

Remediación del derrame de hidrocarburos en el caso Barreal-Belén, Costa Rica

Fecha de recepción: 03/02/2009

Fecha de aceptación: 12/04/2009

Luis Carlos Vargas Fallas¹

Palabras clave

Contaminación de acuíferos, remediación de derrames de hidrocarburos, métodos de separación de hidrocarburos.

Key words

Groundwater pollution, hydrocarbon spill remediation, hydrocarbon separation methods.

Resumen

Se presenta el estado de avance en la atención del caso de derrame de hidrocarburos ocurrido en Barreal-Belén, Costa Rica, consistente en la fuga de cerca de 30.000 litros compuestos por gasolina y diesel, que están contenidos en un acuífero colgado ubicado a una profundidad de 20 a 22 metros. A este acuífero le subyace una capa de toba calcinada que ha funcionado como un sello e impedido el flujo hacia los acuíferos colima que le subyacen y que son utilizados para el abastecimiento de poblaciones. Se presenta la estrategia de trabajo para lograr la remediación establecida por la Comisión

Interinstitucional en el 2005. A dos meses de iniciados los procesos extractivos, se presenta las medidas adoptadas para separar los hidrocarburos de las aguas y se establece un pronóstico en años de operación, de acuerdo con dos posibles escenarios de limpieza.

Introducción

El recurso agua es un recurso de muy alto valor desde la perspectiva del abastecimiento a poblaciones, generación de energía, equilibrio y mantención de procesos ambientales y para fines de producción de bienes comerciables.

Por ser el agua y el territorio elementos totalmente inherentes, las modificaciones en el territorio en estado natural hacia sistemas artificiales, tienen consecuencias en la calidad del agua y en su disponibilidad. El caso de los hidrocarburos es uno de los que ha tomado relevancia en los últimos años, a causa de la ubicación de sus instalaciones de almacenamiento, y el expendio y trasiego de derivados en el territorio nacional, además de las descargas provocadas por aparatosos

1. Director de Gestión Ambiental del Recurso Hídrico, AyA. Correo electrónico: cavargas@aya.go.cr

derrames accidentales, por derrames ocultos descubiertos en años recientes y por derrames operativos no resueltos.

La atención de la remediación de estos derrames es un tema nuevo y se carece de experiencia en el ámbito nacional. Es necesario entender la complejidad y riesgos de esta situación para adoptar medidas de acción anticipada y buscar la aplicación de medidas de control y planeamiento para anticipar situaciones futuras y reducir los impactos en la medida de lo posible. No se aborda en esta publicación lo relacionado con los costos incurridos, aunque es un tema que merece atención.

Antecedentes

En el 2006 se avanzó considerablemente siguiendo el plan de trabajo diseñado por la Comisión Interinstitucional para la Remediación del Derrame y el AyA

En el área de estudio definida en el plan de trabajo original se ha realizado la perforación de pozos para confirmar las dimensiones del derrame.



Figura 1. Ubicación de la mancha contaminante (Fuente: Informe de Geostratu Consultores, S. A).

como Unidad Ejecutora del proceso de remediación del derrame de hidrocarburos descubierto en el 2004 en Barreal-Belén. Mediante la investigación geofísica, se logró confirmar la hipótesis de que el faltante de aproximadamente 30.000 litros, determinado por el OIJ en el inventario de la gasolinera, se encontraba bajo la zona definida como área impactada. En el área de estudio definida en el plan de trabajo original se ha realizado la perforación de pozos para confirmar las dimensiones del derrame (ver figura 1), así como para acondicionar pozos para extraer el hidrocarburo en la fase de extracción y separación del contaminante que fue prevista para iniciar en abril - mayo del 2007.

La labor se enmarca dentro de la cooperación y el trabajo integrado que facilita la Comisión Interinstitucional para la Remediación del Derrame que integra al Ministerio de Salud, Universidad de Costa Rica, AyA, SENARA, MINAE, Municipalidad de Belén, ESPH y a la representación comunal. Se ha contado con apoyo del ICE en la fase de perforación de pozos y se trabaja coordinadamente con la Comisión Nacional de Emergencias (CNE).

Planeamiento por etapas

Desde el 2006, la Comisión estableció un proceso de remediación que considera DOS ETAPAS: a) establecer el proceso de remediación de hidrocarburos mediante extracción de aguas, y b) una vez establecido el proceso, avanzar en la aplicación de medidas de remediación en suelos.

Está planeado que las evaluaciones de avance en la remediación en la primera etapa, se realicen mediante la contabilización de los volúmenes de hidrocarburo separado y dispuesto en las plantas procesadoras y mediante mapas de cambio progresivo en

los volúmenes del hidrocarburo remanente en el subsuelo.

A pesar de la falta de información, por razones prácticas, la duración del proceso de extracción y separación de hidrocarburos mediante extracción de las aguas contaminadas, se estimó en cinco meses en la primera fase y tres meses de ampliación en caso necesario, hasta alcanzar niveles de remediación aceptables.

En marzo del 2007 se recibió la visita de dos expertos de la EPA (Agencia de Protección Ambiental de USA), quienes evaluaron positivamente lo alcanzado a la fecha y emitieron recomendaciones para mejorar el proceso, en especial respecto a avanzar hacia la remediación en suelos como tenía previsto la Comisión.

Se ha estimado que la remediación realizada con personal de AyA y de las instituciones tendrá un costo final menor en un 40% al que se hubiera pagado por un contrato con empresas internacionales. Eso en el primer período de ejecución de la remediación en aguas, programado para ejecutarse en un lapso de 8 a 12 meses.

Ubicación del contaminante

Con los estudios detallados del acuífero, se determinó la existencia de una capa sello (toba calcinada) de características impermeables, que por condiciones locales ha mantenido contenida la mancha de contaminante, sin permitir el paso hacia los acuíferos subyacentes. Estos acuíferos son utilizados para abastecer de agua potable

a las poblaciones del Área Metropolitana de San José y para actividades diversas en la zona.

El efecto de contención del derrame a causa de esa capa sello, se ha corroborado con investigaciones en una red de control mediante muestreo y análisis de más de 30 sitios y más de 300 pruebas; en los aprovechamientos del AyA (túneles de Puente de Mulas y campos de pozos) y en los de carácter municipal y para usos privados, demostrándose que la mancha no se ha desplazado. Se ha verificado en los procesos de desarrollo de los pozos y con la medida de los espesores de hidrocarburo ubicado en el subsuelo, que es posible extraer la sustancia si se utilizan bombas especiales (bajo caudal y diámetro de menos de 100 mm) y una técnica de extracción apropiada.

Una vez obtenida la información hidrogeológica del sitio y con la información del derrame, se fijó el sistema de extracción que se utilizaría² y la Unidad Ejecutora (AyA - Dirección de Gestión Ambiental) lo consignó en el plan de trabajo y en los presupuestos en noviembre del 2006.

Experiencias en procesos de extracción

Se conoce que dependiendo de las técnicas utilizadas, y de los recursos tecnológicos y humanos, los procesos de extracción pueden tener resultados en meses o llegar a resultar muy prolongados en el tiempo (años), dada la dificultad para extraer la

2. Método normal para evaluar y limpiar las fugas de hidrocarburos que resultan en hidrocarburos flotantes (HF) en aguas subterráneas: 1. Obtener los datos hidrogeológicos del sitio, sobre la fuga, naturaleza y extensión de la contaminación (profundidad de los HF, espesor de los HF, extensión del área contaminada por los HF, viscosidad), concentración de los HF en la zona de agua vadosa por debajo de la fuente de contaminación y datos sobre los HF disueltos en el agua subterránea. 2. Evaluar si la información y los datos son suficientes para realizar la evaluación de alternativas para limpieza, si los datos no son suficientes, diseñar y realizar un programa para recoger los datos necesarios. 3. Evaluar alternativas para limpieza, incluyendo las siguientes: i) Remoción de los HF con depresión/remoción de las aguas subterráneas; ii) Remoción de los HF sin medidas de control del nivel de las aguas subterráneas; iii) Extracción por vapor y iv) Recuperación en líquido y por vapor. 4. Realizar la limpieza utilizando el método seleccionado.

Con los estudios detallados del acuífero, se determinó la existencia de una capa sello (toba calcinada) de características impermeables, que por condiciones locales ha mantenido contenida la mancha de contaminante, sin permitir el paso hacia los acuíferos subyacentes.

sustancia derramada en el subsuelo hasta alcanzar valores aceptables.

Algunos ejemplos de casos revisados son:

- A. Caso presentado por la empresa mejicana LESSER y Asociados, donde entre julio y setiembre del 2002, se reportó extracción de 7.882 litros de turbosina (3 meses). El derrame se estimó en 18.000 l, entrampados en los materiales arcillosos del subsuelo. Se redujo espesores de 2000 mm a 500 mm en el área con mayor cantidad de la sustancia. Para concluir la remediación, se indicó la necesidad de tomar medidas para extracción durante 12 ó 18 meses, y realizar la determinación de sustancias remanentes (benceno) en agua como criterio para continuar o detener el proceso (LESSER y Asociados, 2006)³.
 - B. Caso de remediación en la Faja Volcánica Transmejicana por derrame de 95.000 l a 95 m de profundidad, recuperado en un 84% en 7 meses. Al concluir se mantuvo un 16% de contaminación remanente en las tobas, andesitas y basaltos fracturados del material acuífero (ese valor incluye efecto bacteriano y evaporación). Se propuso el uso de bombas de bajo caudal, uso de cámaras de televisión submarina, biorremediación y uso de análisis de BETEX como criterio para detener procesos de remediación (SCT, 2002).
 - C. Informe de la US-EPA (2007) donde se indica que el sitio con la mayor recuperación de producto libre documentado, tuvo una remoción del 60% del derrame en un período de 13 años.
 - D. Reporte de 30.000 galones derramados en Kansas en un período de 10 años
3. Remediación realizada extrayendo la sustancia a profundidad de 5 m, mecánica y manualmente, con reinyección; reporta rendimiento de 20 a 30-35 litros/día para pozos con rendimiento alto; ocurre tasa decreciente desde una media de 15 litros/día a una media de entre 2-3 litros/día en dos pozos reportados; rendimiento total al inicio de 150 l/semana; se incrementa a 700 litros y se mantiene en 400 litros/semana cuando se detiene el proceso.

de operación (Burns & McDonnell, 2001), donde con sistemas patentados se logró remover 30 galones por semana en el primer año del proceso, en subsuelos con formación de roca fracturada.

Medidas para separación y disposición de hidrocarburos

Plantel de extracción

En este caso particular, el plantel de extracción está contiguo a la propiedad donde se ubica el pozo contaminado, de manera que se construyeron líneas de bombeo entre el plantel de extracción de hidrocarburos y el plantel donde se ubicó el sistema separador y el de almacenamiento y trasiego.

Plantel de separadores

Se diseñó y construyó un sistema de separación de los hidrocarburos que se extraiga del subsuelo, mediante una planta que se basa en las diferencias de densidad de las sustancias contaminantes presentes en el agua que se extraerá; esta planta se construyó con diseño y recursos del AyA (Ver Figura 2) bajo la dirección del autor.

Laboratorio de control

Se ha desarrollado tecnología aplicada para la medición de hidrocarburos en el sitio mediante equipos existentes en el país, técnicas de bajo costo y procesos no contaminantes desarrollados por el CELEQ de la Universidad de Costa Rica. De esta manera, el laboratorio instalado en el sitio, a) tendrá datos obtenidos en tiempo real, b) no dependerá de equipamiento de alto costo, y c) serán de fácil reposición las piezas en caso de daño del equipo, para mayor confiabilidad del proceso. En



Figura 2. Vista del plantel de separación de hidrocarburos.

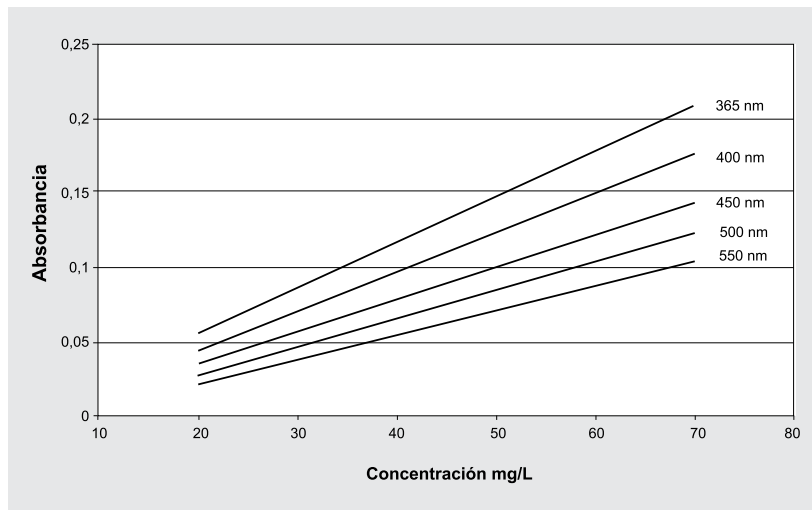


Figura 3. Resultados de mediciones de absorbancia para mezclas de hidrocarburos y agua. Desarrolladas por CELEQ-UCR para AyA. Comunicación personal del Dr. Rigoberto Blanco, Director del CELEQ-UCR.

la figura 3 se muestra resultados de las pruebas de la metodología desarrollada.

Diseño de procesos

Caudales de hidrocarburos por remover del terreno: Dada la existencia de las cantidades ya indicadas, se estableció hipótesis de extracción debido a la incertidumbre sobre el verdadero volumen

remanente y sobre los grados de éxito que se puedan alcanzar en el proceso, puesto que ello depende de:

- a) las técnicas, recursos humanos y equipos especializados disponibles,
- b) las características de respuesta del material geológico, y
- c) la puesta en ejecución, la evaluación y el ajuste operativo posterior.

Caudales por movilizar en el proceso: Se parte de la condición de extracción a bajos caudales mediante pozos piezométricos que están construidos (según el plan aprobado) en la zona de estudio, para ubicar la posición de la mancha del derrame y para su remediación. En general, las concentraciones de hidrocarburos en aguas son variables en el terreno (según los estudios y las experiencias analizadas en otros países), de manera que el plan de trabajo considera:

- a. Adquirir equipos especiales.
- b. Construir pozos de diámetro adecuado para ubicar equipo y para colocar las líneas de control de niveles y sondas.
- c. Manipular los equipos (subirlos-bajarlos, regular caudales) para lograr succionar el hidrocarburo puro (en las concentraciones más altas posibles).
- d. Evaluar el grado de éxito mediante volúmenes extraídos y mediante el mapeo del derrame.
- e. Preparar el plantel de extracción-disposición para dos posibles situaciones:
 - i) que se pueda extraer hidrocarburo como producto libre o puro, o ii) que deba procesarse agua con concentraciones de hidrocarburo cambiantes en el proceso total (cambio en concentraciones iniciales y finales en los 8 meses, y en los años posteriores) y durante el transcurso de cada jornada de extracción (variación durante el día de bombeo).

Análisis de caso 1. Hidrocarburo puro

Aspectos críticos por considerar deben ser

- a) Caudales por ser recibidos. b) Volúmenes de agua con hidrocarburos procesados. c) Determinaciones de la concentración de hidrocarburos en las aguas recibidas. d) Volúmenes por ser almacenados. e) Volúmenes que deben ser trasegados a RECOPE. f) Diseño y tipo de instalaciones. g) Asegurar que las concentraciones de aguas vertidas cumplen las indicaciones del Ministerio de Salud (concentraciones con menos de 30 ppm). h) Contar con controles externos respecto a la veracidad de las determinaciones de concentraciones de hidrocarburos. i) Que los recursos financieros disponibles sean ejecutables en el plazo asignado.

Condiciones para el diseño

- a) Limitantes de traslado entre el plantel de extracción y el de separación y disposición final. b) Limitantes para adquirir cierto tipo de equipo mediante compra u otro medio, dada la premura del caso y la inexistencia en el país de este tipo de equipo. c) La posibilidad y conveniencia de utilizar materiales del AyA tales como tanques, tuberías y accesorios, en lugar de comprar o fabricar tanques a la medida del diseño. d) La posibilidad y conveniencia

de utilizar personal nacional para construir los equipos. e) La existencia de centros de investigación nacionales que ya venían apoyando la fase de investigación y control del derrame.

Datos

En este caso, se consideró que existe la posibilidad de capturar el hidrocarburo puro y que las condiciones de diseño del plantel de separación y disposición final deben responder a esa opción.

El Cuadro 1 presenta los volúmenes por movilizar diariamente en las instalaciones. El dato que debe ser considerado es el máximo volumen diario, siempre que sea posible desde el punto de vista de la infraestructura³. El primer aspecto por considerar es el volumen de almacenamiento, que está limitado por la disponibilidad de tanques desechados por el AyA⁴, dados los trámites engorrosos para adquirir tanques nuevos o fabricados a las medidas necesarias en este caso.

Se determinó que es necesario contar con: *Tanque 1*: para recibir el hidrocarburo puro o agua con hidrocarburo, almacenar y trasegar a otros sitios en el plantel. *Tanque 2*: para almacenar hidrocarburo puro o agua con altas concentraciones. *Tanque 3*: para almacenar agua con bajas concentraciones de hidrocarburo ($c < 30$ ppm) y así poder verificar esas concentraciones antes del vertido en la quebrada Guaria. *Tanques para emergencias*: batería de tanque con

3. Para esta condición se tiene que los caudales de diseño son:

Volumen por extraer = 188 l/día

Total de días disponibles = 160 días

Jornada de trabajo del personal = 10 horas

Tiempo efectivo de bombeo = 50%

Caudal de bombeo desde el plantel de extracción: 0,01 lps.

Caudal de trasiego en las instalaciones de separación: de menos 0,5 lps.

Volumen de diseño = 2 veces el volumen de extracción.

Volumen de seguridad por derrame = 2 veces el volumen de extracción.

4. De dos tanques cilíndricos disponibles, se espera cortar y obtener tres tanques con volúmenes de 7 a 8 m³, dado que sus paredes se encuentran muy dañadas y deben ser reparadas. En caso necesario, deberán ser construidos o adquiridos mediante compra.

capacidad para recibir al menos el volumen del tanque 1, en caso necesario.

El Tanque 1 es el primer receptor del hidrocarburo extraído y desde éste se trasiega al Tanque 2 para almacenarlo temporalmente, antes de ser transportado a RECOPE. El cálculo, para las condiciones de extracción de hidrocarburo puro, considerando un caudal de bombeo que proviene del plantel de extracción, es de 0,01 lps.

Cuadro 1. Volúmenes totales de hidrocarburos puros por procesar para diferentes porcentajes de recuperación (En un plazo hipotético de 8 a 12 meses).

Volumen derrame reportado l	% de recuperación en el plazo de 8 meses	Volúmenes líquido (l) por procesar en plazo establecido (8meses)	Volúmenes diarios por procesar Litros/día
30.000	100 %	30.000	188
	70 %	21.000	131
	50 %	15.000	94
	25 %	7.500	47
	15 %	4.500	28
	10 %	3.000	19
	5%	1.500	9

Cuadro 2. Cálculos para extracción de hidrocarburos puros al 100% de recuperación.

Tanque 1			
a	Volumen diario	188	lts
b	Volumen útil de tanque	7000	lts
	Relación a/b	2,7	%
Tanque 2	Caudal de bombeo desde el plantel de extracción	0,01	lps
	Volumen útil	7000	lts
	Tiempo de llenado	18,67	días

Decisión

Construir el sistema separador con tanques descartados por el AyA, luego de haberlos utilizado para almacenar agua potable y una vez acondicionados para este fin, considerando las condiciones de volúmenes por trasegar según la hipótesis de remediación (ver Cuadro 2).

Diseñar-construir o adquirir

-Plataforma de soporte para los tanques
 -Acondicionar dos tanques
 -Instalar tuberías para trasiego
 - Instalar equipos de bombeo
 -Energizar los sistemas y el plantel
 - Realizar instalaciones de seguridad
 - Un sitio para trasvase a cisterna (para enviar al Plantel de RECOPE en Limón)
 - Un sistema de control de concentraciones en tiempo real
 - Adquirir equipo para laboratorio de control e instalarlo en el sitio.

Análisis de caso 2. Hidrocarburo impuro

Aspectos críticos

a) Caudales por ser trasegados y tratados. b) Volúmenes de agua con hidrocarburos que deben ser procesados. c) Determinaciones de la concentración de hidrocarburos en las aguas recibidas, medición que debe ser obtenida en tiempo real prácticamente. d) Volúmenes por ser almacenados. e) Volúmenes por disponer en la Quebrada Guaría. f) Volúmenes que deben ser trasegados a RECOPE. g) Diseño y tipo de instalaciones. h) Asegurar que las concentraciones de aguas vertidas cumplen las indicaciones del Ministerio de Salud (concentraciones con menos de 30 ppm). i) Contar con controles externos respecto a la veracidad de las determinaciones de concentraciones de hidrocarburos que sean realizadas. j) Que los recursos financieros disponibles sean ejecutables en el plazo asignado.

Condiciones para el diseño

a) No existen limitantes de sitio, dado que los planteles de extracción y de separación

y disposición final son colindantes. b) Existen limitantes para adquirir cierto tipo de equipo mediante compra u otro medio, dada la premura del caso y la inexistencia en el país de este tipo de equipo. c) La posibilidad y conveniencia de utilizar materiales del AyA tales como tanques, tuberías y accesorios. d) La posibilidad y conveniencia de utilizar personal nacional para construir los equipos. e) La existencia de centros de investigación nacionales que ya venían apoyando la fase de investigación y control del derrame.

Datos

Se diseñó el proceso considerando que los resultados de la determinación de las concentraciones analizadas en las aguas contenidas en el Tanque 1, presenten las siguientes posibilidades:

- Las concentraciones son de menos de 30 ppm.
- Las concentraciones son de más de 30 ppm, pero de menos de 50 ppm.
- Las concentraciones son de más de 50 ppm y se cuenta con cisterna al completar el volumen del tanque 2.
- Las concentraciones superan los 50 ppm y no existe posibilidad de transporte mediante cisterna al plantel de RECOPE.
- Las concentraciones van de 500 ppm a 1500 ppm, o sea, que no es producto libre.

Decisión

Adicionalmente a los tanques ya indicados, instalar un separador patentado manual con acción cualescente, adquirir equipo menor existente en el país y contar con servicios de centros de investigación para muestreo y análisis de concentraciones de hidrocarburos (ver figura 4).

Las condiciones de eficiencia del equipo separador patentado fueron facilitadas por la empresa oferente⁵ y respaldadas por pruebas de laboratorio (INFORME DE PRUEBA – N. E/81314-CMB/04)⁶.

Una vez verificadas las condiciones, se indicó la compra conforme a lo siguiente:

Caudal del separador = 0,56 lps

Factor seguridad = 90 %

Caudal de diseño para operar = 0,5 lps.

Concentración de ingreso = 1.000 mg/l

Concentración admitida < 30 mg/l (Ministerio de Salud).

Densidad aceite –diesel = 0,84 kg/l (Informe de CELEQ, Universidad de Costa Rica).

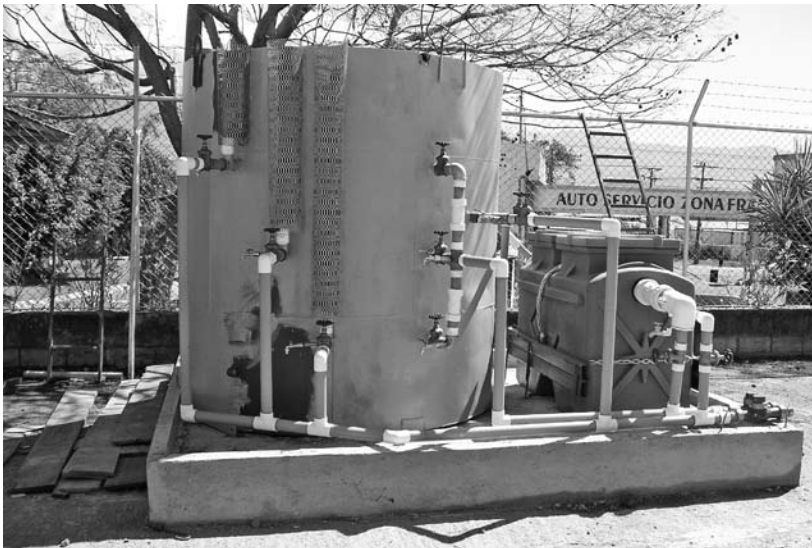


Figura 4. Sistema de recepción de bombeo (T1) y separador patentado en proceso de instalación (válvulas de trasiego, control de niveles y tuberías).

5. Sr. Elkin Mejía, Gerente General de PIMESA S.A. San José, Costa Rica. Comunicación personal.

6. DATOS DE INFORME DE PRUEBA – N. E/81314-CMB/04

Caudal de diseño del dispositivo separador marca ZP-2000 = 0,56 lps

Concentración de ingreso = 1.000 mg/l

Concentración de salida (diesel)

Mínima = 12,5 mg/l, Media = 18,2 mg/l, Máxima = 28,3 mg/l

Número de Reynolds = 70.000

Densidad aceite – diesel = 0,82 – 0,86 kg/l.

Diseñar-construir o adquirir

-Plataforma de soporte para los tanques
- Acondicionar tres tanques - Comprar e instalar separador patentado (se localizó un separador en el país disponible para la compra) - Instalar tuberías para trasiego
- Instalar equipos de bombeo -Energizar los sistemas y el plantel - Realizar instalaciones de seguridad - Un sitio para trasvase a cisterna (para enviar al Plantel de RECOPE en Limón) - Un sistema de control de concentraciones en tiempo real - Adquirir equipo para laboratorio de control en el sitio.

Aspectos operativos sobre las posibles concentraciones esperadas

El Cuadro 3 muestra las condiciones extremas esperadas para las condiciones de operación con concentraciones bajas (de 30 mg/l o menos) y altas (producto libre).

Para concentraciones bajas, el proceso es totalmente factible (según experiencias analizadas en otros países), pero requiere un proyecto de extracción muy prolongado en años, para una remediación al 100%, lo que resulta inadecuado desde el punto de vista operativo y práctico.

En el caso de extracción de hidrocarburo puro, se obtendría resultados de remoción del 100% en un plazo corto (de 8 meses a un año), pero está limitado por las condiciones del sistema acuífero, aspecto que solamente se sabrá una vez iniciado el proceso de extracción –disposición previsto para el primer semestre del 2007, y la evolución según los avances en el proceso.

Proyecciones de remediación

Limitantes para el cálculo de proyecciones de remediación

Los aspectos importantes por considerar son los siguientes:

Ausencia de certeza sobre el volumen real del derrame. Dado que entre el período en que se realizó el peritaje por la Sección de Delitos Económicos y Financieros del OIJ (ver Tomo 1 a 6 – Unidad Ejecutora – Dirección Ambiental) y el momento en que se encuentra el proceso de preparación de las instalaciones y de las perforaciones de exploración y extracción para la remediación (abril 2007), transcurrió un lapso importante. En este lapso se ha perdido parte de la sustancia por :

- i. vaporización de hidrocarburos desde la formación acuífera (proceso no medido).

Cuadro 3. Hipótesis extremas de tiempo de extracción para derrame de 30.000 litros.

Análisis de extremos para eficiencia de recuperación del 100% (derrame de 30.000 litros)		
Periodo de extracción		
Concentración	Producto libre	30
Años extracción		102 años
Meses extracción	8 meses	
Volumen por trasegar		
Agua (l/día)	0	36.000
Agua (m3/día)	0	36
Hidrocarburo(l/día)	187,5	1,22
Periodicidad de cisterna (días)	10,7	No necesaria

- ii. acción microbiana (proceso no medido).
- iii. pérdida por flujo en acuífero (se descarta este proceso con base en resultados del plan de muestreo y análisis de pozos privados y de instituciones, pues no detectó presencia de sustancia atribuible al desplazamiento del derrame).

Para estimar el valor se requiere contar con equipo que se ha retrasado en la compra y entrega por parte de la CNE. Esto es determinante para poder realizar proyecciones, dado que determina totalmente los niveles de extracción y los alcances de la remediación.

El comportamiento del acuífero. Respecto a su respuesta en el proceso, existe incertidumbre sobre: i) las concentraciones que se obtendrá con los equipos y la técnica de extracción por bombeo aplicada en el subsuelo, a baja velocidad de extracción y en la capa de producto libre sobrenatante (ver Informe Plan de Trabajo AyA - nov. 2006), y ii) la eficacia del proceso (EF), definida como volumen real al inicio de la remediación (VHI) menos el volumen remanente al concluir el proceso (VHF) como porcentaje.

$$EF = 100(VHI-VHF)/VHI)$$

Lo anterior dado que no se tiene experiencias con estos materiales y en general, sobre el tema, por ser la primera experiencia de derrame en el país y para el personal de la Unidad Ejecutora del AyA.

Este aspecto se subsanará en la medida en que se avance en el proceso.

Desconocimiento sobre las eficiencias reales en el proceso de separación-disposición. No obstante contar con datos de eficiencias ya anotadas, se desconoce el comportamiento real del proceso. Sin embargo, se ha estimado valores de eficiencia para poder realizar proyecciones sobre el proceso de remediación, los cuales serán ajustados en la medida en que se

avance en el proceso, en meses de fines del 2007.

Incertidumbre sobre la disponibilidad de equipos y servicios. Este aspecto se refiere a las dificultades y retrasos que se originan en el proceso de contratación de servicios y la compra de equipos, lo que dificulta seriamente:

- a. el cumplimiento de los planes de trabajo en forma rápida.
- b. los ajustes que deben ser adoptados.
- c. cumplir las metas fijadas por falta de información, falta de equipo adecuado y tiempo.
- d. el logro de una eficiencia de proceso adecuada.

Proyecciones para el caso de extracción de hidrocarburo puro

Para el caso de extracción de hidrocarburo como producto libre, se obtiene variaciones muy acentuadas, dependiendo del VHI existente (remanente en el acuífero) al iniciarse la extracción. Esto reafirma la necesidad de determinar ese valor con la mayor certeza posible y a la mayor brevedad.

En el Cuadro 4, se tiene que el VHI es el reportado por el OIJ, pero si fuera menor, se debe recalcular las cantidades con la ecuación siguiente:

VR = 30.000 litros reportados por peritaje

VHI/VR = relación entre el volumen real inicial y el reportado por peritaje

Se debe considerar que esta forma de extracción es la más favorable desde el punto de vista operativo, dado que solamente se requiere almacenar temporalmente y luego transportar el hidrocarburo puro al plantel de RECOPE.

Sin embargo, no se tiene certeza de que se pueda realizar la extracción de hidrocarburo al menos en las cantidades indicadas.

Cuadro 4. Volúmenes diarios por extraer según volumen por recuperar para un período de operación de 8 meses. VHI=30000 l.

Volúmenes de trasiego para un valor de VHI=30.000			
Extracción (%)	Volumen por recuperar (l)	Producto libre	
		Volumen/día por ser extraído	
100	30000	188	
70	21000	131,3	
50	15000	93,8	
40	12000	75,0	
35	10500	65,6	
20	6000	37,5	
15	4500	28,1	
10	2250	18,8	
5	1500	9,4	

Proyecciones considerando ocho meses de remediación

Si se considera concentraciones constantes durante el proceso, se obtiene los resultados mostrados para cada concentración posible en el Cuadro 5.

Este cuadro se basa en: a) que los cálculos fueron realizados a partir de procesos que

consideran las eficiencias y los equipos ya indicados, b) que en este período de operación (de 8 meses a un año) no existen limitaciones del sistema ni operativas para mantener el proceso.

En este Cuadro se aprecia que:

- Para concentraciones bajas ($c < 30 \text{ mg/l}$), se tendrían recuperaciones en 8 meses a un año, de entre 0,7% y hasta 4,3%, dependiendo del VHI.
- Entre más de 30 y cerca de 300 mg/l, se produce una pérdida importante de eficiencia del proceso de separación-disposición que limita la velocidad de extracción del acuífero, de manera que las eficiencias de recuperación del derrame se dan entre el 0,3% y el 3,3%, dependiendo del VHI.
- Entre 400 y 1500 mg/l, el proceso de separación determina mejoras en la recuperación, que van del 1,8% al 54,3%, dependiendo del VHI.
- En todo caso, se logra mejores resultados de recuperación en la medida en que el valor del VHI es menor.

Cuadro 5. Valores de Eficacia de Proceso (EF) para diferentes concentraciones de operación para ocho meses de remediación.

Valores de Eficacia de Proceso (EF) para diferentes concentraciones de operación para ocho meses de remediación									
	Concentraciones esperadas promedio								
	30	50	100	200	300	400	500	1000	1500
VHI	%								
30000	0,7	0,1	0,2	0,3	0,5	1,8	2,4	5,1	8,1
15000	1,30	0,18	0,35	0,67	0,99	3,66	4,86	10,29	16,29
10500	1,9	0,3	0,5	1,0	1,4	5,2	6,9	14,7	23,3
4500	4,3	0,6	1,2	2,2	3,3	12,2	16,2	34,3	54,3

Eficacia del proceso definida como: Volumen real al inicio de la remediación - Volumen remanente al concluir el proceso, como porcentaje. $EF = 100((VHI - VHF) / VHI)$

Proyecciones con tasas decrecientes y datos reales preliminares

No obstante estar en la primera etapa operativa, resulta conveniente estimar los resultados esperados para las siguientes condiciones:

- a. diferentes valores de VHI
- b. concentraciones a tasas decrecientes
- c. comprobación puntual con datos de extracción real promedio

Se fijó además los valores necesarios (parámetros operativos) para poder realizar estimaciones preliminares y los datos reales corresponden al período de ejecución del 2007 al 2008.

En la medición se utilizaron dos métodos para cuantificar la cantidad de hidrocarburo puro extraído, a saber: a) por medición de concentraciones de hidrocarburos totales a partir de: i) determinaciones espectrofotométricas (Espectronic 20) en el laboratorio local⁷, ii) comprobaciones mediante muestras control tomadas y analizadas por el CELEQ-UCR. En este método, usando destilación por vapores y arrastre por reflujo, el límite de detección es de 9 mg/l y la incertidumbre es de 6 mg/l⁸. b) Por medición de espesores en T1 mediante una sonda para determinación del nivel de agua en pozos. (V. Ramos y L. Castro, 2007), con una incertidumbre desconocida.

Según el primer método, se ha extraído 14,1 litros de hidrocarburo, con lo que la concentración promedio de trabajo al 31 de agosto del 2007 fue de 147 mg/l.

La tasa promedio de extracción es de 0,34 litros/día. Por el otro medio de medición, se reporta un volumen extraído de 256 l en 187 horas de bombeo, para un valor de 12,8 l/día.

7. Se utiliza la metodología para medición de hidrocarburos totales desarrollada para AyA por CELEQ-UCR. 2007.
8. Reportado por el Laboratorio de Electroquímica del CELEQ-UCR.

Resultados de proyecciones

Se espera optimizar el proceso de extracción, por lo cual se ha realizado cálculos para las concentraciones posibles.

Tomando esos valores, se realizó varios análisis de situación:

Para condiciones de extracción de agua con hidrocarburo (concentraciones entre 1500 y 500 mg/l) en forma continuada con la técnica indicada. En este caso, se asume que existirá un remanente de hidrocarburo (40% de derrame residual no recuperable físicamente), dadas las experiencias de otros países señaladas en este informe.

Para condiciones de extracción de hidrocarburo puro, con producción adicional de agua con hidrocarburo a baja concentración en caudales de menos de 0,5 lps. En este caso, se asume que existirá un remanente de hidrocarburo (20% de derrame residual no recuperable físicamente), dadas las experiencias señaladas.

En ambos casos, las proyecciones se hicieron partiendo de un valor de VHI=30.000 l como volumen remanente a la fecha, dado que se desconoce el valor real (Ver figura 5). Pronósticos de resultados más favorables se obtienen para valores de VHI menores.

Para obtener estos resultados, se elaboraron cálculos de eficiencias de extracción y procesamiento en planteles, salvo para procesamiento a 30 mg/l (inaceptable por el plazo prolongado de remediación). El manejo de aguas con concentraciones de hidrocarburos de menos de 1000 ppm reducen la eficiencia del proceso considerablemente y se vuelve la limitante principal.

Estos cálculos se resumen en los cuadros 6.a y 6.b, seleccionados de las cuatro

posibilidades analizadas para el valor de VHI (como se sabe, el valor real es actualmente desconocido) para las posibles concentraciones por obtener y en función de los equipos de separación acordados en el Plan de Trabajo (noviembre 2006).

En esta etapa inicial del proceso de remediación, se ha alcanzado una tasa diaria de 0,34 litros/día de hidrocarburo puro, lo que corresponde a un proceso de remediación muy prolongado. Aún para valores de 12 l/día de hidrocarburo puro, los resultados se alcanzarán en varios años.

Cuadro 6. A. Volúmenes y plazos de extracción. Fuente: cálculos.xls

Volúmenes y plazos de extracción de hidrocarburo a diferentes concentraciones										
Capacidad de cisterna	2	m3								
Volumen = VHI	30000	Litros								
Volúmenes y plazos de extracción										
Concentración (ppm)		30	50	100	200	300	400	500	1000	1500
Meses de extracción		8	8	8	8	8	8	8	8	8
Volúmen-hidrocarburo puro (l)		195	27	52	101	148	549	729	1.543	2.443
Porcentaje remediación		0,7	0,1	0,2	0,3	0,5	1,8	2,4	5,1	8,1
Volúmenes por trasegar										
Volumen por trasegar										
Agua (l/día)		36.000	21.600	10.800	5.400	3.600	2.700	2.160	1.080	720
Agua (l/seg)		1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5
Agua (m3/día)		36	21,6	10,8	5,4	3,6	2,7	2,16	1,08	0,72
Hidrocarburo(l/día)		1,2	0,2	0,3	0,6	0,9	3,4	4,6	9,6	15,3
Periodicidad de cisterna(años)		No necesario	5,0	2,5	1,3	0,9	0,2	0,2	0,1	0,1
Años		102,3	745,0	381,3	197,6	135,0	36,5	27,5	13,0	8,2
Porcentaje de remediación		100	100	100	100	100	100	100	100	100

Cuadro 6. B. Volúmenes y plazos de extracción. Fuente: cálculos.xls

Volúmenes y plazos de extracción de hidrocarburo a diferentes concentraciones										
Capacidad de cisterna		3	m3							
Volumen = VHI	4500	Litros								
Concentración (ppm)		30	50	100	200	300	400	500	1000	1500
Meses de extracción		8	8	8	8	8	8	8	8	8
Volúmen-hidrocarburo puro (l)		195	27	52	101	148	549	729	1.543	2.443
Porcentaje de remediación		4,3	0,6	1,2	2,2	3,3	12,2	16,2	34,3	54,3
Volúmenes por trasegar										
Volumen por trasegar										
Agua (l/día)		36.000	21.600	10.800	5.400	3.600	2.700	2.160	1.080	720
Agua (l/seg)		1	0,30	0,3	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5
Agua (m3/día)		36	21,6	10,8	5,4	3,6	2,7	2,16	1,08	0,72
Hidrocarburo(l/día)		1,2	0,2	0,3	0,6	0,9	3,4	4,6	9,6	15,3
Periodicidad de cisterna(años)		No necesario	7,4	3,8	2,0	1,4	0,4	0,3	0,1	0,1
Años extracción		15,4	111,7	57,2	29,6	20,3	5,5	4,1	1,9	1,2
Porcentaje de remediación		100	100	100	100	100	100	100	100	100

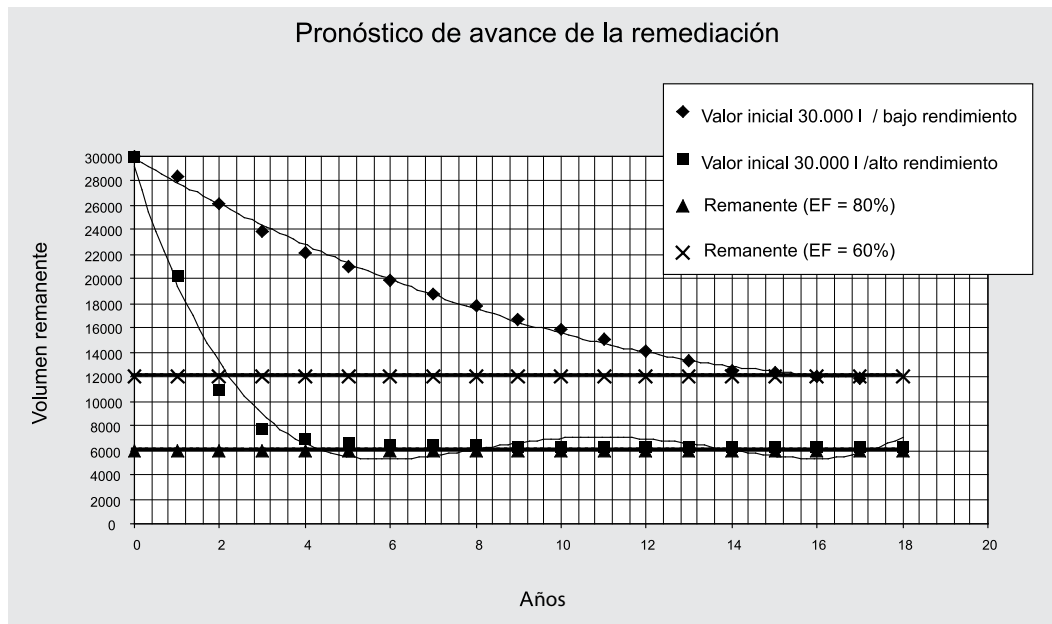


Figura 5. Proyecciones del proceso de remediación para VHI=30.000 l.

Conclusiones

- a. Se obtuvo un pronóstico de remediación a partir de parámetros operativos y del ajuste con datos reales obtenidos en el primer mes de operación, el cual indica que: i) con las tasas de extracción bajas (de 0,9 a 0,33 l/día), el proceso de remediación dará resultados importantes en el largo plazo, ii) en el corto plazo, los porcentajes de remediación son bajos, a menos que se adopte medidas para aumentar la extracción de hidrocarburo puro.
- b. Para valores de VHI menores, se obtendrá mejores resultados en cuanto al plazo de remediación, pero se desconoce el valor real del derrame.
- c. En procesos como éste, debe asegurarse la entrega de equipos y servicios a tiempo, dado que se limita la obtención de información vital para la remediación y especialmente, asegurar la agilidad necesaria para garantizar que los cambios y ajustes de estrategia se puedan realizar en plazos adecuados según la urgencia del caso.
- d. Como criterio para detener el proceso de remediación, se debe adoptar la medición de valores de hidrocarburos remanentes en aguas, en función de los valores comparados con los límites seguros para su potencial consumo humano.
- e. Con los datos actuales, se ha determinado como de bajo riesgo que el derrame de hidrocarburo se desplace al acuífero regional, dadas las condiciones hidrogeológicas de la zona, lo cual se ha comprobado mediante el sistema de red de monitoreo regional, al analizar:
 - i) muestreo y análisis en cerca de 490 ocasiones (reporte a diciembre 2007) en 32 puntos (sistemas AyA, estación gasolinera, pozos privados).

- ii. presencia de hidrocarburo libre sobre la napa freática, bajo la bomba gasolinera y en los sitios aledaños sobre el acuífero confinado.
- iii. resultados negativos para detección de hidrocarburos totales en el resto de la red.
- iv. resultados negativos para BETEX y sustancias de importancia en salud (benceno, tolueno, etilbenceno, xileno) en el resto de la red de estudio.
- v. resultados de MTBE.
- f. Se desconoce el volumen total del derrame remanente por la falta de equipo especializado, lo cual no limita las acciones operativas, pero sí el alcance de las proyecciones.
- g. Se debe evaluar la adopción de otras medidas para mejorar la captura de hidrocarburo puro y acortar el plazo de remediación, otras técnicas para el proceso de extracción-remediación intra acuífero y realizar mejoras en la capacidad operativa de la Unidad Ejecutora, ya incluidas en el Plan de Trabajo (noviembre 2006).

Bibliografía

1. Burns & McDonnell. 2001. *US Army Corps of Engineers Free Product Remediation – limestone bedrock fracture system*. Custer Hill, Fort Riley, Kansas.
2. INFORME DE PRUEBA – N. E/81314-CMB/04 A ZEPPINI COMERCIAL LTDA. Estrada Particular Sadae Takagi, 665 Cooperativa, São Bernardo do Campo – SP CEP: 09852-070 REF.: (42 078) Grupo Falcão Bauer, Laboratório de La Universidad PUC.
3. LESSER y Asociados. 2006. Informes sobre proceso de remediación para PEMEX – México. Documentos de expediente en la CNE. Costa Rica P.irr.
4. Ramos V. y Castro L. 2007. Tabla resumen de los volúmenes de hidrocarburos extraídos. AyA.
5. SCT. 2002. Metodología para saneamiento de acuíferos profundos por derrame de hidrocarburos. Secretaría de Comunicaciones y Transporte. Instituto Mexicano de Transporte. Publicación Técnica N.º 196. México.
6. US EPA, 2007. *Groundwater pollution by hydrocarbons in the Central Valley Aquifer, Costa Rica*. por Jacqueline Jack y Lee Thomas. Informe IAEA-TCR-03481. pag. 5.