiera hacerlo. Otra manera de modificar el espacio de trabajo es haciendo [click](#) en el siguiente ícono:



Con lo cual se despliega el siguiente cuadro de diálogo, donde usted puede cambiar los valores del espacio de trabajo.

Calculation and

Problem parameters:

Dispersivity = [m]

Porosity =

Injected mass of tracer = [Kg]

Injection time = [days]

Thickness = [m]

Work space:

Xmax =

Xmin =

Ymax =

Ymin =

Units: [m]

Time answer:

Number of points =

Initial time =

Final time =

Units: [days]

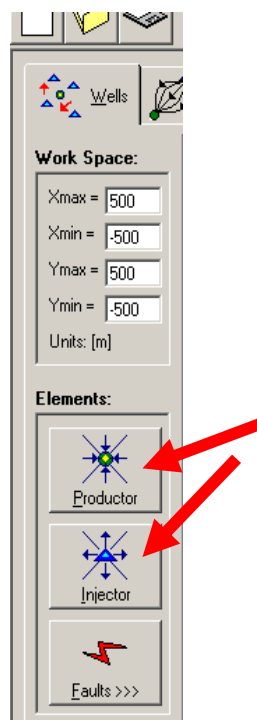
Frequency setup:

wi = [1/day] wf = [1/day]

Steps by decade =

¿CÓMO SE INGRESAN LOS POZOS DEL ARREGLO?

Para insertar un pozo, sea PRODUCTOR o INYECTOR, debe hacer [click](#) en el ícono correspondiente de la barra de elementos, a la izquierda de la pantalla:



Con esto aparece un cuadro de diálogo donde debe ingresar los siguientes datos:

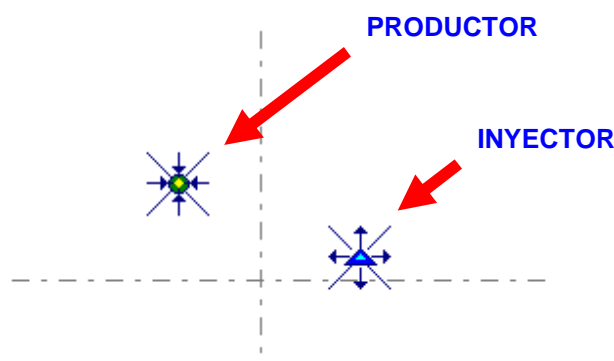
- El caudal del pozo (dependiendo si el pozo es PRODUCTOR o INYECTOR),
- Posición en X
- Posición en Y

No es necesario ingresar las posiciones en X y Y con el teclado, usted puede hacer [click](#) con el mouse en cualquier lugar del espacio de trabajo o campo, y cambiarán automáticamente los valores en el cuadro de diálogo. Usted puede seguir las coordenadas en las que se encuentra el puntero del mouse con el indicador de posición:



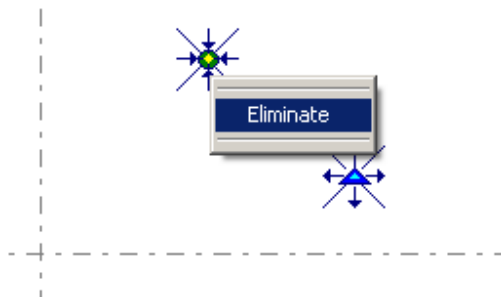
Indicador de posición

Una vez escritos los valores, debe hacer [click](#) en aceptar, y así será insertado el elemento. Además, aparece una imagen en el lugar que le corresponde dentro del espacio de trabajo o campo, la misma que permite diferenciar si el pozo es PRODUCTOR o INYECTOR.



¿CÓMO SE ELIMINAN LOS POZOS INSERTADOS?

Usted debe hacer [click](#) derecho en la imagen que corresponde al pozo que desea borrar, con lo cual aparece el siguiente menú que permite eliminar el pozo seleccionado.

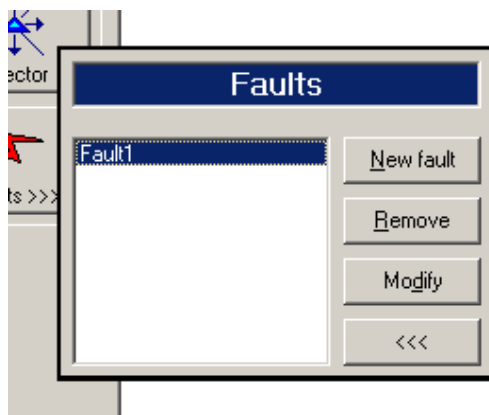


¿CÓMO ENMENDAR LOS POZOS INSERTADOS?

Para modificar un pozo ya insertado, solo debe hacer [click](#) en la imagen del pozo para abrir el mismo cuadro con el que se insertaron los pozos. Así puede modificar aquellos valores que quiera corregir, y luego hacer [click](#) en Aceptar.

¿CÓMO INSERTAR, MODIFICAR Y REMOVER LAS FALLAS?

Usted debe hacer [click](#) en el botón Fallas, y aparecerá el siguiente cuadro:

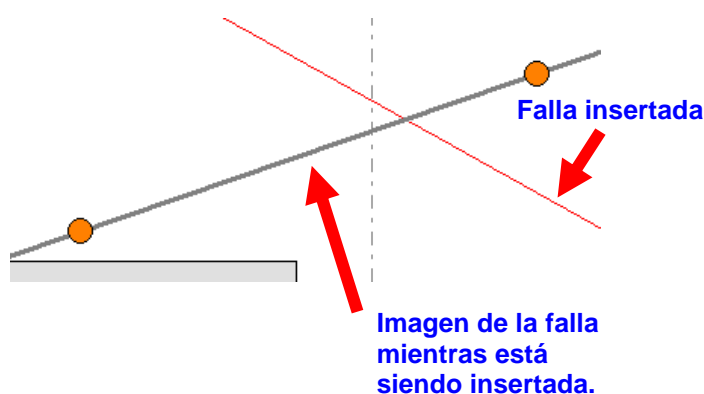


Este cuadro muestra una lista de las fallas insertadas en el campo o espacio de trabajo, haciendo [click](#) en el botón Nueva falla aparece el siguiente cuadro.

FAULT		Accept
POINT 1:	POINT 2:	Cancel
Position in X = <input type="text" value="-101.82"/>	Position in X = <input type="text" value="251.991"/>	
Position in Y = <input type="text" value="-152.921"/>	Position in Y = <input type="text" value="-207.904"/>	

Las fallas se insertan de manera similar a los pozos, escribiendo las coordenadas de dos puntos que definan la línea de la falla en el cuadro anterior. Para utilizar el mouse en lugar de ingresar las coordenadas en el cuadro, debe hacer [click](#) en la Posición X del Punto 1 y luego hacer [click](#) en la posición del campo o espacio de trabajo. Así se escribirá automáticamente los valores de X y Y.

Para insertar el Punto 2, debe hacer [click](#) en la Posición X del punto 2, y luego hacer lo mismo que para el primer punto. Se puede cambiar los valores las veces que sean necesarias hasta encontrar la posición correcta de la falla. En el campo o espacio de trabajo aparece la siguiente imagen:

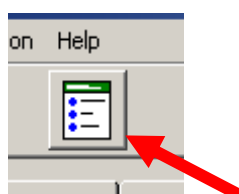


Para eliminar una falla ya insertada, debe hacer [click](#) en la falla correspondiente de la lista de fallas, y luego en el botón Eliminar del mismo cuadro.

Para modificar una falla ya existente, debe hacer doble [click](#) en la falla correspondiente de la lista de fallas, o seleccionar con un [click](#) la falla, y luego el botón Modificar con el que aparecerá el mismo cuadro que se utilizó para insertar las fallas. Sólo debe modificar las coordenadas de X y Y de ambos puntos que definen la línea de falla. También puede usar el mouse en la misma manera que se usa para insertar una nueva falla.

PARÁMETROS DE CÁLCULO Y GRÁFICO.

Haciendo [click](#) en el siguiente ícono:



Aparecerá el siguiente cuadro, que permite la modificación del color de las líneas de flujo y de las curvas de recuperación fraccional diaria, además desde aquí se pueden poner nuevos límites para el espacio de trabajo.

Calculation and Graph parameters

Problem parameters: Dispersivity = <input type="text" value="20"/> [m] Porosity = <input type="text" value="0.21"/> Injected mass of tracer = <input type="text" value="100"/> [Kg] Injection time = <input type="text" value="0.5"/> [days] Thickness = <input type="text" value="1"/> [m]	Streamlines calculation: r_0 = <input type="text" value="1"/> [m] Initial angle: <input type="text" value="0"/> [°] Final angle: <input type="text" value="360"/> [°] Number of streamlines: <input type="text" value="40"/> Distance between points: <input type="text" value="0.5"/> [m] Points maximum limit: <input type="text" value="1000000"/>
---	--

Work space: X_{max} = <input type="text" value="500"/> X_{min} = <input type="text" value="-500"/> Y_{max} = <input type="text" value="500"/> Y_{min} = <input type="text" value="-500"/> Units: [m]	Time answer: Number of points = <input type="text" value="1000"/> Initial time = <input type="text" value="0"/> Final time = <input type="text" value="1000"/> Units: [days]	Streamlines graph: Lines color: <input type="color" value="#808080"/> Background color: <input type="color" value="white"/> Thickness: <input type="text" value="1"/>	Daily fractional recovery curves graph: Curves color: <input type="color" value="blue"/> Background color: <input type="color" value="white"/> Thickness: <input type="text" value="2"/>
--	---	---	--

Frequency setup: w_i = <input type="text" value="0.00001"/> [1/day] w_f = <input type="text" value="0.1"/> [1/day] Steps by decade = <input type="text" value="100"/>	<input type="button" value="Accept"/>
--	---------------------------------------

Parámetros del problema: Aquí se deben ingresar los valores de dispersividad, porosidad y espesor. Además, la masa de trazador inyectado y el tiempo demorado en la inyección.

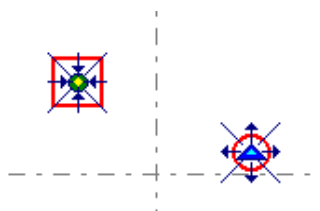
Cálculo de las líneas de flujo: Se requieren los valores para definir el número de líneas de flujo del problema, el ángulo barrido por las mismas y la distancia entre dos puntos sucesivos de la línea. También se requiere ingresar el tope o límite de los puntos.

Tiempo de respuesta: Aquí se ingresan los rangos de tiempo que serán expuestos en la curva de recuperación fraccional diaria.

Menú de Frecuencia: Estos valores son requeridos por el programa de cálculo. El método de cálculo trabaja en el dominio de la frecuencia, por lo cual son necesarios estos valores. Al ponerlos adecuadamente, se puede encontrar mejores soluciones de acuerdo al problema que se resuelve.

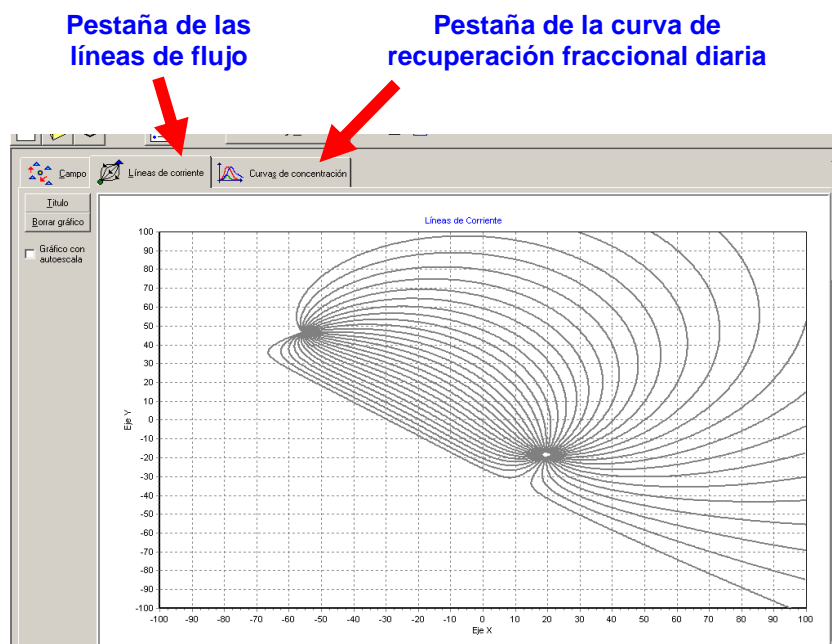
¿CÓMO CALCULAR LAS CURVAS DE RECUPERACIÓN FRACCIONAL DIARIA?

Una vez que han sido insertados todos los elementos (pozos productores, inyectores y fallas), se debe seleccionar un pozo PRODUCTOR y un INYECTOR. Un borde rojo en el símbolo del pozo significa que el elemento ha sido seleccionado:

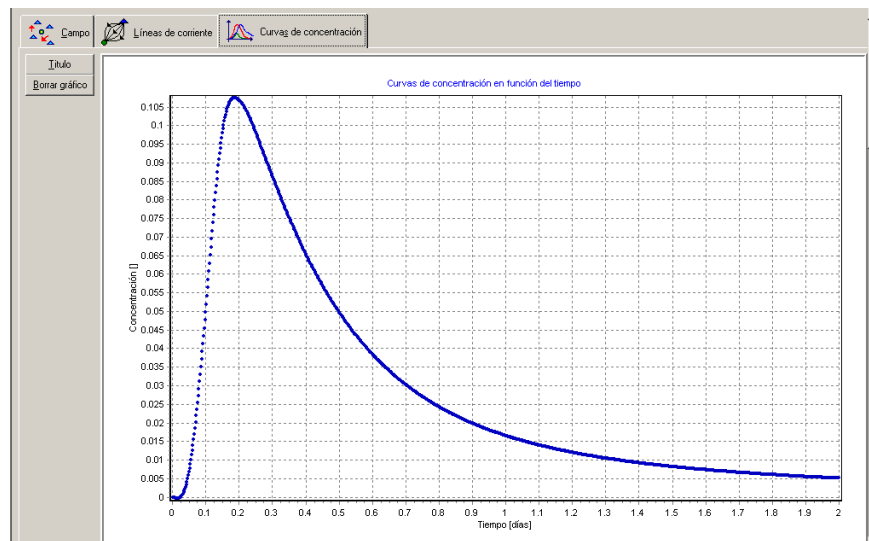


(Observe la diferencia entre el cuadrado y el círculo, para distinguir la selección de un PRODUCTOR y de un INYECTOR).

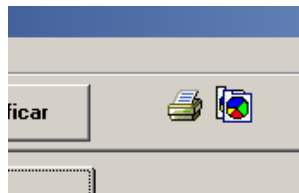
Verificar que los parámetros de cálculo sean los correctos y hacer [click](#) en el botón de Cálculo y gráfico, el cual muestra un cuadro de diálogo que le preguntará si desea continuar o no. Haga [click](#) en Sí. De esta manera el programa empezará a calcular las líneas de flujo y las curvas de recuperación fraccional diaria. Una vez completado el proceso, se mostrará la pestaña de las líneas de flujo y de las curvas de recuperación fraccional diaria.



En la pestaña de la curva de recuperación fraccional diaria aparecerá algo como el siguiente dibujo:



Note que en la barra de herramientas aparecen dos íconos, que permiten imprimir y copiar la imagen mostrada en la pantalla:



NUEVO, ABRIR, GUARDAR, GUARDAR COMO, IMPRIMIR:

PORO TracerSim permite la creación de nuevos documentos, guardarlos e imprimirlos, en la misma manera que se hace con otros programas que utilizan el mismo sistema operativo. Los archivos con los que PORO TracerSim trabaja tienen la extensión ".PORO"

