

TITULO DEL TRABAJO:

**"RESPUESTA A LA CONTAMINACION PRODUCIDA POR UN DERRAME
ACCIDENTAL EN UN OLKODUCTO"**

NOMBRE DE LOS AUTORES:

JUAN LAZARO LARRABE
MARIA DEL ROSARIO ROSSO

EMPRESA: YPF S.A.

PAIS: ARGENTINA

Juan Lazaro LARRABE es Licenciado en Ciencias Geológicas de la Universidad Nacional del Sur e Ingeniero en Petróleo de la Universidad de Buenos Aires. Ingresó a YPF en 1972 para trabajar en el Distrito Geológico Plaza Huincul hasta 1974, cuando se desvinculó de la Empresa para realizar tareas de prospección en Brasil y México. En 1984 reingresó a YPF y es ahora responsable de la Unidad de Geología y Tratamiento a la Formación, de la Gerencia de Explotación de Activos Tecnológicos.

María del Rosario ROSSO es Ingeniera Química de la Universidad de Buenos Aires. Ingresó a YPF como profesional del sector Geoquímica del Laboratorio Geológico, perteneciente en ese momento a la Gerencia de Exploración. A partir de 1983 se desempeña como responsable de dicho sector. Fue docente universitaria de nivel Postgrado. Integró la comisión científica de los Congresos Latinoamericanos de Geoquímica Orgánica y es Consejero Director de la Asociación Latinoamericana de Geoquímica Orgánica.



RESPUESTA A LA CONTAMINACION PRODUCIDA POR UN DERRAME ACCIDENTAL EN UN OLEODUCTO

JUAN LAZARO LARRABE
MARIA DEL ROSARIO ROSSO

RESUMEN

En este trabajo se presenta el caso de un derrame causado por la ruptura de un oleoducto en una zona cuyas características fisiográficas, hidrográficas y climáticas han permitido la movilización de los hidrocarburos provocando finalmente la contaminación de una superficie de 10 hectáreas aproximadamente.

Se detallan los estudios realizados para cuantificar el volumen de petróleo derramado y con ello evaluar el impacto producido en el área, así como también los métodos ingenieriles y biotecnológicos de descontaminación de suelos y aguas destinados a recuperar y degradar el hidrocarburo contaminante.

INTRODUCCION

La actividad del hombre ha modificado indudablemente el ambiente en que se desarrolla. Esto es una consecuencia inevitable del crecimiento demográfico y a su vez un indicador de la mayor actividad humana.

Estas modificaciones pueden traer importantes beneficios como cuando se trata de la construcción de canales aliviadores que, alterando las características propias del río, evitan las inundaciones o por lo menos disminuyen su magnitud, o cuando se construyen represas que permiten fertilizar áreas desérticas. En cambio, cuando como consecuencia de la intervención del hombre se aportan al medio ambiente elementos nocivos para él y para todos los seres vivos que allí se desarrollan estamos hablando de una contaminación.

Toda operación que involucra extracción, traslado, industrialización o almacenamiento de hidrocarburos está sujeta a contingencias que pueden provocar una contaminación.

Como no se puede prescindir de la utilización de esta fuente de energía, como tampoco de múltiples productos químicos que se han incorporado decididamente a la vida cotidiana del hombre, lo importante es poder acotar y minimizar los efectos contaminantes que se derivan de su uso y manipulación.

Este es el caso del accidente producido por la rotura del oleoducto Puerto Rosales-La Plata en zona próxima a la ciudad de Tres Arroyos. Cuando transporta petróleo, esta

tubería se halla sometida a presiones cercanas al valor de 20 Kg/cm², la que al accidentarse hizo que el hidrocarburo circulante se inyectara en el subsuelo formando una especie de domo. Parte del petróleo, venciendo la presión litostática, salió al exterior y el resto se introdujo entre el horizonte calcáreo y los sedimentos limoarenosos suprayacentes, nivel éste que se presenta como una discontinuidad que propicia la migración de fluidos. Las condiciones de presión hidrostática generadas por las circunstancias topográficas (el punto de ruptura se localiza por debajo de las cotas que presentan las estaciones de bombeo) provocaron que, aún después de haber sido interrumpido el bombeo en la estación Dorrego, el petróleo que se encontraba en la cañería continuara saliendo por la abertura producida.

Bajo estas circunstancias, se encararon trabajos de análisis y evaluación del problema y se planteó la ingeniería de descontaminación tendiente a mitigar el impacto ambiental generado por este accidente.

CARACTERIZACION DE LA ZONA DEL DERRAME

El área del derrame, correspondiente a la progresiva 161 del oleoducto Puerto Rosales-La Plata, está situada entre las estaciones de bombeo de Coronel Dorrego y Laprida. Se ubica geográficamente a 70 Km. en línea recta al N-NE de la ciudad de Tres Arroyos, en jurisdicción del partido de Gonzáles Chaves (Fig. 1).

La llanura conforma el relieve típico de la región, interrumpida por algunas suaves lomadas que coinciden con los afloramientos de tosca, frecuentes en el lugar. Su altura media es de 160 msnm., con una suave pendiente regional hacia el sur.

La zona bajo estudio coincide con la depresión regional existente entre los sistemas de Ventania y Tandilia.

El clima es húmedo, con veranos calurosos e inviernos rigurosos. Los registros pluviométricos más altos se observan entre octubre y marzo. Si se toman en comparación los valores medios para el período 1951/60, se observa que en la actualidad éstos se han incrementado notablemente; de una media anual de 683 mm. se ha pasado a 1000 mm. de precipitación (Fig. 2) además de presentar una distribución más irregular a lo largo del año.

Las características fisiográficas dan origen a un sistema hidrográfico de escasos caudales y escorrentía superficial muy suave. En época de lluvias desbordan sus cauces provocando anegamiento de suelos, debido al deficiente drenaje.

A 500 m. al NE del área en cuestión se localiza una laguna de 6 Ha de extensión aproximada, que en períodos de lluvias intensas llega a inundar parte del área del

derrame. Esto implica que, bajo ciertas circunstancias, esta zona se comuniqué por cursos menores con la red hidrográfica local.

El nivel freático varía considerablemente dependiendo del régimen de lluvias, detectándose variaciones entre 2,0-2,5 m de profundidad y la superficie.

La laguna ubicada al NE del derrame presenta características que la desvinculan de las variaciones estacionales del nivel freático, manteniéndose como sistema cerrado debido a su fondo sapropélico impermeable. Ello hace que conserve sus aguas a pesar de que la freática descienda por debajo del punto más bajo de la laguna.

La porción de la columna sedimentaria considerada (Fig. 3) está representada hacia la base por un relleno descripto como Formación Pampeana, cuya edad fue asignada al Plioceno medio a superior. Está compuesta por un sustrato de origen fluviolacustre constituido por limos arcillosos a limos arenosos con abundante cemento calcáreo, el que predomina por veces formando un horizonte calizo. Suprayace en concordancia la Formación Luján, caracterizada por la presencia de limos arcillosos a arenosos, que se intercalan con sedimentos de origen eólico. Hacia el tope de la secuencia remata la Formación La Postrera donde se diferencian las siguientes unidades edafoestratigráficas:

Unidad A: Suelo actual de tierra húmica (0,15 m de espesor)

Unidad B: Limo grueso a arena fina con poca arcilla aglutinante (0,30-0,40 m. de espesor)

Unidad C: Horizonte de tosca fragmentada (0,05-0,1 m de espesor)

Unidad D: Con características similares a la Unidad B, diferenciada por una tonalidad más grisácea. Suprayace a la Fm. Luján (0,7 m. de espesor)

DEFINICION DEL PROBLEMA

La ruptura de la cañería se produjo por encima del horizonte calcáreo, a aproximadamente 2,2 m. del nivel superficial, comprometiendo principalmente las formaciones Luján y La Postrera. La zona del accidente pudo identificarse por la mancha observada en superficie, la que llegó a cubrir más de 10 Ha.

Las particularidades físico e hidrográficas, el clima y el mecanismo que regula la fluido-dinámica local configuran frente a la circunstancia del derrame, una problemática de características complejas.

El hidrocarburo liberado migra siguiendo el gradiente hidráulico, impulsado por la acción de la flotabilidad, en dirección lateral y vertical según las características litológicas del terreno y la posición relativa del acuífero.

libre. En su camino, se produce un efecto "tamiz", reteniéndose en los espacios porales los componentes más pesados, en general constituidos por compuestos poliaromáticos y heteroatómicos (fracción de aromáticos pesados y asfálticos). Los compuestos bencénicos más sencillos y los saturados de menor peso molecular forman soluciones y emulsiones con el agua, movilizándose por este vehículo. Los saturados livianos se volatilizan y la fracción gaseosa puede migrar en solución hacia la superficie. Vinculados a los fluidos en movimiento en subsuelo y superficie, los hidrocarburos se movilizan según las leyes de la hidrodinámica, mientras, se van produciendo transformaciones químicas, físicas y biológicas.

Las lluvias estacionales producen un fenómeno de imbibición en el suelo, por el cual se llega a inundar toda la región. Esto provoca la elevación del nivel freático, el que arrastra consigo al petróleo sobrenadante, que queda en estas circunstancias ubicado entre dos contactos con agua.

Parte de este petróleo así entrampado aflora en forma de manchas, cuando localmente se restituye el equilibrio entre las fases por efecto de la diferencia de densidad con el agua. Por ello, es posible diferenciar en superficie luego de producido el anegamiento, manchones de petróleo en forma herrática.

Esta remigración vertical de los hidrocarburos en ambos sentidos se torna cíclica, provocando una creciente inclusión del petróleo residual en el espacio poral del terreno, en especial en las capas más superficiales, lo que perjudica sus condiciones de permeabilidad y aereación.

El resto del petróleo en condiciones de migrar queda saturando la red poral y demás hoquedades presentes en superficie, soportado por el nivel freático que oficia de manto impermeable e impide que migre a zonas más profundas, obligándolo a acompañar la escurrentía regional.

Para prever el comportamiento de los hidrocarburos fugados y establecer el volumen incorporado al subsuelo, los porcentajes de petróleo móvil y remanente y las posibilidades de su recuperación y consecuente saneamiento del área se llevaron a cabo estudios edáficos, hidricos, químicos y geoquímicos.

ESTUDIOS REALIZADOS

Dadas las características fisiográficas del área se realizó un relevamiento topográfico, con el objeto de dimensionar espacialmente el derrame, delimitándose así un ámbito de forma rectangular con elongación en sentido E-O, en la dirección de la pendiente.

Luego de ubicar una línea base de 600 m. de longitud con rumbo N 290°, se trazó una retícula ortogonal con espaciado de 100 m. en sentido E-O y de 50 m., en dirección N-S perpendicular a la línea base. Se usó una escala de

trabajo 1:1000 (Fig. 4). Se posicionaron estacas sobre las que se realizó la altimetría, tomando como base una cota arbitraria de 10,000 msnm., a la que se refirieron las mediciones planimétricas con precisión de 1cm., mientras que la altimetría tuvo una precisión de 1 mm.

La superficie total cubierta por la retícula fue de 21 Ha., que incluye a la zona del derrame visible en superficie y al área contaminada en subsuperficie.

Para la medición y el estudio del comportamiento del nivel freático se contruyeron una serie de pozos de observación llamados **freatímetros**, estratégicamente ubicados, que alcanzaron una profundidad promedio de 1,5 m. siendo en todos los casos el factor limitante el horizonte de tosca que la máquina no pudo perforar (Fig. 5).

Se determinaron los valores del nivel de agua y tiempo de recarga. Utilizando la ecuación de Darcy para medios porosos y diseño de flujo radial se obtuvieron los valores de transmisividad con los que se elaboró una relación de rangos de distribución que se muestran en el mapa de la Fig. 6.

Se discriminaron los freatímetros donde se observó la presencia de hidrocarburos de los que sólo contenían agua, para definir el área en subsuperficie afectada por el derrame.

Para el análisis del agua del acuífero se tomaron muestras por debajo del petróleo sobrenadante. Los resultados promedio de los estudios realizados figuran en la Tabla 1. Se observa que se ha alcanzado el valor de saturación para la emulsificación de petróleo en agua, además posee un contenido medio a alto de Sólidos Totales Disueltos (STD), es levemente alcalina y los iones presentes participan en concentraciones normales para aguas someras en zonas con escasa escurrentía.

Se tomaron muestras de suelo mediante un sistema de tubo colector de 2" de diámetro y penetración promedio de 0,54 m.

Se muestreó toda la columna de interés efectuando una toma cada 10 cm. en la vertical.

El estudio de suelos para los primeros 0,50 m. tomados en consideración arrojó datos de saturación de fluidos (So saturación de petróleo, S_w saturación de agua) y porosidad por el método picnométrico que figuran en la Tabla 2. El resultado final alcanzó un promedio de 8,5% de petróleo y 91,5% de agua de saturación de espacio poral para una porosidad promedio del 45%, que es aceptable para suelos limosos.

Se caracterizó al petróleo original y al recuperado en el área mediante la obtención de parámetros físicos (Tabla 3) y estudios cromatográficos de sus componentes en el rango C3 a C14 (Tabla 4) observándose, como era previsible,

un aumento de la densidad y la pérdida de las fracciones más livianas en el petróleo derramado.

Luego de haber encarado los trabajos de remediación mecánica y biológica (esta última en parte del área afectada) se tomaron muestras de suelo y agua con el fin de realizar análisis geoquímicos que indicaran el grado de contaminación remanente. Se incluyó el análisis de muestras fuera del área en cuestión para determinar el background de la zona. Fueron determinados datos de Hidrocarburos Totales, porcentaje de agua, porcentaje de hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos y compuestos asfálticos y la distribución cromatográfica de la fracción de saturados (Tabla 5, Fig.7).

Para este estudio se utilizaron muestras representativas de los primeros 30 cm. de terreno, las cuales se homogeneizaron previo análisis para obtener un valor promedio. La muestra M7 es el único caso en que esto no fue posible ya que, como se tomó en una zona anegada, se discriminó la base del techo del testigo tomado.

Se analizaron además 10 muestras de agua recogidas en la laguna, el arroyo y las trincheras (Tabla 6).

TRABAJOS DE REMEDIACION REALIZADOS

Existen dos procedimientos generales para el saneamiento de terrenos y aguas contaminadas: el uso de métodos mecánicos y la biorremediación. Estos últimos pueden realizarse in situ o en plantas de tratamiento.

Los métodos mecánicos implican generalmente, para áreas con el acuífero contaminado, el bombeo de fluido desde un punto localizado en sitios seleccionados, para provocar un gradiente hidráulico capaz de producir el desplazamiento del sistema agua-petróleo y con posterioridad separar ambas fases.

Aún en estado primitivo la naturaleza produce enormes cantidades de desperdicio orgánico, del cual una sorprendente cantidad es tóxica. Sin embargo, no se genera acumulación de este tipo de residuos debido a la acción de los microorganismos naturales. Este proceso es extremadamente lento. Una forma de acelerarlo es adicionar microorganismos específicos en condiciones controladas, de tal forma que mediante la digestión microbiana el desperdicio orgánico sea transformado finalmente en dióxido de carbono y agua.

La biotecnología ha realizado importantes avances en el tema de la recuperación de áreas contaminadas por derrames de hidrocarburos. El procedimiento usual es inocular una mezcla sinérgica de microorganismos selectivamente adaptados a las características del problema, los que generan enzimas que metabolizan las distintas familias de componentes químicos del petróleo.

Para que las bacterias puedan sobrevivir y multiplicarse deben asegurarse la provisión de nutrientes (tales como nitrógeno y fósforo) y de oxígeno, ya que éstas son aeróbicas. Del mismo modo deben garantizarse valores constantes de humedad; de pH del terreno, que debe mantenerse próximo al valor de neutralidad y de temperatura ambiente, que modifica la velocidad de degradación pues condiciona la actividad del microorganismo y puede comprometer su supervivencia.

En el presente caso, se utilizaron procedimientos mecánicos y biológicos.

En primera instancia, luego de reparado el oleoducto se excavaron piletas de recolección y sistemas de contención. Por este medio se recolectó en superficie parte del petróleo derramado, que fue reinyectado al oleoducto en cantidad de 600 m³.

Los procedimientos mecánicos implementados comenzaron con la construcción de dos trincheras paralelas al oleoducto accidentado, situadas a 20 metros cada una de su eje, con 300 m de longitud, 1 m. de ancho y 1,50 m. de profundidad promedio. Una tercera trinchera fue excavada hacia el E, con una extensión de 80 m., 1,30 m. de ancho y 2 m. de profundidad.

Se implementó un sistema de bombeo desde las trincheras, utilizando cuatro bombas eléctricas que garantizaban 40 m³/h de caudal y una motobomba de régimen variable que totaliza 9 m³/h a 50 kg/cm² de presión. Se realizó un bombeo continuo de agua hacia la periferia del área, provocando un gradiente hidráulico capaz de producir el desplazamiento del sistema agua-petróleo hacia las trincheras.

Una vez alcanzado el régimen de explotación adecuado se comenzó a acumular hidrocarburo en la superficie de las trincheras, el que fue bombeado desde las mismas junto con algunos volúmenes de agua, utilizando la bomba de régimen variable y de bajo caudal hacia una pileta decantadora que recibe estos fluidos, en donde se les da el tiempo necesario para la separación gravitacional del agua arrastrada por el sistema de recuperación. Esta es purgada y evacuada hacia la periferia del área de bombeo aguas arriba, con el fin de ser reciclada en el proceso, luego de su infiltración.

El petróleo separado fue bombeado a una cisterna donde se produce una nueva decantación del agua emulsionada en la fase oleosa.

Finalmente el petróleo fue inyectado al oleoducto, mediante una bomba de tres etapas a una presión de 13 Kg/cm² cumpliéndose así el ciclo de recuperación.

Dadas las características del derrame producido, el ataque bacteriano se debe centrar en dos niveles: el superior que comprende los primeros 30 a 40 centímetros de

la superficie y el inferior conformado por los hidrocarburos móviles que se encuentran sostenidos por el acuífero libre al que contaminan.

Para tratar el primer nivel, se ajustaron las condiciones de nutrientes, pH y humedad que permitieron inocular las bacterias en una fracción del área dañada.

Luego de las siembras se mantuvieron los requisitos de humedad y oxigenación para que los microorganismos sobrevivan. Se trató de aprovechar el período estival para no sufrir el efecto de las bajas temperaturas.

El segundo nivel no llegó a ser tratado.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Para el cálculo del petróleo alojado en el subsuelo se consideraron las siguientes variables: Volumen de terreno afectado, saturación de petróleo, saturación de agua y volumen poral del suelo.

El volumen total de sedimentos afectados fue calculado tomando un área de 10,46 Ha, la que fue determinada teniendo en cuenta los freáticos que contenían petróleo. Se consideró como espesor de los niveles más afectados un promedio de 0,5 m. De esta forma el volumen de suelo contaminado resultó de 52.300 m³.

Se tomaron en cuenta los valores promedio de saturación de petróleo y agua y porosidad que surgieron al realizar la ponderación de las muestras de suelo extraídas en diferentes lugares y que constan en tablas adjuntas.

Según estos datos, el volumen de petróleo residual para los primeros 0,5 m. fue de 2.000 m³.

A mayor profundidad la saturación de petróleo aumenta hasta alcanzar porcentajes tales que permitan su desplazamiento conjuntamente con el agua. El horizonte de tosca no tiene una saturación de petróleo homogénea, sino que se distribuye con preferencia en zonas de menor cementación del espacio poral, siguiendo las superficies de discontinuidad de su estructura interna.

Tomando en consideración los niveles entre 0,5 y 2 m respecto de la superficie, los que poseen la misma porosidad promedio y asumiendo condiciones mínimas de saturación de 1%, para el mismo volumen total de sedimentos considerado se obtendría una cantidad residual de petróleo de 1.000 m³.

En estas condiciones, el volumen total residual de petróleo en el área afectada era de 3.000 m³.

De acuerdo a los análisis cromatográficos, se asume que la pérdida por evaporación ha sido del 1,6% refiriendo el crudo recogido en el área al crudo original. Esta afecta

a los términos más livianos de los hidrocarburos saturados, produciéndose el máximo de evaporación en las primeras horas de contacto con el medio ambiente.

Si sumamos a los 3.000 m³ de petróleo residual el 1,6% inicialmente volatilizado y la cantidad inmediatamente recuperada una vez producido el accidente, se estima la cantidad original de petróleo derramado en 3.950 m³.

Se debe tener en cuenta que sólo se puede recuperar por bombeo aquel petróleo aún móvil, ya que existirá una fracción, químicamente caracterizada como los componentes más pesados y polares del petróleo, que quedará fija en la subsuperficie en forma de saturación insular o aislada dentro de los espacios porales, cuyo valor depende de las características del sistema considerado, siendo estimado para este caso en un 85%.

Bajo estas circunstancias, de los 3.000 m³ iniciales de petróleo residentes en los sedimentos, se podrían recuperar 450 m³ que constituyen la porción móvil, habiéndose logrado captar a diciembre de 1992 la cantidad de 314 m³.

Al residuo no recuperable se lo puede someter a métodos de biorremediación. En este caso se realizó una única inoculación de bacterias a modo de prueba piloto siendo, para la escala de la experiencia de resultados positivos.

Fue monitoreada mediante métodos geoquímicos el área inoculada y sus adyacencias, como así también la periferia de la zona contaminada. Se tomaron como referencia muestras fuera del área afectada por el derrame.

Se consideró como valor de background el obtenido en las muestras de referencia (0,005 % Hcs./muestra seca). Las muestras periféricas (M1, M3, M9, M10, M11, M12, M13 y M14) presentan bajos porcentajes de Hidrocarburos Totales referidos al peso de muestra seca. Estos son aceptables como nivel descontaminado. La muestra M7 superficial (M7S) correspondiente a una zona anegada es donde se advirtió mayor cantidad de hidrocarburos, considerándose éste un valor anómalo pues está incrementado por el arrastre lateral de petróleo aportado por niveles más profundos, y que aflora en áreas linderas. A unos centímetros de la superficie (M7) este tenor desciende más del 90%. En el resto de las muestras se observa que el porcentaje de hidrocarburos crece a medida que se aproximan al oleoducto. Ninguna de ellas ha alcanzado el nivel de descontaminación. Sin embargo, es perfectamente advertible que las muestras correspondientes a la zona inoculada presentan en la distribución cromatográfica de los compuestos saturados signos claros de biodegradación. Han desaparecido prácticamente los componentes lineales detectándose los biomarcadores del tipo isoprenoide, resistentes a las primeras etapas de la biodegradación. La muestra M8 es la más afectada, siguiendo en orden la M7S y la M6. Esto hace pensar que, si bien no se ha completado la degradación de

los hidrocarburos pues no se llegaron a efectuar las sucesivas inoculaciones bacterianas necesarias, el ataque enzimático hubo comenzado su ciclo.

Del análisis de las muestras de agua tomadas en la laguna y el arroyo surge que la concentración de hidrocarburos en ambas es la misma. El valor es relativamente alto, si bien no se observó capa oleosa sobrenadante. Hay que tener en cuenta que los puntos de muestreo elegidos son los de mayor compromiso ya que se encuentran justo en la zona de aporte de aguas provenientes del área contaminada.

Las muestras extraídas de las trincheras presentan mayor tenor de hidrocarburos, especialmente en su posición sur, dado que el viento soplaba desde el Noreste el día del muestreo. La trinchera 4 es desde donde se estaba efectuando la operación de bombeo por lo que se explica el mayor valor de concentración.

El análisis de agua es de gran utilidad ya que por este medio se puede controlar el progreso de la operación de limpieza.

Finalmente, la operación biorremediadora del primer acuífero libre se realizará mediante la reinyección del agua captada por las trincheras de producción, previa separación gravitacional de los hidrocarburos arrastrados y en la que se habrán sembrado bacterias degradadoras una vez ajustados los niveles de oxigenación, pH y nutrientes adecuados. Cuando el agua producida no arrastre más hidrocarburos y no presente niveles de contaminación indicará que la operación de saneamiento ha sido efectiva.

CONCLUSIONES

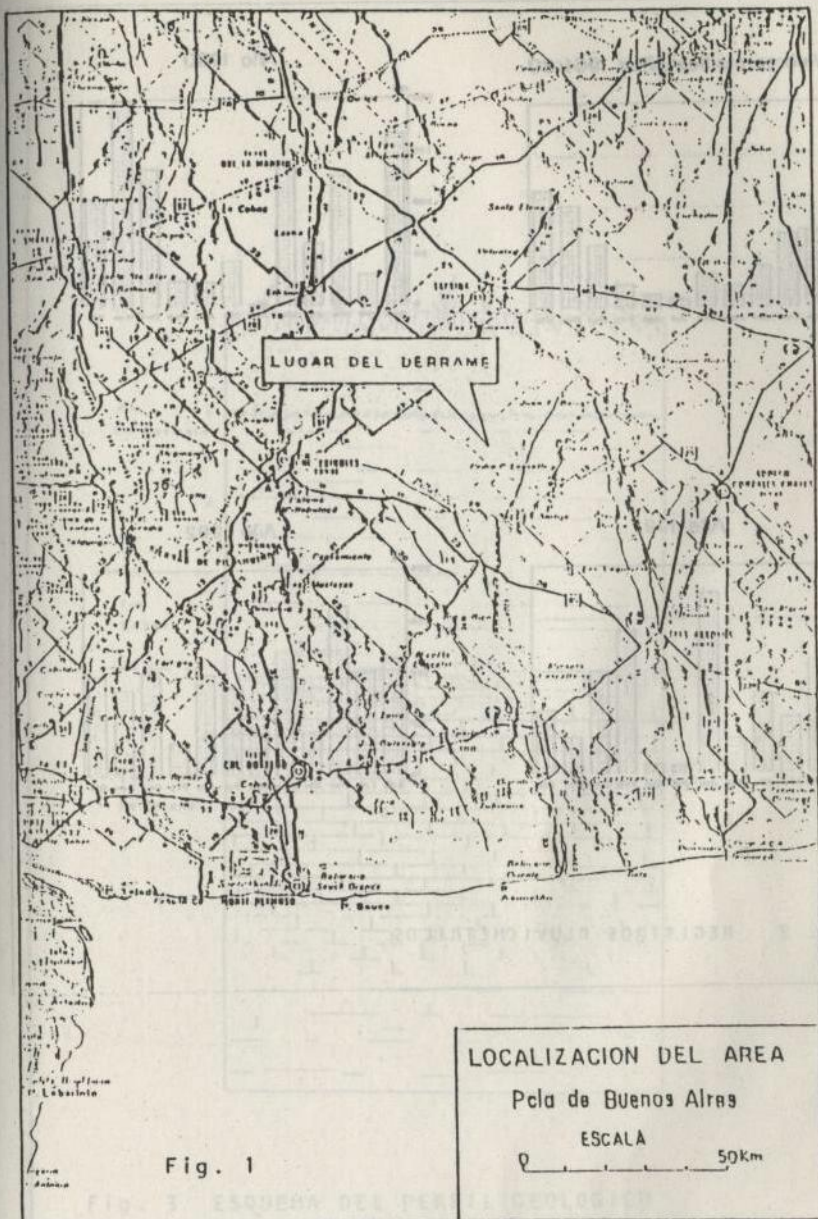
La rotura registrada en la progresiva 161 del oleoducto Puerto Rosales-La Plata trajo como consecuencia un derrame de petróleo que se calcula en 3950 m³. La mayor contaminación se produjo en un área circundante al foco del derrame, en un radio de 150 a 200 m. y es de esperar que su forma se vaya haciendo cada vez más elongada hacia el Sur-Sureste, coincidiendo con la dirección y sentido predominante de la escurrentia regional. Sin embargo, debido a las técnicas de recuperación instrumentadas se espera que no aumente su superficie.

Las áreas circundantes a esta mayor concentración si bien están contaminadas, presentan menores porcentajes de hidrocarburos, los que pueden ser considerados aceptables para este tipo de zona. Cabe señalar que estas anomalías desaparecerán como tales una vez remediado el factor contaminante, ya que estas pequeñas concentraciones son naturalmente degradadas por el contenido bacteriológico autóctono que en todas las biotas se halla presente.

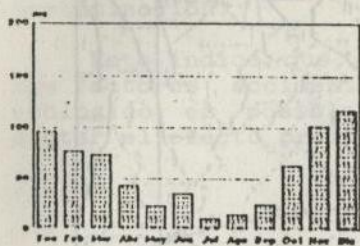
La conjunción de las dos acciones descontaminantes, drenaje por bombeo y biorremediación, darán como resultado

un área saneada en donde los hidrocarburos remanentes quedarán inmovilizados y los niveles superiores del suelo podrán ser revertidos a la actividad económica exentos de contaminación.

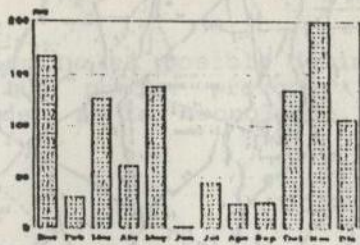
Esto indica que, si bien no es posible dominar todos los factores accidentales que puedan provocar un daño ecológico, es posible acceder a la tecnología capaz de acotar el efecto producido.



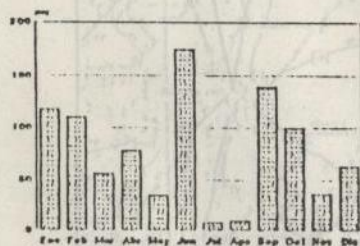
Valores medios Años 1951/60



Año 1990



Año 1991



Año 1992

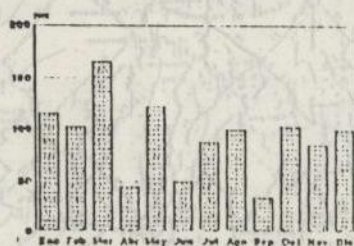


Fig. 2 REGISTROS PLUVIOMÉTRICOS

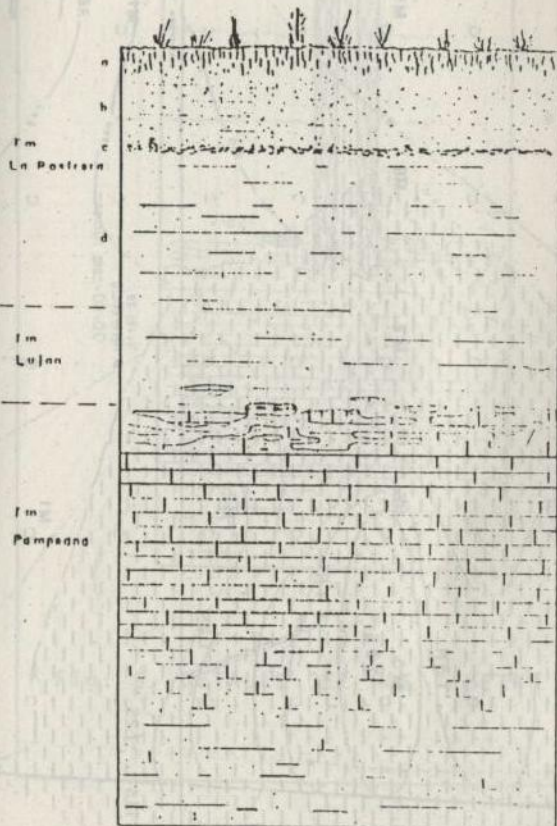


Fig. 3 ESQUEMA DEL PERFIL GEOLOGICO

DERRAME DE PETROLEO en la PROGRESIVA 161 del OLEODUCTO PUERTO ROSALES-LA PLATA

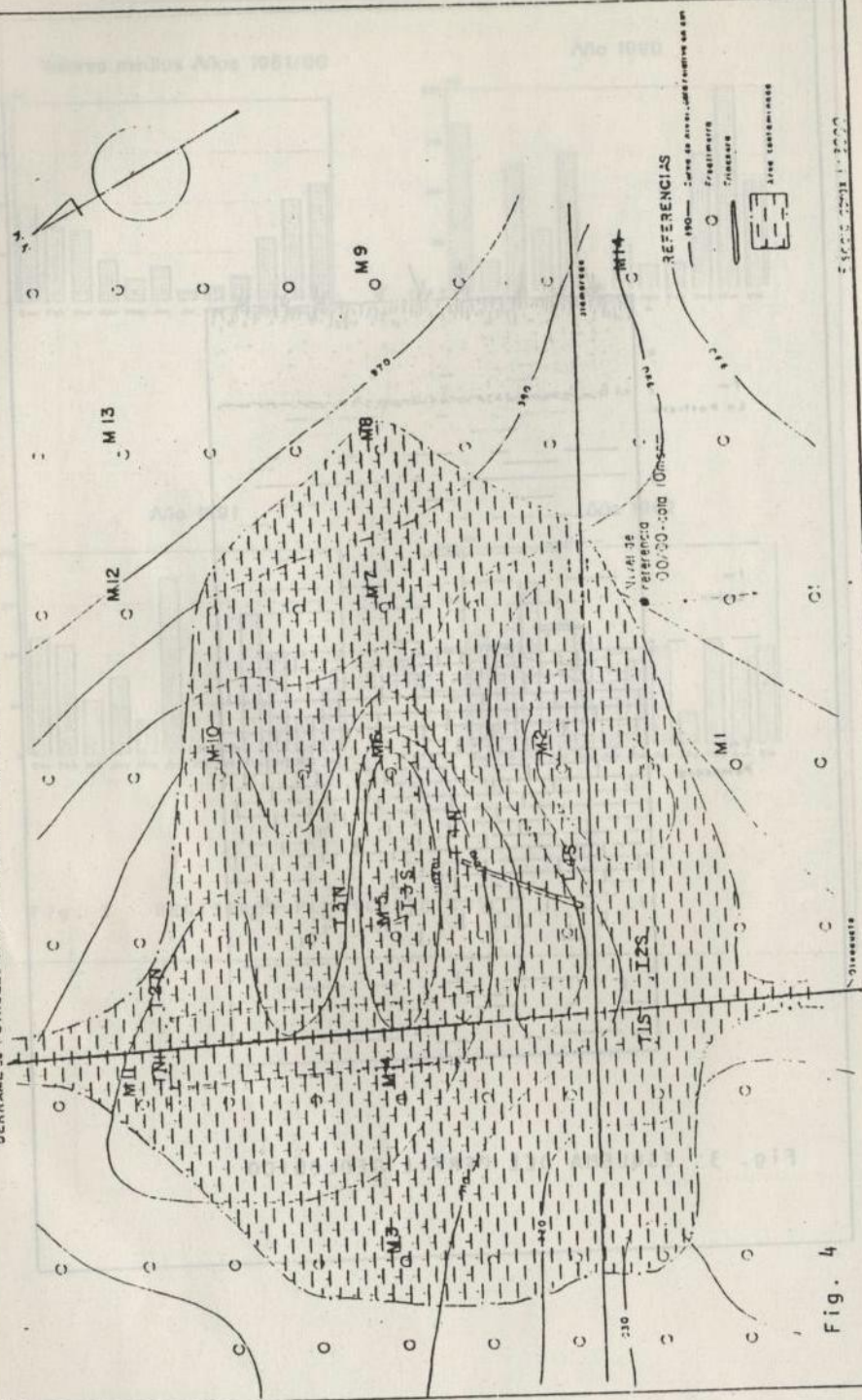


Fig. 4

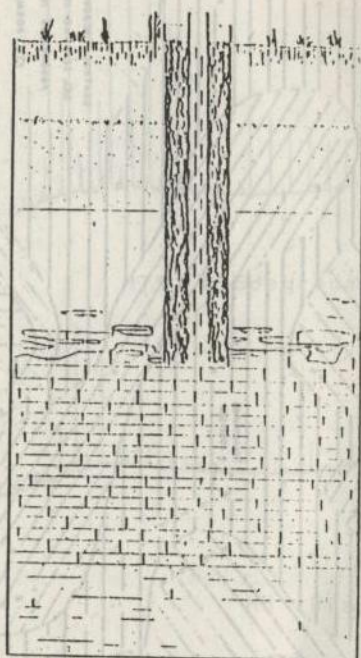


Fig. 5 DETALLE DEL FREATIMETRO

CONTROL Y DENSIFICACION DEL AREA
DEL CORRIENTE DE PETROLES EN LA
PROGRESIVA III DEL CIESBUETO
PTO ROSALES-LA PLATA

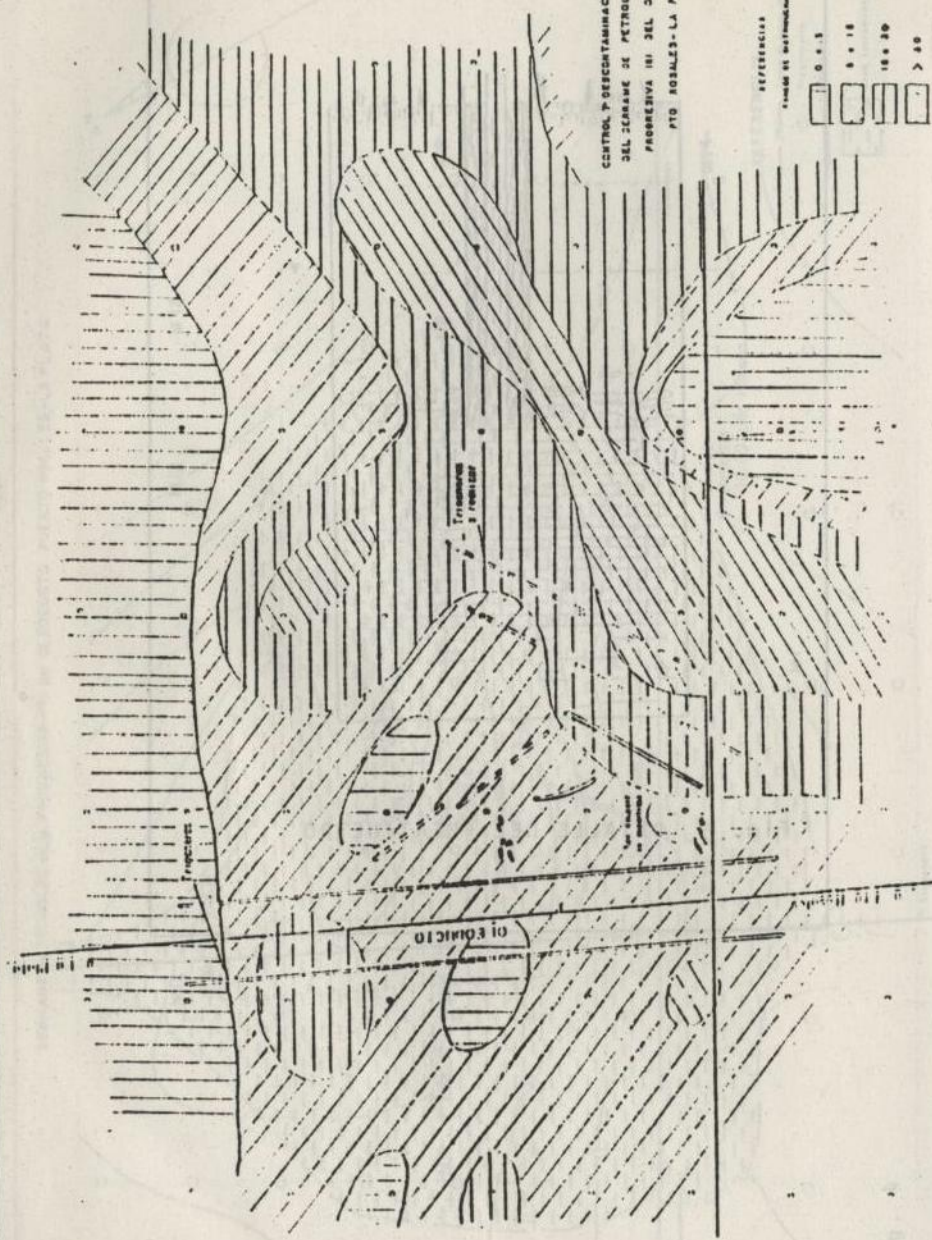
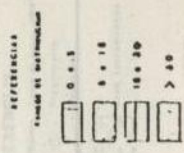


Fig. 6 Transmisividad

Fig. 7 DISTRIBUCION CROMATOGRAFICA DE LA
FRACCIÓN DE SATURADOS

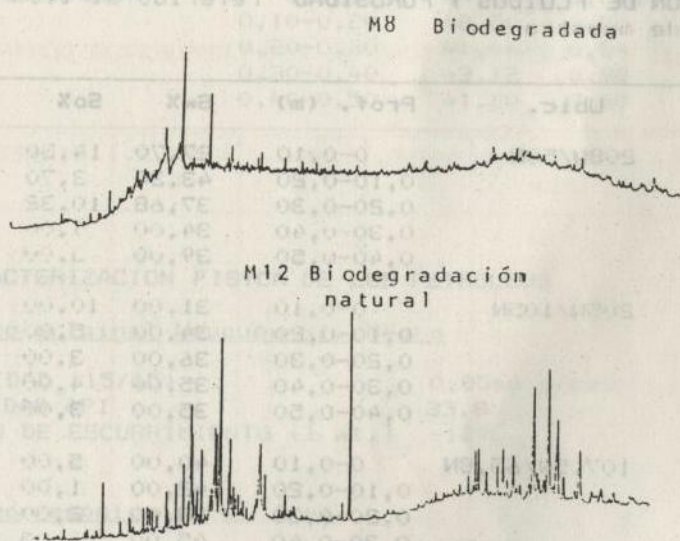
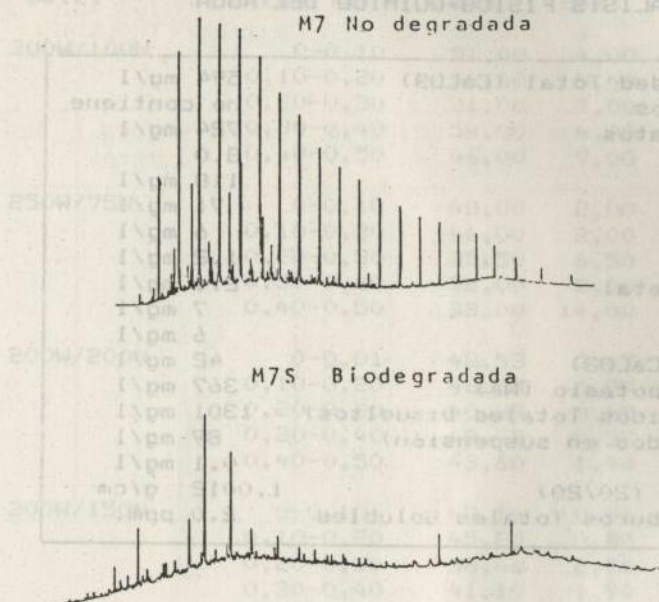


TABLA 1

ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA

Alcalinidad Total (CaCO ₃)	594 mg/l
Carbonatos	no contiene
Bicarbonatos	724 mg/l
pH	8.0
Cloruros	118 mg/l
Sulfatos	71 mg/l
Nitratos	6 mg/l
Fosfatos	1.2 mg/l
Hierro total	2.1 mg/l
Calcio	7 mg/l
Magnesio	6 mg/l
Dureza (CaCO ₃)	42 mg/l
Sodio y potasio (Na)	367 mg/l
STD (Sólidos Totales Disueltos)	1301 mg/l
SS (Sólidos en suspensión)	89 mg/l
Amonio	0.1 mg/l
Densidad (20/20)	1.0012 g/cm
Hidrocarburos Totales Solubles	2.0 ppm.

TABLA 2

SATURACION DE FLUIDOS Y POROSIDAD referido al 100% de volumen de muestra

Nº	Ubic.	Prof. (m)	Sw%	So%	Poros.%
1A	208W/50N	0-0,10	27,70	14,30	42
1B		0,10-0,20	43,30	3,70	47
1C		0,20-0,30	37,68	10,32	48
1D		0,30-0,40	34,00	7,00	43
1E		0,40-0,50	39,00	3,00	42
2A	205W/105N	0-0,10	31,00	10,00	41
2B		0,10-0,20	34,00	5,00	39
2C		0,20-0,30	36,00	3,00	39
2D		0,30-0,40	35,00	4,00	39
2E		0,40-0,50	35,00	3,00	38
3A	107,5W/65,8N	0-0,10	40,00	5,00	45
3B		0,10-0,20	42,00	1,00	43
3C		0,20-0,30	38,00	2,00	40
3D		0,30-0,40	45,00	4,00	49
3E		0,40-0,50	35,00	3,00	38
4A	300W/50N	0-0,10	23,00	9,00	32
4B		0,10-0,20	45,00	2,00	47
4C		0,20-0,30	37,00	3,00	40
4D		0,30-0,40	46,00	4,00	50
4E		0,40-0,50	57,00	3,00	61

TABLA 2 (Continuación)

Nº	Ubic.	Prof. (m)	Sw%	So%	Poros. %
5A	300W/100N	0-0,10	51,00	4,00	55
5B		0,10-0,20	56,60	5,40	62
5C		0,20-0,30	31,00	7,00	38
5D		0,30-0,40	54,00	4,00	58
5E		0,40-0,50	46,00	9,00	55
6A	250W/75N	0-0,10	48,00	2,00	50
6B		0,10-0,20	46,00	2,00	48
6C		0,20-0,30	35,50	6,50	42
6D		0,30-0,40	38,00	8,00	46
6E		0,40-0,50	33,00	14,00	47
7A	200W/200N	0-0,01	42,53	0,47	43
7B		0,10-0,20	46,23	0,77	47
7C		0,20-0,30	40,37	0,63	41
7D		0,30-0,40	42,43	0,57	43
7E		0,40-0,50	43,60	1,40	45
8A	300W/150N	0-0,10	43,14	0,86	44
8B		0,10-0,20	45,20	0,80	46
8C		0,20-0,30	38,46	2,54	41
8D		0,30-0,40	41,10	1,90	43
8E		0,40-0,50	43,00	2,00	45
9A	300W/200N	0-0,10	44,99	0,003	45
9B		0,10-0,20	42,20	0,80	43
9C		0,20-0,30	41,46	0,54	42
9D		0,30-0,40	43,12	0,88	44
9E		0,40-0,50	41,20	3,60	45

TABLA 3

CARACTERIZACION FISICA DE LOS PETROLEOS

A- Petróleo original Neuquén-Río Negro

DENSIDAD (15/15)	0,8560 g/cm3
GRAVEDAD API	33,8
PUNTO DE ESCURRIMIENTO (1 at.)	-12°C

B- Petróleo recogido en el área

DENSIDAD (15/15)	0,9012 g/cm3
AGUA	22%
VISCISIDAD (10°C)	222,02 cp
(20°C)	111,98 cp
(30°C)	62,50 cp
(40°C)	24,59 cp

TABLA 4

**DISTRIBUCION CROMATOGRAFICA
DE LOS COMPONENTES DE LOS PETROLEOS**

COMPONENTE	MUESTRA ORIGINAL % en peso	MUESTRA DEG. % en peso	DEG. ACUM. %
C3	0,11	----	0,11
C4	0,38	0,03	0,46
C5	1,16	0,01	1,61
C6	2,01	0,01	3,61
C7	3,46	0,04	7,04
C8	4,81	0,11	11,75
C9	4,27	0,34	15,74
C10	3,62	1,12	18,47
C11	2,70	2,67	19,01
C12	2,60	3,33	18,90
C13	2,22	3,07	18,60
C14	2,31	3,08	18,38

TABLA 5

CONTENIDO Y CARACTERISTICAS DE LOS COMPUESTOS CONTAMINANTES

MUESTRA	CONTAM. (ppm)	SATUR. %	AROM. %	ASFALT. %	BIODEG.
M1	270	-	-	-	-
M2	8800	46,9	27,2	25,9	NO
M3	160	-	-	-	NATURAL
M4	25400	58,3	26,9	14,8	NO
M5	12100	54,9	26,8	18,3	NO
M6	8700	39,6	29,2	31,2	SI
M7S	75400	47,5	29,6	22,9	SI
M7	5200	62,1	25,4	12,5	NO
M8	11600	43,8	28,9	27,3	SI
M9	212	-	-	-	NATURAL
M10	290	-	-	-	NATURAL
M11	476	-	-	-	NATURAL
M12	147	-	-	-	NATURAL
M13	251	-	-	-	NATURAL
M14	226	-	-	-	NATURAL

TABLA 6

ANÁLISIS DE CONTENIDO DE HIDROCARBUROS
EN MUESTRAS DE AGUA

RA DEG. n peso	DEG. ACUM. %
-	0,11
03	0,46
01	1,61
01	3,61
04	7,04
1	11,75
04	15,74
2	18,47
7	19,01
3	18,90
7	18,60
8	18,38

MUESTRA	CONCENTRACION (ppm)
arroyo	6
laguna	6
trincheras 1 sur	8
trincheras 2 sur	6
trincheras 3 sur	8
trincheras 4 sur	1320
trincheras 4 norte	16
trincheras 3 norte	<1
trincheras 2 norte	<1
trincheras 1 norte	24

ESTOS CONTAMINANTES

LT.	BIODEG.
-	-
9	NO
01	NATURAL
8	NO
3	NO
2	SI
9	SI
5	NO
3	SI
	NATURAL
	NATURAL
	NATURAL
	NATURAL
	NATURAL