

El estado de Tabasco es una de las regiones del país en donde la presencia del petróleo, su extracción y transporte tiene mayor antigüedad, pero como todo proceso productivo, y más el del petróleo, ha traído consecuencias en los aspectos políticos, económicos y sociales, entre otras cosas un desarrollo industrial acelerado e irregular y también descomposición social en el campo y contaminación, la historia de la relación de Pemex y el estado de Tabasco se puede dividir en dos, una la que ha mantenido la paraestatal con los diferentes gobiernos estatales y otra la que se ha dado en la realidad con las organizaciones campesinas, las comunidades o las personas afectadas por la contaminación, contaminación que difícilmente se puede impedir en un proceso de extracción del petróleo pero si se puede llevar a niveles tolerables de acuerdo a la legislación ambiental en vigor, el petróleo se puede extraer en condiciones que impidan afectar la ecología pero también el producto de la venta de ese petróleo debe de ser en beneficio, primero de las regiones donde se extrae y segundo del país en general, se proyecta que para el próximo año venderemos al extranjero en números redondos 14 mil millones de dólares pero pagaremos de intereses de la deuda externa 18 mil millones de pesos.

Que es el petróleo? La palabra petróleo, proviene del latín petroleum (petra-piedra y oleum-aceite), significa aceite de piedra, básicamente es una combinación de hidrogeno y carbono.

Existen básicamente dos teorías acerca de la formación del petróleo : la inorgánica que explica la formación del petróleo como resultado de reacciones geoquímica entre el agua y el bióxido de carbono, además otras sustancias inorgánicas como carburos y carbonatos de metales ; y la orgánica que determina que el petróleo es producto de la descomposición de organismos vegetales y animales, los cuales fueron sometidos a grandes presiones y altas temperaturas.

El petróleo se encuentra en el subsuelo en formaciones de tipo arenoso o calcáreas, asumiendo los tres estados físicos de la materia : sólido, líquido y gaseoso; su color varia entre el negro y el ámbar, su densidad es menor que la del agua.

En el subsuelo , se encuentra por lo general una capa de agua, en la parte superior el petróleo líquido y encima de este el gas.

Es necesario que existan ciertas condiciones para dar lugar a un yacimiento donde se acumule petróleo y gas, estas condiciones son la existencia de : una roca almacenadora, porosa y permeable, en forma tal que el petróleo pueda moverse a través de sus poros, una roca impermeable, que selle y evite el escape del petróleo hacia la superficie y el yacimiento debe tener forma de trampa, es decir, que las rocas impermeables se encuentren dispuestas en tal forma que el petróleo no pueda moverse.

EXPLORACION.

Las actividades de la industria petrolera comienzan con la exploración, que es el conjunto de tareas de campo y oficina cuyo objeto es descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o extensiones de los existentes.

La Exploración puede dividirse en varias etapas :

*Trabajos de reconocimiento : consisten en el estudio de las condiciones geológicas de un área para estimar las posibilidades de que contenga hidrocarburos en su subsuelo, incluyen acciones fotogeológicas y de geología superficial y estudios físicos de gravimetría, magnetometría y sismología regional.

*Trabajos de detalle : se realizan en áreas seleccionadas por presentar mayores posibilidades de contener hidrocarburos, el método más valioso para este tipo de trabajo es el sismológico.

*Estudios para localización de pozos exploratorios : la información obtenida de las exploraciones geológica y geofísica se analiza para decidir los sitios donde deben perforarse los pozos exploratorios.

*Análisis de resultados obtenidos para programar la perforación de nuevos pozos : durante la perforación se estudian las muestras de roca cortadas y con los resultados se definen las capas del subsuelo que contienen hidrocarburos y de las cuales puede extraerse petróleo.

ACTIVIDADES EXPLORATORIAS EN TABASCO.

La exploración en el estado de Tabasco se inició en 1863 cuando el sacerdote Manuel Gil y Saenz descubrió cerca de Tepetitán lo que se llamó "Mina de San Francisco".

En 1883, el Dr. Simon Sarlat , Gobernador del Estado, mandó a perforar un pozo a 27.4 metros de profundidad del que se obtuvo una pequeña producción de aceite ligero.

A principios de siglo la planicie costera del Estado fue explorada con métodos geofísicos sin resultados sobresalientes, después de 1938, PEMEX inicia la exploración descubriéndose una gran cantidad de campos, principalmente en las cuencas salinas del Istmo y de Macuspana y la subcuenca de Comalcalco, la producción obtenida proviene de yacimientos arenosos de edad Terciaria en campos como : Cinco Presidentes, Ogarrio, Sanchez Magallanes, Mecoacan, Jose Colomo, Chilapilla, Hormiguero, Tupilco y Castarrical.

El 3 de Marzo de 1958 se puso en marcha la primera planta de absorción de la unidad petroquímica de Cd. Pemex.

En 1962 entraron en operación las plantas de absorción y deshidratación de crudo de la Unidad Petroquímica La Venta.

Para 1968 ya se había explorado el 50% del Estado y localizadas las principales estructuras productoras.

En 1972, se terminaron los pozos : Sitio Grande 1 y Cactus 1, que son la referencia histórica para señalar el inicio del llamado “boom” petrolero en el Estado de Tabasco durante los siguientes 8 años se continuaron los trabajos de exploración descubriéndose en total 24 campos productores en el área denominada Chiapas-Tabasco, en 1980 en Tabasco se producían diariamente 1 millón 100 mil barriles de petróleo, equivalentes al 76%de la producción nacional.

A principios de los ochenta se descubrieron los campos de Cárdenas, Mora y Bellota y en los cinco años siguientes se localizaron los yacimientos mas significativos de la década : Caparroso, Sen, Luna, Pijije y Cardo, después de 24 años de exploraciones se han descubierto en total 40 yacimientos en esta región, en la actualidad es cada vez mas difícil descubrir nuevos campos, para lograrlo será necesario perforar a profundidades superiores a los 7,500 metros.

Las petroquímicas representan el riesgo mas alto a que puede llegar el proceso de explotación del petróleo, ya que en ese tipo de instalaciones se concentra el proceso y el manejo de sustancias altamente peligrosas combinándose esto con la existencia de tuberías de alta presión sin el mantenimiento adecuado.

Todo el proceso de extracción, refinación y comercialización del petróleo, se inicia con la llegada de la brigada sismológica para explorar la zona donde puede haber petróleo, a partir de ese momento se desarrollan una serie de problemas de los cuales destacaríamos los siguientes.

AFFECTACIÓN DE TIERRAS

Por lo regular de manera arbitraria y sin el consenso de los propietarios, después de supuestos pagos por afectación, la brigada comienza a trabajar abriendo brechas para realizar estudios sismológicos, que implica entre otras cosas , el uso de explosivos para realizar detonaciones que permitan registrar la composición geológica del subsuelo, las brechas para adentrarse en el terreno, el manejo y transporte de explosivos, las detonaciones y el ingreso a la zona explorada de trabajadores ajenos a la región, todo esto ocasiona graves alteraciones ambientales y sociales, por lo regular Pemex indemniza por la cantidad material de terreno que utiliza para estas exploraciones sin que le importe el impacto que puedan tener estas en su entorno ambiental o social.

Una vez determinada la probabilidad de la existencia de petróleo, se inician a construir los caminos de acceso y la localización donde se ha de instalar el equipo de perforación, sin estudios de impacto ambiental, en esta etapa prevalecen los criterios técnicos de construcción por sobre otros criterios que seria necesario tomar en cuenta, ocasionando en cadena otro tipo de problemas.

Para llegar a la localización o para elegida se construyen vías de acceso a partir de las vías de comunicación existentes, que pueden ser de diferentes longitudes, pueden ser terrestres o acuáticas, en todo los casos estas vías se construyen sin tomar en cuenta producción agrícola, la flora y la fauna, las vías naturales de escurrimiento del agua o los impactos sociales que este tipo de construcciones

puede tener en la población y en el caso de las vías acuáticas, al abrir los canales cambia totalmente algunas actividades en particular la pesca.

ES NECESARIO HACER NOTAR QUE ESTOS TRABAJOS DE EXPLORACION LOS REALIZAN COMPAÑIAS CONTRATISTAS QUE MANTIENEN A SUS TRABAJADORES EN CONDICIONES LABORALES AJENAS A LA LEY Y EN CASI TODOS LOS CASOS TRABAJAN Y VIVEN EN CONDICIONES INFRAHUMANAS.

El traslado del equipo de perforación y la maquinaria que necesitara para su operación, implica molestias para la población que vive cerca de la localización o de sus vías de acceso, después estas molestias pueden disminuir pero nunca cesaran, cuando menos, durante la perforación del pozo continuara el traslado de los materiales necesarios para perforar, esto ocasiona diferentes tipos de contaminación, la destrucción paulatina de los caminos que existían anteriormente y en casos extremos, producto de la vibración, la destrucción de las casas de los pobladores aledaños

PERFORACION DE UN POZO.

La perforación de pozos se puede dividir en dos los pozos exploratorios y los pozos de desarrollo , el exploratorio se perfora en zonas que jamás han sido perforadas y el de desarrollo se perfora donde ya esta ubicado el yacimiento para poder extraer la mayor cantidad de aceite en el menor tiempo posible, si bien técnicamente son diferentes en la problemática que presentan son iguales.

En el momento que se inicia la perforación de un pozo, tendremos hasta su terminación, cuando menos 3 fuentes de contaminación, la maquinaria utilizada, los fluidos perforación utilizados y los desechos que genera la perforación del pozo.

En el caso de la maquinaria, esta se convierte en una emisora fija de humo y ruido, además, todos los lubricantes y combustibles que ocupa para su funcionamiento son altamente contaminantes y su manejo se hace fuera de las normas de seguridad establecidas por la ley, el peligro de un derrame hacia alrededor del pozo es constante.

Los fluidos de perforación que se manejan en la operación del pozo contienen sustancias químicas y metales altamente contaminasteis que en ocasiones se derraman hacia las presas de terraceria existentes en la localización filtrándose hacia los mantos freáticos contaminando al agua que potencialmente consume la población o que ocupa para otras actividades.

Si bien en muchos de los casos registrados de contaminación periférica causados por un pozo, los derrames de las presas o las fugas de combustible han sido relevantes es mucho mas peligroso el manejo que se hace con los residuos peligrosos del pozo y al cual no se le ha puesto la suficiente atención, cada pozo genera cientos de toneladas de desechos que actualmente no reciben ningún tratamiento y que son trasladados de los pozos hacia vertederos o presas de

terracería en los cuales estos desechos se convierten en fuentes contaminantes permanentes sobre las cuales no se ejerce ningún control.

DESPUES DE PERFORAR

Al momento de concluir con la perforación de un pozo comienza la etapa llamada de "Terminación", en esta etapa la peligrosidad de un pozo aumenta, por un lado se empiezan a manejar altas presiones dentro de las instalaciones del pozo y por otro se comienza con el manejo de ácidos y sosa cáustica además de diferentes salmueras saturadas de calcio y sodio, finalmente se llega al punto más crítico cuando hacia la presa de quema fluye el pozo aportando grandes cantidades de aceite, gas, agua residual contaminada con ácido y otros contaminantes líquidos que no pueden ser incinerados y que se depositan en esta presa de quema que siendo de terracería permiten el paso de los fluidos hacia los mantos freáticos.

PRODUCCION

Concluidas las pruebas de producción se conecta el pozo a los ramales de los oleoductos que llevarán el petróleo a la batería más próxima, la construcción de estos oleoductos y sus respectivos ramales se hacen bajo los mismos criterios que los trabajos de exploración sísmológica, se privilegian las cuestiones técnicas sobre las ambientales o sociales, es discutible la calidad de los materiales utilizados así como el mantenimiento que se le da a los ductos.

En las baterías el aceite se separa del gas y el agua y de otros residuos, en este aspecto la problemática detectada en general ha sido, la falta de equipo adecuado para la prevención de siniestros, fallas en los sistemas de seguridad preventiva, falta de mantenimiento a las instalaciones, fugas en las válvulas de control, falta de planes de contingencia para las comunidades aledañas, etc.

No hay hasta la fecha una ubicación confiable de la totalidad de los ductos que atraviesan el estado de Tabasco, por lo cual será de vital importancia la participación de las comunidades en la ubicación de los ductos cercanos a ellas, en términos generales Pemex informa del mantenimiento que se les da.

De acuerdo a información proporcionada por Pemex en el estado de Tabasco, esta empresa cuenta con 3241 ductos de distinto tipo que suman una longitud total de 8,133 kilómetros lineales alojados en franjas de terreno denominadas "derecho de vía", terreno que varía en su ancho de acuerdo al diámetro del ducto, por ejemplo para un diámetro de hasta 8 pulgadas 10 metros de ancho, de 10 a 18 pulgadas 13 metros de ancho, de 20 a 36 pulgadas 15 metros de ancho y más de 36 pulgadas 25 metros de ancho.

El objetivo de estos ductos es transportar el aceite y el gas de los campos productores a las refinerías y petroquímicas, donde después de ser procesados se enviarán por medio de otros ductos hacia otros lugares del país.

PETROQUIMICA

Las petroquímicas están compuestas, básicamente, por las siguientes plantas de absorción, criogénica y deshidratadora de crudo.

La planta de absorción procesa gas húmedo y produce gas residual, gasolina, etano, propano, monoetilenoglicol y gas combustible.

La planta criogénica procesa gas húmedo, gas seco combustible, metano y propano, y produce gas residual e hidrocarburos licuables.

La planta deshidratadora de crudo, procesa aceite y produce crudo salado, agente desemulsionante, inhibidores de corrosión, gas seco, combustible y crudo deshidratado, y además estas plantas producen miles de litros de agua salada diariamente que son descargados sin ningún control hacia los ríos y arroyos cercanos.

Hasta el año de 1997 en el estado de Tabasco contaba con las siguientes instalaciones petroleras fijas: 48 baterías de separación, tres plantas deshidratadoras de aceite, una central de almacenamiento y bombeo de aceite, 23 estaciones compresoras de gas, 7 plantas de inyección de agua, una estación de rebombeo, 17 estaciones de recolección y 8,173 kilómetros de tuberías de diferentes diámetros (tomado de “Esto es Pemex”, publicado por Editorial Eclipse 2000 editado el 15 de abril de 1997).

El día 26 de Junio de 1997 en la ceremonia de colocación de la primera piedra de la Planta criogénica # 2 en Ciudad Pemex, Tabasco, Pemex por conducto de su entonces Director (Adrián Lajous Vargas) informó que esta planta utilizaría durante su operación la tecnología mas avanzada con el fin, entre otras cosas, de reducir las emanaciones atmosféricas y evitar las “lluvias ácidas” en el estado, pero también anuncio que se iniciaría un programa de acción inmediata durante los próximos 18 meses, para concluir en enero de 1999, este programa tendría 10 puntos:

1. Reducción de emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera en las plantas de gas natural de cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex.

En este punto Pemex reconoce implícitamente lo siguiente: la fallas o la operación en malas condiciones de 7 plantas de recuperación de azufre mismas que serán reparadas además de cambiar catalizador en 5 plantas del mismo tipo, las reparaciones y cambios de catalizador componen las primeras actividades del **primer grupo** de acciones de este punto, el **segundo grupo** de acciones esta compuesto por establecer un programa continuo de monitoreo de las emisiones en chimeneas de incineradores de plantas recuperadoras de azufre, este seria mensual hasta concluir 1997 y a partir de 1998 funcionaria un sistema fijo de monitoreo en tiempo real.

Como **tercer grupo** de acciones Pemex se comprometía a modificar la tecnología de las plantas de azufre para mejorar la eficiencia de la recuperación, según esto en el mes de marzo de 1998 las plantas operarían con un nivel de eficiencia cercano al 100%, de nueva cuenta Pemex acepta la inoperancia de sus plantas y algo mas grave, este tercer grupo de acciones pretende que se reduzca la emisión de mas 300 toneladas diarias de azufre a la atmósfera.

PREGUNTAS SOBRE EL PUNTO UNO

De acuerdo al programa serian reparadas 12 plantas, pero ¿cuantas plantas con en total?, y de ese total las que no se incluyeron en este punto ¿quiere decir que funcionan de manera adecuada?.

¿Qué resultados se obtuvieron en los monitoreos mensuales de los meses de julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 1997 y enero, febrero y marzo de 1998?, actualmente “el sistema de monitoreo en tiempo real” ¿que resultados presenta?. ¿Cuál fue el resultado de las “modificaciones tecnológicas” en las plantas recuperadoras de azufre, actualmente ¿cual es su nivel de eficiencia?, supuestamente este programa fue terminado desde marzo del 1998, ¿cuál es su estado real?.

Pemex reconoce que su tercer grupo de acciones del punto uno reducirá en una primera parte la emisión a la atmósfera de 300 toneladas diarias de azufre, entonces ¿cuántas toneladas de azufre emiten a la atmósfera las instalaciones de Pemex?, ¿cuál es el avance de la segunda etapa programada desde 1997?, ¿cuál es la situación actual de estas descargas a la atmósfera? Entre otras cosas productoras de la lluvia ácida.

2. Rehabilitación y construcción de 22 quemadores en campos petroleros e instalación de dos sistemas recuperadores de líquidos y dos de vapores.

En este caso desde octubre de 1998 deben de estar operando de manera eficiente la totalidad de los quemadores de los campos petroleros aunque no sepamos cuantos quemadores están instalados en el Estado, Pemex afirma que desde esa fecha y después de instalar los sistemas de recuperación de líquidos y vapores se tendrá una recuperación mas completa de los hidrocarburos emitidos a la atmósfera o a cuerpos de agua.

Una vez mas Pemex reconoce que emite hidrocarburos a la atmósfera y a los cuerpos de agua.

3. Construcción de 3 sistemas de inyección de aguas congénitas al subsuelo.

Al extraer el petróleo del subsuelo siempre tiene una cantidad asociada de agua salada, a esa agua se le llama agua congénita del yacimiento, al mes de junio de 1997 se producían diariamente 14,280 metros cúbicos (suficientes para llenar 714 pipas con capacidad de 20,000 litros cada una), de esta cantidad, según Pemex, 13,410 metros cúbicos (equivalen a 670.5 pipas) se inyectan al subsuelo por medio de las 7 plantas de inyección con un promedio por planta de 1,915.7 metros cúbicos (95.7 pipas) **y se descargan 870 metros cúbicos (43.5 pipas) en cuerpos superficiales, dos cosas hay que señalar: primera hasta esa fecha cuando menos Pemex descargaba 870,000 litros diarios agua congénita a los cuerpos de agua de Tabasco, agua que entre otras cosas además de ciertas cantidades de azufre contiene una salinidad superior en dos veces al agua de mar.**

En este punto Pemex contrae el compromiso de construir para abril de 1998 2 plantas inyectoras mas y en diciembre del mismo año la otra, 3 plantas que supuestamente terminarían el problema, la capacidad de las mismas no fue especificada, lo cual nos hace preguntar ¿por qué construir tres? Si con una que tuviera la capacidad promedio de las otras (1,915.7 metros cúbicos) hubiera sido suficiente o es que Pemex oculta en realidad la cantidad que se descarga a los cuerpos de agua y superficie terrena del estado.

Por otro lado a partir de 1998 se inicio un programa mas agresivo de exploración, desarrollo y explotación de mas pozos petroleros en el estado, esto trajo aparejado una aumento en la producción de aceite pero también en la producción de agua salada de formación, si en 1997 se tenia un déficit para inyectar agua al subsuelo ¿cuál es la situación actual?, la capacidad instalada de plantas de inyección están haciendo de manera adecuada su trabajo y con ello disminuyendo la contaminación, mucho nos tememos que no es así, al fin de cuentas ¿cuántas plantas de inyección operan actualmente y cual su capacidad? ¿qué cantidad de agua “congénita” se produce actualmente?.

4. Construcción de sistemas de tratamiento de aguas residuales.

En este punto se menciona que se construirán sistemas de tratamiento de agua residual generadas en las instalaciones de producciónpero se construirán en Agua Dulce, Ver., **“olvidando” que en Tabasco hay 48 baterías de separación, tres plantas deshidratadoras de aceite, una central de almacenamiento y bombeo de aceite, 23 estaciones compresoras de gas, 7 plantas de inyección de agua, una estación de rebombeo y 17 estaciones de recolección MISMAS QUE DEBEN SER CONSIDERADAS COMO INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN**, es cierto que el personal que labora en estas instalaciones varia en cada una pero también es seguro que no cuenten con estos sistemas que impidan contaminar con aguas residuales los cuerpos de agua, además faltaría comprobar cual es la eficiencia de operación de las plantas tratadoras en las instalaciones de Pemex, que van desde oficinas hasta almacenes o “zonas industriales” donde se almacenan productos, equipos o herramientas, sin contar con los equipos de perforación y/o terminación de pozos, donde algunos tienes sanitarios portátiles alquilados a precios estratosféricos.

5. Instalación de 102 equipos de tratamiento de aguas aceitosas en las localizaciones de pozos a ser perforados.

Supuestamente este tipo de agua contaminada generada en los pozos que se van perforando será tratada por medio de plantas con tecnología avanzada, Pemex estima que es un promedio de 1.6 metros cúbicos diarios para hacer un total de 163 metros cúbicos en los pozos que se van a perforar, una vez mas reconoce la paraestatal que actualmente descarga a los cuerpos de agua del estado 163,000 litros de agua contaminada con aceite diariamente, no informa nada de los residuos sólidos (recortes de los pozos que perfora) impregnados de aceite, productos químicos y con una gran concentración de sal de superior hasta 3 veces a la del agua del mar, al perforar 102 pozos se generan como mínimo 480 toneladas de residuos sólidos peligrosos por cada pozo, que además de los contaminantes anteriormente mencionados tienen minerales de alta densidad que contaminan los cuerpos de agua al precipitarse al fondo y sellar los lechos de los cuerpos de agua.

6. Instalación de 117 equipos de manejo y tratamiento de aguas sanitarias en campos petroleros.

En este punto solo hay que señalar que la empresa Sani-Rent es la que da este servicio por medio de sanitarios portátiles a un precio exagerado que con la renta mensual que se paga por este servicio bien podrían haberse construido sistemas

permanentes que se muevan hacia otras localizaciones junto con el equipo de perforación, menor costo, mayor eficiencia, cual la realidad actual no la sabemos.

7. Construcción de 4 plantas de tratamiento de aguas sanitarias en complejos procesadoras de gas natural.

No se tiene información posterior sobre la construcción de estas plantas que según Pemex “reducirán hasta en un 90% la demanda bioquímica de oxígeno y de organismos coliformes en cuerpos de agua”.

8. Restauración de 116 presas contaminadas con residuos de perforación.

Cada presa como mínimo tiene media hectárea de extensión, hay otras de hasta una hectárea (Campo Puerto Ceiba por ejemplo), en 1996 Pemex identifico 178 presas contaminadas (89 hectáreas), en junio del 97 llevaban restauradas 62 presas (31 hectáreas) un promedio de 3.4 presas por mes o 1.7 hectáreas, quedando pendientes 116 presas (58 hectáreas), en el segundo semestre del 97 sanearon 61 presas (30.5 hectáreas) con un promedio de 5.08 hectáreas por mes, “impresiona” los niveles de eficiencia de Pemex, aumento en casi 300 %, dentro de este punto quedan pendientes 55 presas (27.5 hectáreas), mismas que serian saneadas en el transcurso del año de 1998 con un promedio de 2.29 hectáreas por mes, **y después de esto que paso, cada pozo que se perfora necesita una presa para residuos y otra para quema de gases, ¿cuántas hectáreas mas se han contaminado?**.

9. Restauración de 88 hectáreas afectadas por derrames de hidrocarburos en campos petroleros.

En 1992 Pemex reconocía haber afectado con hidrocarburos, en el estado de Tabasco, 296 hectáreas cifra por demás irrisoria, en diciembre de 1996 reconocía 104 hectáreas afectadas, en cuatro años solo pudo restaurar 192 hectáreas con un promedio mensual de 4 hectáreas, en junio de 1997 reconoce solo 88 hectáreas afectadas, según esto restauro 16 hectáreas en 6 meses (2.6 hectáreas por mes), de julio a diciembre del 97 restauró 53 hectáreas (8.8 hectáreas por mes en promedio) y en el 98 supuestamente concluyo el programa con otras 33 hectáreas, señala Pemex que esto trabajos se realizaran por administración directa y por contrato, pero resalta que la mayoría de los suelos contaminados se encuentran en el distrito de Agua Dulce, Ver, **por fin ¿es Tabasco o Veracruz?**, señala también que el distrito de Agua Dulce es una zona que inicio su desarrollo en los años cincuenta, entonces espero 38 años por un programa de restauración de suelos, **¿cuántos años esperara tabasco?**.

10. Rehabilitación de 381 kilómetros de ductos en mal estado.

En este punto Pemex dice, cito textual, **“Por su naturaleza, este programa es de carácter continuo, la evaluación de las condiciones de los ductos sirve de base para hacer programas anuales.**

Los 381 kilómetros de ductos que serán sustituidos en Tabasco corresponden al programa del segundo semestre de 1997”.

Rehabilitación es una palabra muy diferentes a sustitución, si es un programa continuo no hay referencias posteriores a esta fecha de cualquier avance en la sustitución-rehabilitación de ductos, en ese entonces los 381 kilómetros de ductos

en mal estado significaban el **4.6%** de los 8,173 kilómetros reconocidos por Pemex con este ritmo de trabajo estaremos pensando que Pemex es capaz de renovar sus ductos cada 10 años, calculando un promedio de 10% anual.