

TECNICAS DE DISPOSICION HIDROGEOLOGICA DE AGUA DE PRODUCCION DE PETROLEO, COSTOS Y PROTECCION DE ACUIFEROS EN EL OESTE DE ARGENTINA

(*) CRISTIAN WETTEN

(*) CENTRO REGIONAL DE AGUA SUBTERRANEA.

C.C. N° 166.(5400) SAN JUAN.ARGENTINA

RESUMEN

Se ofrecen las propuestas de manejo del agua de producción de petróleo aconsejadas por el CRAS teniendo en cuenta la hidrogeología local, la protección de acuíferos y su comparación con las recomendadas por el Instituto Argentino del Petróleo, 3 provincias petroleras argentinas y las agencias de protección ambiental, servicios geológicos e hídricos de 29 estados productores de EEUU.

En función de la experiencia personal del autor se analizan las prácticas usuales de la industria extractiva petrolera para la disposición de las salmueras de producción de petróleo y su influencia en la contaminación de los recursos hídricos, especialmente subterráneos, según la conformación hidrogeológica de las áreas de vertido.

Se ofrecen algunos ejemplos de los yacimientos estudiados hidrogeológicamente en detalle por el autor; mostrando sucintamente los casos concretos de diagnóstico, solución técnica, prevención y control de la contaminación de los recursos hídricos en áreas de influencia de algunos yacimientos de las provincias de Mendoza, Neuquén y Río Negro estudiados en el periodo 1989-1993.

Dada la extensión del área estudiada en la provincia de Mendoza, la gran cantidad de yacimientos y establecimientos involucrados (más de 50) y la diferente vulnerabilidad a la contaminación del recurso hídrico subterráneo se ejemplifica con el análisis de algunas cuencas de agua subterránea y unos pocos yacimientos petroleros sitios en las áreas norte y sur de esta provincia. En el sector norte se analizan algunos yacimientos situados en dos cuencas hidrogeológicas; la de Pampa del Sebo y del río Tunuyán medio.

Se acompaña un listado analítico expeditivo de los elementos principales que el autor considera esenciales para el cálculo de presupuesto de algunas alternativas ecológicas de manejo del agua de producción en superficie a fin de disminuir los mayores costos de producción de petróleo que implicarían otras alternativas de eliminación de salmueras.

TECNICAS DE DISPOSICION HIDROGEOLOGICA DE AGUA DE PRODUCCION DE PETROLEO, COSTOS Y PROTECCION DE ACUIFEROS EN EL OESTE DE ARGENTINA

(*) CRISTIAN WETTEN

(*) CENTRO REGIONAL DE AGUA SUBTERRANEA.SAN JUAN.ARGENTINA

1.ALTERNATIVAS DE SOLUCION, INFRAESTRUCTURA Y TRATAMIENTO.

1.1.CONSIDERACIONES HIDROGEOLOGICAS E IMPACTO AMBIENTAL EN AREAS SELECCIONADAS PARA DISPOSICION DE AGUA DE SEPARACION.

La metodología más adecuada para la disposición de agua de separación de petróleo debe considerar la evaluación económica del sistema propuesto y su comparación con los distintos sistemas posibles, atendiendo a la preservación del medio ambiente, especialmente el recurso hídrico tanto subterráneo como superficial. Deben obtenerse los costos unitarios de las distintas alternativas para compararlas y seleccionar la menos costosa que tenga aceptación por la autoridad de aplicación de leyes y reglamentaciones inherentes.

Para evaluar el impacto ambiental de la contaminación del agua de separación de petróleo sobre el medio natural el CRAS ha considerado el aspecto primordial que toda evaluación ambiental en esta temática debiera considerar en primer término; **los efectos sobre el recurso hídrico**. Sólo el conocimiento de las variables del ciclo hidrológico local, los caudales vertidos, hidrogeología del lugar de vertido y direcciones de flujo y composición química del agua (natural subterránea y superficial, además de la de producción de petróleo) permitirá analizar objetivamente no sólo las causas particulares del deterioro de la vida animal y vegetal sino la metodología más adecuada para eliminar o morigerar dichos efectos negativos.

1.1.1.CONSECUENCIAS SOBRE LA BIOTA

Por no ser tema de su incumbencia, el CRAS no ha considerado las consecuencias adversas que el agua de separación produce sobre la vida vegetal y animal. A fin de que el lector se ilustre puede consultar las tolerancias a la salinidad del agua por parte del ser humano (2). Se pueden consultar también en la bibliografía específica las correspondientes a las aves de corral, cerdos, caballos, ganado vacuno y ganado ovino. Se sabe también (1) que los componentes no ionizables son comunes en las aguas de separación, tales como petróleo o materia orgánica y gases disueltos, produciendo toxicidad o deteriorando la superficie de los cuerpos de agua al impedir la transferencia - hacia el interior del cuerpo de agua - del oxígeno atmosférico esencial para la vida de los peces y aves acuáticas. Ello interfiere la continuidad del ciclo natural de alimentación animal e imparte un sabor objetable al agua y a los peces consumidos por el hombre. Por otra parte el petróleo puede ser adsorbido por las partículas arcillosas, depositándose en el fondo del cauce hídrico y transformándose en una continua fuente de polución al oxidarse sus gases disueltos (como el sulfhídrico) y reducir el oxígeno disponible para la vida acuática. Es difícil medir la incidencia del petróleo residual en las aguas de separación sobre la polución ambiental. El orden de toxicidad creciente define a la sucesión de parafinas-nafténicos-olefínicos y aromáticos. En los EEUU, en 1963 (1) las operaciones petroleras ocasionaron el 44 % de la muerte de peces por polución industrial, mientras que a nivel municipal fueron responsables del 14 % .

1.1.2.COMPARACION DE PRACTICAS DE DISPOSICION DE SALMUERAS PETROLERAS.

1.1.2.1.COMPARACION CON EEUU

El CRAS (3) ha observado que las principales prácticas de disposición del agua de separación en esta región de la Argentina son ilegales en la mayor parte de regiones petrolíferas hidrogeológicamente similares de los Estados Unidos (1) (ver tabla 1) o están sujetas allí a la realización de profundos estudios ambientales, hidrogeológicos principalmente, previamente a la aprobación de los sistemas de disposición y de monitoreo por parte de la autoridad de aplicación. Es frecuente allí que el USGS (United States Geological Survey) sea consultado no sólo por la EPA (Environmental Protection Agency) sino también por los estados productores de petróleo cuando no tienen un organismo similar. Es importante también el asesoramiento o poder de policía que ejercen las autoridades que velan por la calidad del agua y de la vida silvestre.

1.1.2.2.MODALIDADES EN EL SECTOR CENTRO OESTE DE ARGENTINA.

Las modalidades de disposición en este sector geográfico incluyen, desde la época del descubrimiento del petróleo en nuestro país, la descarga indiscriminada en la superficie, suelta directa (por escurrimiento superficial) o indirecta (por escurrimiento subterráneo indiscriminado desde represas o piletas con su fondo no impermeabilizado) a los cauces naturales en forma descontrolada o "controlada" en épocas de grandes caudales, generalmente sin autorización de la autoridad de aplicación. Incluso se ha observado en los últimos años la construcción o el proyecto de embalses y piletas de evaporación-infiltración sin impermeabilizar sobre formaciones geológicas permeables conectadas con ríos y acuíferos en explotación, realizadas sin estudio hidrogeológico serio. Todo ello ha resultado en contaminación del agua de superficie ó la subterránea en muchos lugares debido esencialmente al drenaje de sales o a la salinización descontrolada de grandes superficies de terreno.

Estas prácticas también han influido en que "a priori" algunas autoridades, respaldadas por legislación y reglamentaciones puntualmente desconectadas del contexto natural, a veces emprendan una acción injustificada y con plazos perentorios contra toda forma de disposición de agua en superficie. Ello impide a veces a los operadores llevar a cabo las obras de saneamiento y monitoreo en plazos acordes a la obtención e interpretación serias de los datos de campo necesarios a los estudios hidrogeológicos, geomorfológicos, de riesgo aluvional, de impacto ambiental, etc.

Los estudios precitados, aquí como en el resto del mundo, son los únicos que pueden definir la real incidencia ecológica y económica negativa tanto del "modus operandi" actual como de cada nueva alternativa de disposición propuesta.

Con dichas acciones técnico-económicamente injustificadas y efectuadas en plazos perentorios se alientan, involuntariamente, metodologías de disposición del agua de separación que sólo incrementan los costos de la producción y frecuentemente no preservan la calidad del recurso hídrico, sostén de la vida.

1.2.GAMA DE SOLUCIONES APLICADAS O RECOMENDADAS POR EL CRAS.

Las soluciones, infraestructuras y tratamiento adoptados por cada empresa para evitar la contaminación dependen de la tecnología, rentabilidad, vida útil de explotación, volumen vertido y composición química de efluentes de cada yacimiento o establecimiento en particular.

Es primordial conocer la naturaleza geológica de la superficie y del subsuelo, el comportamiento hidrogeológico y geotécnico local y regional de las formaciones geológicas que intervienen como soporte de cada solución, la vulnerabilidad a la contaminación de cada zona en particular y el peso relativo que, en cada balance hidrológico local y regional, tengan la precipitación pluvial o nifea, la evapotranspiración, la infiltración, el escurrimiento superficial y subterráneo conjuntamente con el volumen y calidad del almacenamiento subterráneo natural. Esta valiosa y relativamente barata información debe ser evaluada por los expertos en la disciplina correspondiente a fin de brindar a la empresa operadora y a las autoridades un cuadro hidrogeológico conceptual claro en el que se cuantifique tanto su situación actual como las variaciones futuras - **medidas en años** - al aplicarse cada solución recomendada.

La gama de soluciones aplicadas o recomendadas por el CRAS incluyen:

1. Inyección.
2. Descarga directa a ríos y cuerpos de agua, teniendo en cuenta su calidad natural, aprovechamiento y monitoreo de su evolución en el tiempo.
3. Evaporación.
4. Infiltración, posterior a muy detallados estudios hidrogeológicos, hidroquímicos e hidrológicos que permitan modelación y simulación matemática de la situación actual y predicción de la futura.
5. Combinadas.

Los detallados estudios y experiencias de campo, laboratorio y gabinete acerca de los mecanismos, causas y efectos de la contaminación hídrica en general, iniciados por el CRAS hace 25 años, le han permitido diseñar para cada yacimiento evaluado la infraestructura y tratamientos técnicos más económicos y ecológicamente más aptos. Luego de los últimos siete años de investigación el CRAS acompaña a cada descripción metodológica algunos ejemplos de yacimientos estudiados hidrogeológicamente en detalle con su diagnóstico, solución, prevención y monitoreo de los recursos hídricos en Mendoza, Neuquén y Río Negro estudiadas en el periodo 1989-1993 (algunas con antecedentes de 1970). También se brindan algunos datos de EEUU.

1.2.1. INYECCION.

Este sistema consiste en introducir agua de separación en terrenos permeables, exentos de interés económico ó sea sin interés minero, petrolero, hidrogeológico, etc. La introducción del agua puede ser por gravedad o a presión o combinación de ambas. Para disminuir los volúmenes a inyectar y sus costos operativos es posible implementar complementariamente un económico sistema de evaporación en bajos o represas "ad hoc". (ver Evaporación)

1.2.1.1. GEOLOGIA E HIDROGEOLOGIA DE LA LOCACION.

Previo a cualquier análisis de costos que incluya el valor de una nueva perforación (preferible) o el acondicionamiento especial de otras; para alojar en forma segura el agua de separación

en los estratos más permeables y exentos de interés económico se debe considerar en primer lugar la ejecución de un estudio hidrogeológico que salvaguarde los recursos de agua dulce subterránea que existen en las distintas formaciones geológicas acuíferas de cada región.

Cabe mencionar como ejemplo (19,20) a la Formación Mogotes y Serie Amarilla en Mendoza (situadas a profundidades de entre 0 y 1500 m) o formaciones cuaternarias y terciarias tales como el Grupo Neuquén en el sur de Mendoza y Neuquén. Esta última formación geológica contiene estratos permeables saturados con agua dulce en gran parte del subsuelo de la provincia homónima (10).

El análisis de un caso de inyección profunda sin estudio hidrogeológico previo indicó que un pozo de 800 m. de profundidad, situado a unos 40 km al sur de la ciudad de Mendoza, se encontraba inyectando salmueras de petróleo a la base del acuífero de Fm. Mogotes. Si bien no se detectó contaminación se concluyó en que era una operación de alto riesgo en función de que dicho acuífero de tipo libre era explotado unos pocos cientos de metros más arriba.(fig. 1)

Otro caso lo constituyó un establecimiento que sobreyace a importantes formaciones geológicas acuíferas. Allí se recibe la producción bruta de varios yacimientos y se realiza separación de agua de purga de unos 100 a 200 m³/día de promedio. Dicha agua es recibida por dos represas (mal denominadas API) de reducidas dimensiones y una represa de infiltración. De las "API" precitadas se bombea el agua salada a un pozo sumidero, de un rendimiento de menos de 10 m³/hora, sin ningún tipo de acondicionamiento y el agua excedente (caudal de purga menos caudal inyectado), se elimina fundamentalmente por infiltración en la solera o piso de la represa mencionada. Esta se encuentra excavada en materiales sueltos no consolidados de elevada permeabilidad (principalmente gravas) conectados a un acuífero libre situado a 2 m. de profundidad. En una ocasión el caudal vertido a la represa alcanzó los 300 m³/día de agua de separación debido a que aumentó la producción bruta y la bomba del pozo sumidero había sufrido algunos desperfectos que disminuyeron el caudal de inyección.

Como resultado de este estudio se reiteró la necesidad de inyectar y/o evaporar. En caso de evaporar solamente se requería para los 100 m³/día (producción similar a la actual) un pequeña superficie de 3,8 Ha. ó, en caso de inyectar 60 m³/día; evaporar 40 m³/día en una superficie del orden de 1,5 Ha.

En el caso de realizarse evaporación, se aconsejaba contar con una pileta impermeabilizada que se utilizaría también como almacén en caso de avería del pozo inyector y/o bomba. Al operar de la manera propuesta se eliminaría el efecto de las piletas de infiltración sobre la contaminación de acuíferos aprovechándose aquí el hecho de que, atento al reducido volumen de agua de purga remanente y dado que existe un predio que lo permite, puede efectuarse la eliminación natural de la misma por económica evaporación total o combinada con la inyección. Si sólo se evaporasen 40 m³/día ello ahorraría todos los años, entre otros, los insumos de energía correspondientes a la inyección de 15000 metros cúbicos de agua.

Dado que el pozo inyector se situaba punzado a 800 m de profundidad, para optimizar el cuidado de los acuíferos de agua dulce allí existentes se necesita evaluar hidrogeológicamente, conjuntamente con el operador, la información sobre el pozo inyector en lo que hace a sus características constructivas profundidad, perfil geológico y eléctrico, diámetro y espesor de cañería de entubación, tipo de filtros, régimen de funcionamiento, etc. Todo ello tendiente a conocer el destino del agua de purga, es decir establecer con precisión si los terrenos que reciben el agua de separación

corresponden a terrenos del Cuaternario o a terrenos más antiguos desvinculados de los acuíferos explotados o explotables.

Si la información lograda fuese insuficiente y no permitiese conocer las características hidrogeológicas del medio donde se envía el agua de purga se ejecutaría un trabajo geofísico de detalle tanto de superficie como en el interior del sumidero, a fin de obtener datos hidrogeológicos del subsuelo en las vecindades del pozo.

La información así lograda contribuirá a continuar o reformular el modo actual de operación, como así también extraer información para la ubicación de otro pozo inyector de reserva que funcione alternativamente en caso de rotura del grupo de bombeo, obstrucción, falta de admisividad, etc.

El agua subterránea se mueve muy lentamente y, por consiguiente, la contaminación salina es detectada sólo después de que una gran extensión de acuífero se ha contaminado siendo los costos de recomposición muy elevados y el tiempo de recuperación vía recarga natural del acuífero puede ser del orden de centenares de años. Por ello una importante condición de diseño debe incluir la selección y el análisis hidrogeológico de la formación receptora investigando la existencia de formaciones permeables (tanto por porosidad intergranular, por fisuras o cavidades de disolución) y su conexión con acuíferos de agua dulce previamente a la creación del sistema de inyección y/o a la renovación o adecuación de los antiguos pozos de producción con la consecuente elección de equipamiento y materiales.

La alternativa de inyección profunda no debe ser desechada si otras metodologías más económicas de disposición no pueden ser practicadas. Para ello se cuenta con la experiencia de las empresas petroleras en el diseño de perforaciones profundas y la de expertos hidrogeólogos locales para seleccionar formaciones geológicas permeables que no estén conectadas a acuíferos de agua dulce o a cursos superficiales y garantizar así un diseño ecológicamente seguro.

En cualquier caso se debe tener en cuenta que los acuíferos de formaciones como el Grupo Neuquén son difíciles de depurar o recuperar y su contaminación lenta de detectar, en razón de que se trata de medios permeables de transmisividad baja a media, con permeabilidad del orden de unos pocos m/día.

1.2.1.2. DISPOSITIVOS DE MONITOREO ANULAR DE POZOS INYECTORES

Cabe mencionar la experiencia del programa "UIC" del Dpto. de Recursos Naturales de Ohio, EEUU (21), para proteger los acuíferos de la contaminación generada por estos dispositivos de inyección. Allí, antes de extender un permiso para inyección profunda o para recuperación secundaria, debe ser evaluada un "área de reconocimiento o revisión" y se publica un edicto en un periódico de circulación importante en las cercanías del punto en cuestión. Puede ser establecida una audiencia pública si las objeciones al proyecto tuvieran validez. Los pozos inyectores, de cualquier tipo, son diseñados con varios "casing" sellantes para proteger los acuíferos de agua dulce. Luego de efectuarse un test de integridad mecánica en el pozo inyector se monitorea un packer anular que aísla el casing de producción del tubing de inyección. Por otra parte, el casing de superficie (cañería guía) está cementado al menos desde 50' = 15 m por debajo de la unidad hidrogeológica acuífera dulce más profunda y hasta la superficie. El "casing" de producción está cementado hasta, al menos, 300' = 90-100 m por encima de la zona de inyección. Si el monitoreo del packer anular indica que las presiones

de inyección se mantienen elevadas durante el prolongado tiempo de la prueba de eficiencia entonces se infiere que no existen pérdidas y se puede colocar el pozo en operación. Posteriormente se requiere un pequeño test mensual y cada cinco años el test de integridad mecánica. Todas las tareas ejecutadas hasta la puesta en operación del pozo inyector son inspeccionadas por un inspector del UIC y durante el período de inyección existen controles semestrales. Se demostró que en 99 de 100 pozos inyectores en los que no se habían adoptado estas previsiones del UIC, la aislación no fué efectiva para disponer el agua de separación ni proteger los acuíferos de agua dulce. En virtud de ello, las regulaciones y controles son cada vez más rigurosas.

1.2.1.3. CAÑERÍAS DE CONDUCCION

Debe tenerse en cuenta el poder corrosivo e incrustante de las salmueras sobre cañerías y equipos, acumulación de petróleo en puntos topográficamente altos del tendido de cañerías, diámetro de cañerías (calculados por presión, fricción y caudal de flujo necesarios). Debe estimarse cuidadosamente la futura producción de salmuera ya que un incremento en la capacidad de conducción es difícil de obtener.

1.2.1.4. MATERIALES

Existen diferentes materiales para cañería de conducción de agua salada (1), dependiendo ellos de la presión y temperatura de trabajo y de las características corrosivas de la salmuera, la vida del sistema y los costos relativos involucrados. La corrosión es el principal parámetro a considerar; si ella no existe se utiliza acero de diferentes tipos sin protección interna de cemento o plástico, pero si ella existe se los utiliza con protección ó de diferentes plásticos (vinílicos, fibra reforzada con epoxy, "butyrate", etc.)

1.2.1.5. REMOCION DE INCRUSTACIONES

Con intervalos regulares de tiempo es necesario remover las incrustaciones internas de la cañería, con "scrapers" (similares a los utilizados en oleoductos), acidificación ó en casos extremos desmontar y efectuar remoción mecánica de la misma.

1.2.1.6. BOMBAS

En el tema de bombas para agua de separación las empresas petroleras tienen una experiencia muy importante en los pozos inyectores de agua o bombeo de fluidos de sus yacimientos, por lo que no se hará referencia al tema de la corrosión que ellas deben soportar, ni a los materiales ni capacidad de bombeo con que deben diseñarse. Además de la literatura y experiencia local, existen publicaciones extranjeras (4) que tratan estos temas en profundidad.

1.2.1.7. ALTERNATIVA DE INYECCION A FORMACIONES PRODUCTORAS DE PETROLEO.

Debe tenerse en cuenta que, si se inyecta a formaciones petroleras (con la ventaja de mantener la presión de yacimiento), aparte de los aspectos puntualizados precedentemente, hay que considerar significativos parámetros de operación. Entre los más importantes se incluye el pretratamiento de salmueras, estudio de compatibilidad entre el agua natural de la formación geológica del reservorio y del agua a inyectar así como la presión de inyección no fracturante.

Las obligatorias medidas de seguridad y mantenimiento, necesarias para proteger los recursos hídricos superficiales y subterráneos; deben ser incluidas también en el análisis de costos.

En la tabla 1 puede observarse que en la mayoría de los 29 estados petroleros de EEUU la técnica de inyección es aceptada para la eliminación de salmueras en el subsuelo.

Existen, sin embargo, acciones contradictorias acerca de la inyección profunda en este último país. El Secretario del Interior de los EEUU, en 1969, expresó que "el vertido de los residuos en el subsuelo es un monstruo de Frankenstein en potencia" (17, pág. 1909). El primer ensayo de inyección profunda (17) se registró en 1918 en los yacimientos petrolíferos de Pennsylvania. En 1921 se inyectaban salmueras magnésicas en Alemania, en la cuenca potásica del Werra. En 1930 se registra inyección de salmueras de producción de petróleo en Tejas-USA. En los estados de Tejas y Kansas (USA) se inyectaba un caudal de salmueras petroleras de 10.000.000 m³/año (28.000 m³/día), hasta el año 1967. Sólo en Tejas existían en 1965, 2.000 pozos que inyectaban salmueras de petróleo. También en (17) se informaba que en EEUU los 2/3 de las demandas judiciales por contaminación del agua subterránea son debidas a la inyección profunda que ocasiona fugas o actividad sísmica. En la cuenca de Denver no se pueden realizar nuevos pozos de inyección profunda a causa del aumento de la sismicidad.

Un caso de inyección de salmueras a niveles productores de petróleo se ha analizado en la cuenca del río Grande, sur de Mendoza. Allí existe un establecimiento que efectúa deshidratación y se halla ubicado sobre una bajada pedemontana, en un pequeño valle cubierto por un reducido espesor de sedimentos sueltos principalmente arena y, en menor proporción, grava. Estos materiales son muy permeables, se apoyan sobre arcilitas, limolitas y areniscas tobáceas de la Formación Tristeza (Terciario) y soportan dos extensas represas de infiltración (no impermeabilizadas) de agua de producción. Parte del agua de separación, se inyecta en dos pozos inyectoras; con caudales medios diarios aproximados de 400 m³/día y 200 m³/día respectivamente. El normal funcionamiento de los pozos en cuestión sufre periódicas interrupciones debido a problemas que afectan a las bombas y los mismos (roturas, desperfectos menores, etc.). Cuando se encontraba en operación un único pozo el balance de agua de purga era tal que casi 600 m³ se infiltraban por el fondo de dichas represas.

Estudios geoelectrónicos y excavaciones realizados por el CRAS permitieron comprobar que los sedimentos sueltos que rellenan el valle y la Fm. terciaria infrayacente se encuentran parcialmente saturados con agua de purga. Además en dicho valle se verificó la presencia de dos zonas de descarga de agua subterránea, situadas a pocos cientos de metros de sendos pozos inyectoras, que rogan agua de elevada salinidad y son consecuencia de la infiltración en piletas y probablemente fugas en los pozos inyectoras. Este agua tiene como destino final **presumiblemente** el río Grande a través del subsuelo permeable de las dos quebradas que hidrogeológicamente comunican el valle que se describe y el río Grande.

Para este caso se efectuaron recomendaciones de construcción de nuevas represas y evaporación en determinados sitios, ejecución de un estudio hidrogeológico de detalle que defina la eficiencia ecológica de la inyección de agua salada, acondicionamiento de perforaciones para ser utilizadas como nuevos pozos sumideros de alternativa, etc, con inyección combinada con la eliminación por evaporación desde una superficie líquida de unas diez hectáreas, de un caudal de 49 m³/Ha/día. Ello no soluciona el problema de eliminación total del agua pero las piletas de evaporación pueden contribuir como depósito en caso de roturas en el sistema de inyección.

Ya que se requiere continuar con la práctica de inyección profunda se deben efectuar previamente los estudios y análisis hidrogeológicos de los pozos inyectoros y de pozos abandonados factibles de utilizarse para estos fines. Para ello se deben preparar cortes de subsuelo, a base de información de perfiles litológicos y/o eléctricos, definir las características hidrogeológicas de los terrenos atravesados por las perforaciones mediante correlaciones litológicas y eléctricas, selección de niveles permeables factibles de inyectar sin contaminar acuíferos y río, los cuales pueden o no coincidir con niveles ensayados para petróleo, detección de discontinuidades geológicas, zonas de punzado, presencia de fluidos, presión de admisibilidad no fracturante, etc. (Ver Figs. 1 y 2)

1.2.1.8. SUMARIO DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA INYECCION

Posibles Ventajas

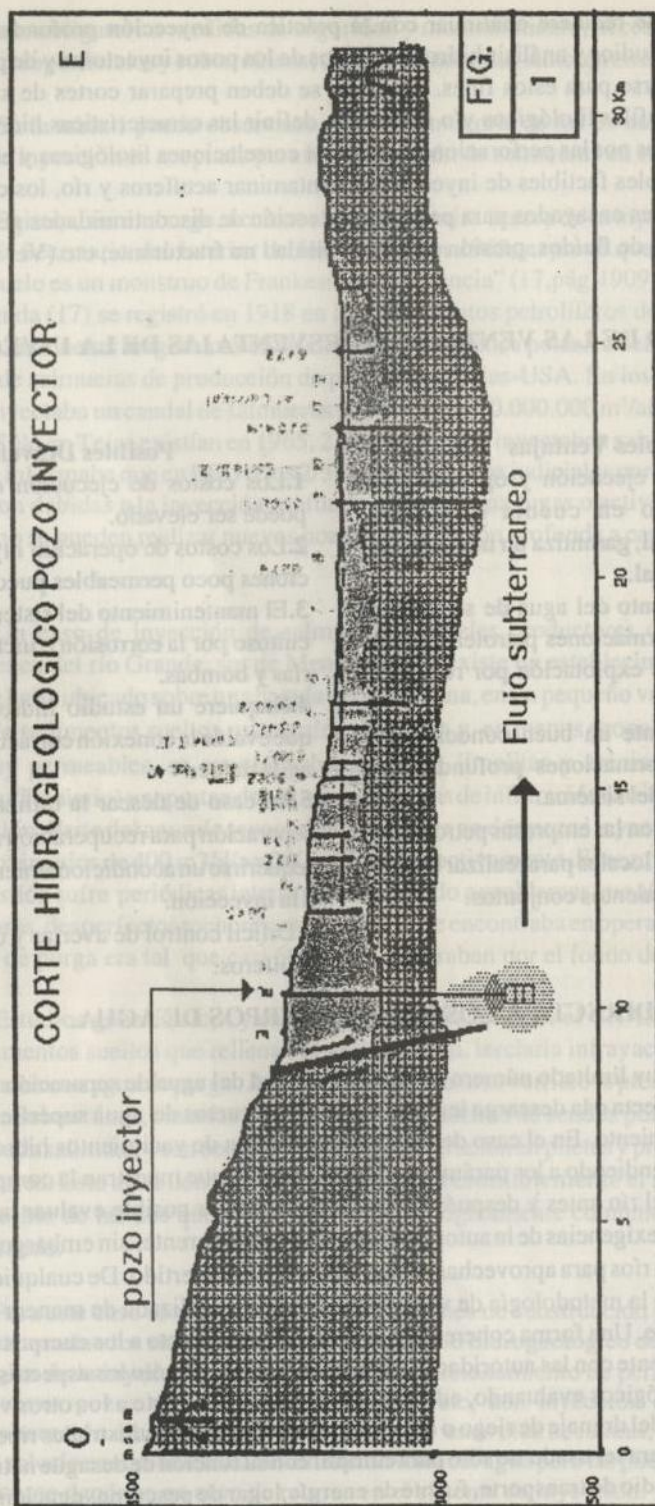
1. Un buen diseño, ejecución y operación del sistema, teniendo en cuenta el modelo hidrogeológico local, garantiza un mínimo riesgo de daño ambiental.
2. El aprovechamiento del agua de separación para inyectarla a formaciones petroleras puede disminuir costos de explotación por recuperación secundaria.
3. Existe generalmente un buen conocimiento geológico de las formaciones profundas que facilitaría el diseño del sistema.
4. Existe experiencia en las empresas petroleras y en los hidrogeólogos locales para realizar buenos diseños y emprendimientos conjuntos.

Posibles Desventajas

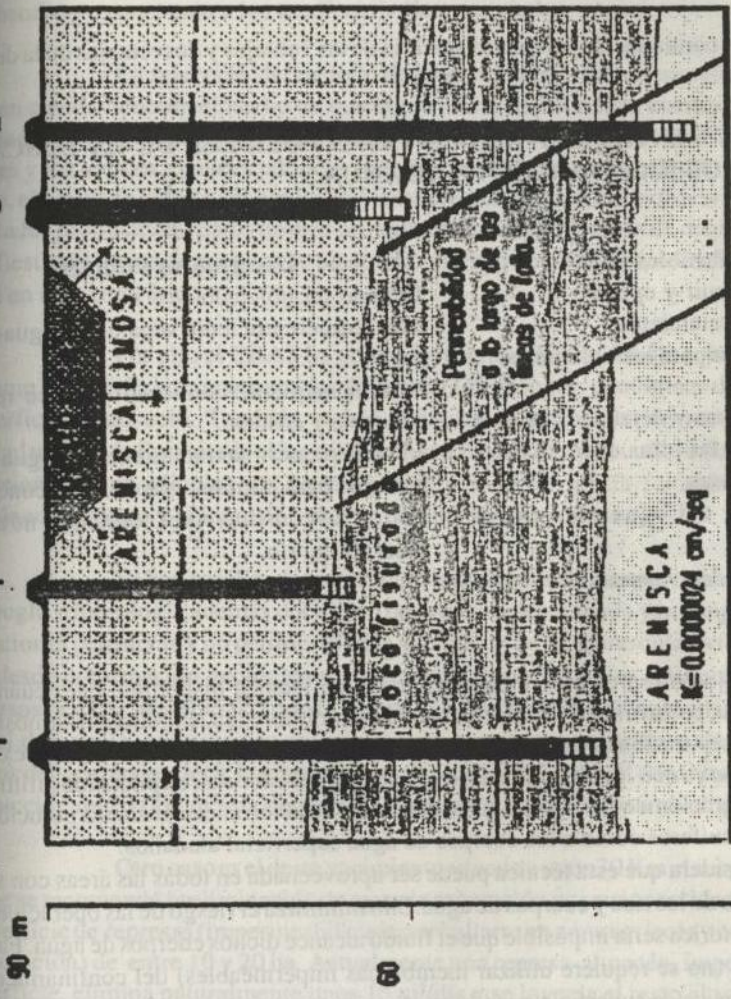
1. Los costos de ejecución del pozo inyector puede ser elevado.
2. Los costos de operación inyectando a formaciones poco permeables puede ser relevante.
3. El mantenimiento del sistema puede ser difícil por la corrosión e incrustación en cañerías y bombas.
4. Requiere un estudio hidrogeológico previo que evalúe la conexión con acuíferos y cauces de agua dulce.
5. En caso de desear la utilización del agua de separación para recuperación secundaria podría requerirse un acondicionamiento costoso previo a la inyección.
6. Difícil control de averías y contaminación de acuíferos.

1.2.2. DESCARGA DIRECTA A LOS RIOS Y CUERPOS DE AGUA.

En un muy limitado número de casos la calidad del agua de separación de petróleo es tal que su utilización directa o la descarga legal a los cuerpos o cursos de agua superficial es posible con poco o ningún tratamiento. En el caso del agua de separación de yacimientos hidrogeológicamente vinculados a ríos, atendiendo a los parámetros hidroquímicos que muestran la composición del agua de separación y la del río antes y después del vertido, puede ser posible evaluar la afectación de la salinidad del río. Las exigencias de la autoridad de aplicación inherente, sin embargo, pueden impedir el vuelco directo a los ríos para aprovechar el bajo costo de dicho vertido. De cualquier manera; si este sistema fuera posible la metodología de vertido exige que sea realizada de manera tal que no exista impacto contaminante. Una forma coherente y justa de vertido directo a los cuerpos de agua debe ser analizada conjuntamente con las autoridades teniendo en cuenta no sólo los aspectos físico-químicos sino también los biológicos evaluando, además, su peso relativo frente a los otros vertidos de aguas salinas provenientes del drenaje de riego o de otros establecimientos industriales ribereños. Un cauce o cuerpo de agua debiera ser usado no sólo para cumplir con su función de desagüe natural de su cuenca hídrica sino como medio de transporte, fuente de energía, lugar de pesca, navegación, natación y para



Piezometro 1 Piezometro 4 Piezometro 3 Piezometro 2



0 30 m

COMUNICACION HIDRAULICA POR FALLAS

FIG. 2

contribuir al medio ambiente de la comunidad que se vincula al mismo (3). Finalmente, el caudal del río puede ser utilizado para transportar material de desecho proveniente de hogares, fábricas o minas, dentro del concepto de planificación del uso del agua que requiere la selección y preservación del standard de calidad regulando los tipos y cantidades de agua de desecho que pueden ser aceptadas como descarga final al río sin interferir en los distintos usos que, aguas abajo del punto de vertido, realicen los distintos usuarios (3).

Se adjunta a continuación un cuadro sumario de las ventajas y desventajas de la descarga directa.

1.2.2.1. SUMARIO DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS POSIBLES DE LA DESCARGA DIRECTA A LOS RÍOS Y CUERPOS DE AGUA.

Ventajas Posibles

1. Poco costosa de construir y operar.
2. Puede requerir poco tratamiento.
3. Puede ser no restrictiva para los volúmenes a verter en el futuro.
4. No requiere los extensos y detallados estudios hidrogeológicos de las otras alternativas de disposición de salmueras.
5. Permite la utilización del agua por otros usuarios del río.
6. No depende de la tasa de evaporación

Desventajas Posibles

1. Puede ser objetado.
2. Se requiere eficiente separación agua-petróleo.
3. Puede requerir monitoreo químico regular, intensivo y costoso.
4. Puede requerirse tratamiento del agua de separación para eliminar o atenuar la concentración de sus constituyentes comunes y no afectar usuarios del río.

1.2.3. EVAPORACION.

Los bajos o represas de evaporación es una técnica disponible que, cuando es correctamente proyectada, construída, operada, mantenida y monitoreada, expulsa a la atmósfera el agua de las salmueras de separación de petróleo en forma de vapor. Se debe tener precaución extrema en su diseño y construcción ya que incorrectamente realizadas se transforman en piletas de infiltración y se produce la lenta migración de las salmueras hacia el agua subterránea causando polución por cientos de años tanto a acuíferos como a los cuerpos de agua superficial aledaños.

Se considera que esta técnica puede ser aprovechada en todas las áreas con su red hidrográfica desvinculada de los ríos y cuerpos de agua. Ello minimiza el riesgo de las operaciones ya que en época de riqueza hídrica sería imposible que el fluido alcance dichos cuerpos de agua. Facilita la seguridad y economía (no se requiere utilizar membranas impermeables) del confinamiento la conformación hidrogeológica de superficie cuando existen importantes espesores de material poco permeable limo-arcilloso y/o con participación de arcillas expansivas (montmorillonita). Ello ha sido aprovechado por el CRAS en la Provincia de Río Negro para sugerir la evaporación de 5.000 m³/día en una superficie de 165 has. situada sobre una formación terciaria-cretácica arcilítica-bentonítica.

En otro caso, evaluado para un conjunto de yacimientos de Mendoza y Neuquén que concentraban su producción en una planta deshidratadora que producía casi 10000 m³/día de agua de separación se efectuó la selección del método experimental o piloto de evaporación total mediante la construcción de represas de bajo tirante y una superficie de 280 ha. Se consideraron varios aspectos, comenzando por las especificaciones legales de la autoridad de policía del agua que exige que el método seleccionado asegure "que no llegue una gota de agua salada a un río vecino" en función de proyectos de embalse e irrigación. La Provincia de Mendoza, por otra parte, a través de su

Departamento General de Irrigación, ha emitido la Resolución N° 634 del 12/8/87 que rige el volcado de efluentes. Esta norma en su capítulo II "prohíbe el vuelco de efluentes industriales a pozos absorbentes, pozos excavados y perforados conectados a cualquier acuífero libre o confinado, con excepción de aquellos singulares que autorice el Departamento General de Irrigación". Dadas las características hidrogeológicas de alta permeabilidad del subsuelo de un área seleccionada, cualquier método de eliminación de salmueras petroleras que implique su infiltración se comportaría como un pozo absorbente conectado a los acuíferos y ríos vinculados.

La selección del método de evaporación de salmueras efectuado por el CRAS ha tenido en cuenta también el hecho de que la provincia de Mendoza cuenta con un registro de datos de calidad del agua subterránea y superficial y otro con los establecimientos industriales que producen efluentes y los vierten a cauces públicos (ver Resolución 634 precitada). Al mismo tiempo, en fecha reciente, el poder de policía del medio ambiente en relación con los hidrocarburos ha sido transferido a los estados productores. Estos poseen un registro de las operaciones de disposición de agua de purga y manifiestan el deseo de asegurarse un amplio margen de protección de los recursos de agua dulce, críticos en esta zona árida.

Por ello el CRAS ha obtenido información de detalle sobre cada área investigada, tales como la superficie que ocupan las diferentes formaciones geológicas de interés hidrogeológico en superficie y subsuelo. También se han efectuado cálculos de permeabilidad para estimar una velocidad natural de flujo desde el lugar seleccionado hasta el río o acuífero de agua dulce más cercano. En ocasiones estos cálculos no fueron posibles en razón de la falta de datos hidrogeológicos subterráneos directos y la imposibilidad de obtenerlos rápidamente.

Se han localizado y analizado también los diferentes tipos de suelo de cada región, su geología e hidrología además del origen de la zona seleccionada y la penetración de las diferentes perforaciones petroleras y no petroleras en la vecindad ya que representan vías de acceso para el agua salada desde la formación geológica superficial receptora hacia los acuíferos de agua dulce y luego a los cursos de agua superficial. Todo lo anterior ha tenido especialmente en cuenta la responsabilidad legal del desarrollo, operación, mantenimiento y monitoreo del sistema de disposición la tendrá el operador del mismo, es decir la empresa petrolera. También se han considerado las proyecciones de la producción de 20.000 m³/día de agua de separación en el futuro inmediato.

Otro caso es el de un yacimiento situado a unos 30 Km al sur de la ciudad de Mendoza en el que se recomendó la eliminación de agua de separación por evaporación (300 a 900 m³/día) desde una superficie de represas (impermeabilizada por hallarse en zona agrícola y con acuíferos de tipo libre en explotación) de entre 10 y 20 ha. Actualmente una represa-almacén, impermeabilizada, de 0,4 ha de superficie, elimina naturalmente unos 15 m³/día y se inyecta el resto al subsuelo.

Dado que la capacidad de evaporación promedio en la zona es de aproximadamente 4 litros/m² /día y puede ser varias veces menor que la capacidad de infiltración generalmente se interpreta apresuradamente que el costo de las represas de evaporación puede ser mayor que el de las de infiltración pues, a igualdad de almacenamiento, la superficie debe ser mayor. Pero, a pesar de que algunos operadores o autoridades públicas poseen un injustificable "prurito" al observar extensas superficies de agua libre, las represas de evaporación se construyen con vermas de pocos cm (50-60). Ello es una ventaja de manejo en prevención de aluviones o roturas respecto de los taludes de varios metros de altura y de ancho que requieren las represas de infiltración para conservar la máxima capacidad de almacenamiento con la menor superficie (y por ende menor evaporación) posible. La

implementación de represas de evaporación puede resultar en un bajo costo de movimiento de suelos en comparación con los que implica una represa de infiltración.

1.2.3.1. SUMARIO DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS POSIBLES DEL METODO DE EVAPORACION.

VENTAJAS POSIBLES

1. La elevada temperatura de las salmueras es beneficiosa.
2. Relativamente rápido de construir y fácil de mantener.
3. El hecho que sólo sea necesario remover petróleo y algún material que cree una película sobre la superficie, implica un mínimo tratamiento de agua previo.
4. La más efectiva en áreas relativamente áridas del país donde el costo de la tierra es relativamente bajo.
5. La calidad de la salmuera, excepto por el contenido de petróleo, no es importante problema en el manejo del sistema.
6. El depósito de sal precipitada es de gran dureza y no puede ser desparramado por el viento ni afectar la vegetación. Cuando el área de evaporación es bien diseñada y se elimina el riesgo aluvional el depósito cristalino queda inmovilizado.
7. Existe experiencia en Argentina, Mendoza - Empresa Potasio Río Colorado - Minera TEA S.A. También en Yacimiento Ugarteche YPF S.A.

1.2.4. INFILTRACION.

No se ha encontrado bibliografía internacional que ilustre acerca de las bondades de este método de eliminación de agua de producción petrolera.

Este método consiste en eliminar el agua mediante su insumisión deliberada desde el fondo de represas no impermeabilizadas hacia el interior de los sedimentos o rocas subyacentes, de adecuada permeabilidad y que estén desconectadas de acuíferos o cursos de agua. Esta última condición debe ser demostrada con un modelo hidrogeológico conceptual o mediante una simulación matemática que requiere datos geológicos, hidrológicos e hidroquímicos completos y concretos del subsuelo obtenidos e interpretados por profesionales idóneos y expertos.

Dado que la capacidad de infiltración por unidad de superficie puede ser varias veces mayor que la capacidad evaporante generalmente se interpreta apresuradamente que el costo de las represas de infiltración puede ser menor que el de las de evaporación pues, a igualdad de diseño, la superficie puede ser menor. Sin embargo, las represas de infiltración se construyen con paredones de varios metros de altura para conservar la máxima capacidad de almacenamiento con la menor

DESVENTAJAS POSIBLES

1. Mal diseñado y mantenido puede convertirse en potencial punto de contaminación de aguas superficiales y subterránea debido a las fallas constructivas que liberen el depósito de sal acumulado, especialmente cuando el yacimiento es abandonado.
2. Fuente de continua búsqueda legal por la historia de la tierra y la contaminación del agua involucradas.
3. El alto costo de la tierra puede hacerlo impracticable.
4. La película de petróleo sobre la superficie del agua puede dificultar el proceso de evaporación.

superficie (y por ende menor evaporación) posible. Ello estriba en un alto costo de movimiento de suelos en comparación con los que implica una represa de evaporación.

El CRAS ha aconsejado este método en sólo dos yacimientos, uno en la provincia de Mendoza y otro en la Provincia de Río Negro.

En el de la Pcia. de Mendoza se estimó que su implementación -de emergencia y durante un cierto período de tiempo- sería inocua para los acuíferos en función de que los estudios interdisciplinarios (fig.4) indicaban que el flujo subterráneo tenía tal magnitud que el aporte de sales al subsuelo, si se efectuaba en forma homogénea; sólo incrementaría la salinidad del agua subterránea en un 1% y ningún uso sería afectado.

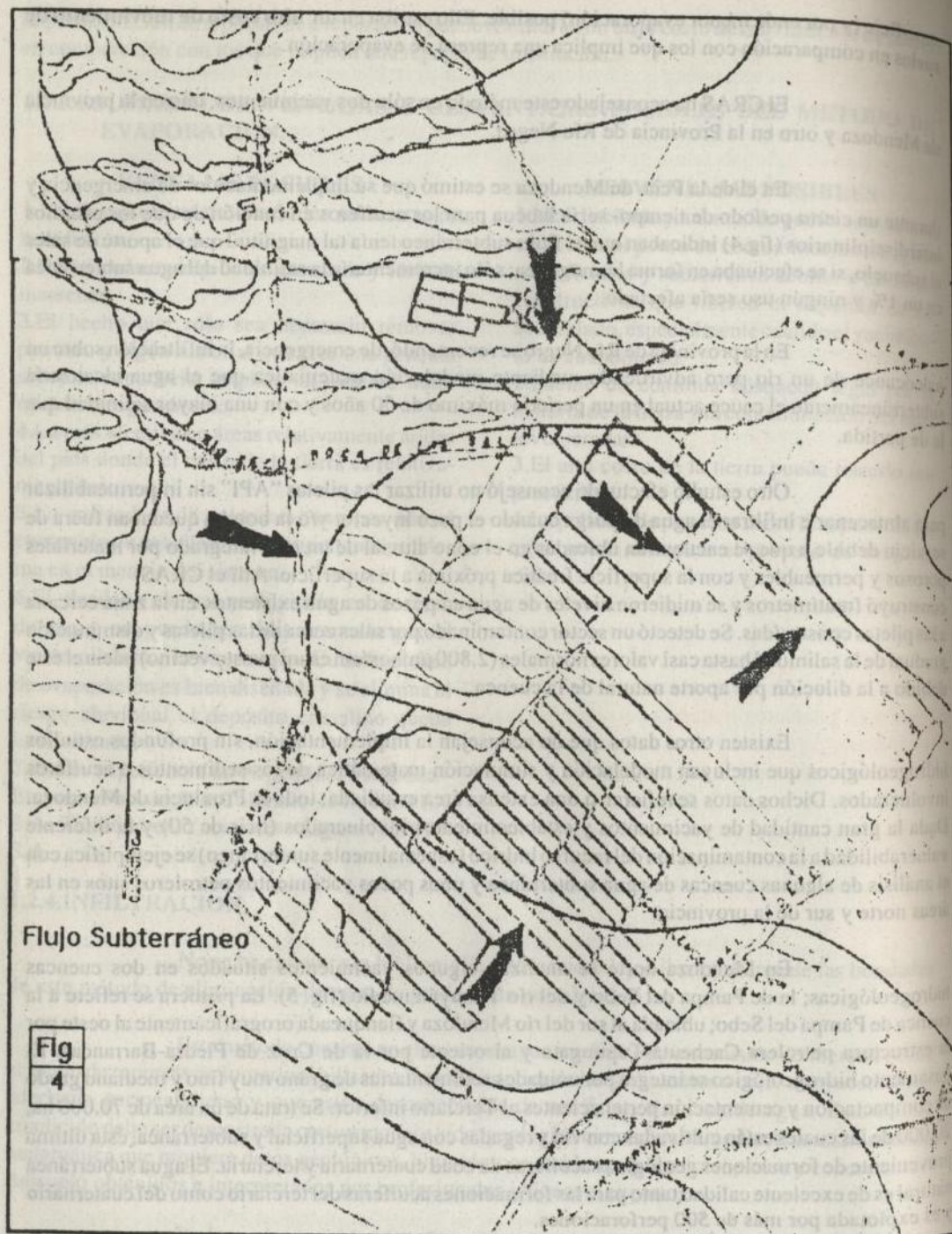
En la provincia de Río Negro se recomendó, de emergencia, la infiltración sobre un paleocauce de un río pero advirtiendo mediante modelación matemática que el agua alcanzaría subterráneamente el cauce actual en un período máximo de 50 años y con una mayor salinidad que la de partida.

Otro estudio efectuado aconsejó no utilizar las piletas "API" sin impermeabilizar para almacenar e infiltrar el agua de purga cuando el pozo inyector y/o la bomba quedaban fuera de servicio debido a que se encuentran ubicadas en el cono aluvial de un río, integrado por materiales porosos y permeables y con la superficie freática próxima a la superficie. Allí el CRAS construyó freátímetros y se midieron niveles de agua en pozos de agua existentes en la zona cercana a las piletas construídas. Se detectó un sector contaminado por sales cerca de las piletas y disminución gradual de la salinidad hasta casi valores normales ($2.800 \mu\text{mhos/cm}$ en un puesto vecino) hacia el este debido a la dilución por aporte natural de la cuenca.

Existen otros datos que no aconsejan la implementación, sin profundos estudios hidrogeológicos que incluyan modelación y simulación matemática de los sedimentos o acuíferos involucrados. Dichos datos se refieren a una extensa área estudiada; toda la Provincia de Mendoza. Dada la gran cantidad de yacimientos y establecimientos involucrados (más de 50) y la diferente vulnerabilidad a la contaminación del recurso hídrico (especialmente subterráneo) se ejemplifica con el análisis de algunas cuencas de agua subterránea y unos pocos yacimientos petroleros sitios en las áreas norte y sur de la provincia.

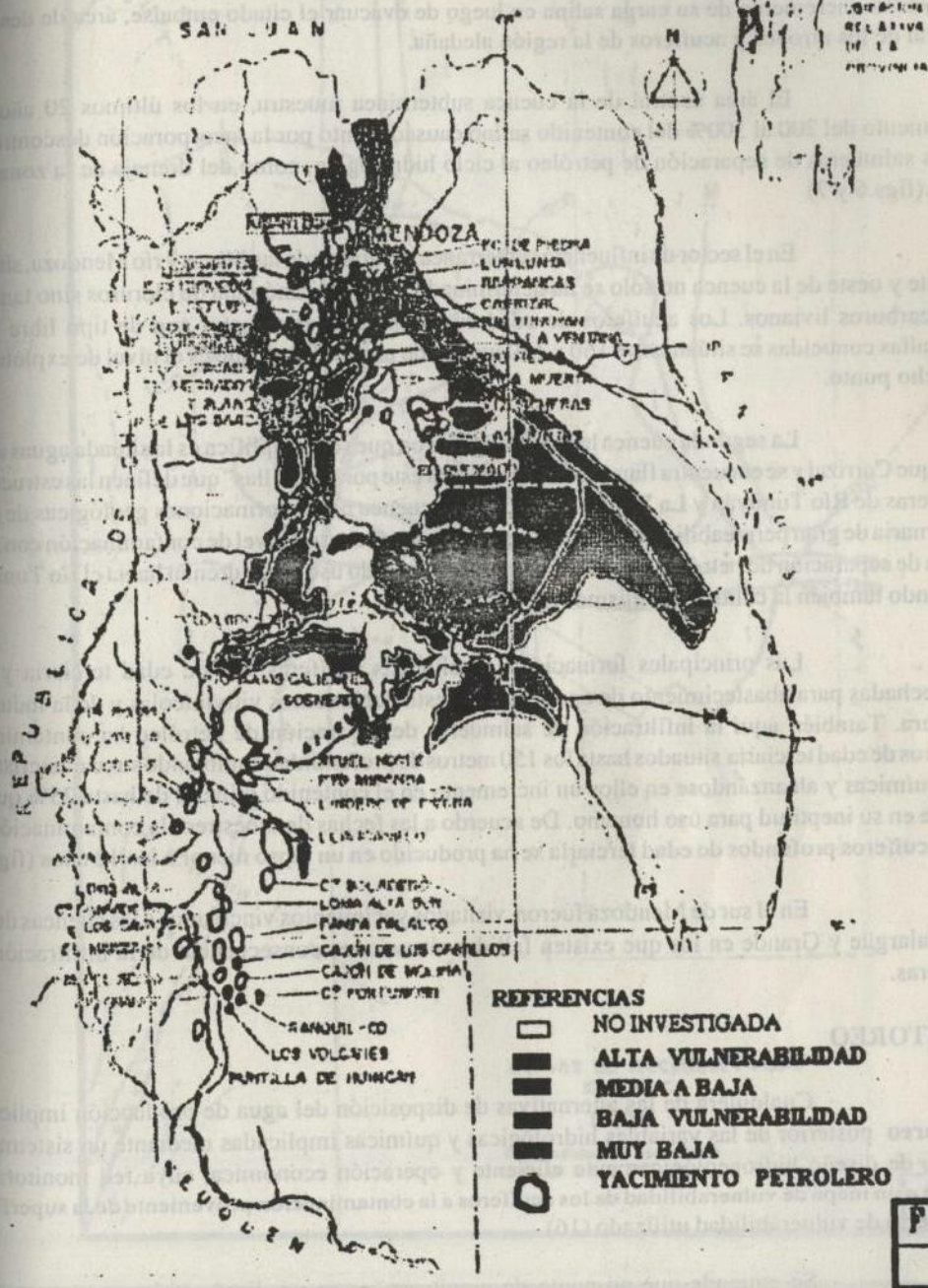
En Mendoza norte se analizan algunos yacimientos situados en dos cuencas hidrogeológicas; la de Pampa del Sebo y del río Tunuyán medio (fig. 5). La primera se refiere a la cuenca de Pampa del Sebo; ubicada al sur del río Mendoza y flanqueada orográficamente al oeste por la estructura petrolera Cacheuta-Tupungato y al oriente por la de Cruz de Piedra-Barrancas. El basamento hidrogeológico se integra por unidades sedimentarias de grano muy fino y mediano grado de compactación y cementación pertenecientes al Terciario inferior. Se trata de un área de 70.000 ha, 20.000 de las cuales están cultivadas con vid y regadas con agua superficial y subterránea, ésta última proveniente de formaciones geológicas acuíferas de edad cuaternaria y terciaria. El agua subterránea natural es de excelente calidad tanto para las formaciones acuíferas del terciario como del cuaternario y es explotada por más de 500 perforaciones.

En esta primera cuenca hidrogeológica se ha producido una gestión de salmueras de separación de petróleo orientada a la infiltración en terrenos de edad cuaternaria y terciaria sin estudio hidrogeológico previo conocido o completo. A pesar de que ya el Plan de Agua Subterránea de las Naciones Unidas (22) lo advirtiera hace 20 años, dicha gestión de salmueras ha determinado



CENTRO REGIONAL DE AGUA SUBTERRANEA

CRAS



que en el área de influencia de los arroyos Piedras Coloradas, de Los Pozos y del Carrizal se haya producido la contaminación salina no sólo de los acuíferos de edad cuaternaria sino también de los de edad terciaria y que ello incida, en proporción desconocida hasta el presente, sobre las condiciones químicas del agua embalsada en el dique "El Carrizal". El río Tunuyán ocasionalmente evidencia un importante incremento de su carga salina en luego de evacuar el citado embalse, área de descarga natural de los arroyos y acuíferos de la región aledaña.

El área central de la cuenca subterránea muestra, en los últimos 20 años, un incremento del 200 al 300% del contenido salino causado tanto por la incorporación descontrolada de las salmueras de separación de petróleo al ciclo hidrológico, como del drenaje de la zona bajo riego. (figs.6 y 7)

En el sector de influencia subterránea del arroyo de las Minas y río Mendoza, situado al norte y oeste de la cuenca no sólo se ha determinado presencia anómala de cloruros sino también hidrocarburos livianos. Los acuíferos de edad cuaternaria de este sector son de tipo libre y las anomalías conocidas se sitúan entre 160 y 180 metros de profundidad, que es el nivel de explotación en dicho punto.

La segunda cuenca hidrogeológica con que se ejemplifica es la situada aguas abajo del dique Carrizal y se encuentra flanqueada al oeste y al este por "cuchillas" que definen las estructuras petroleras de Río Tunuyán y La Ventana (fig.5). Esta cuenca posee formaciones geológicas de edad cuaternaria de gran permeabilidad y pequeño espesor que revelan un nivel de contaminación con agua salada de separación de petróleo que las hace inaptas para todo uso y que drenan hacia el río Tunuyán afectando también la calidad del mismo (fig. 8).

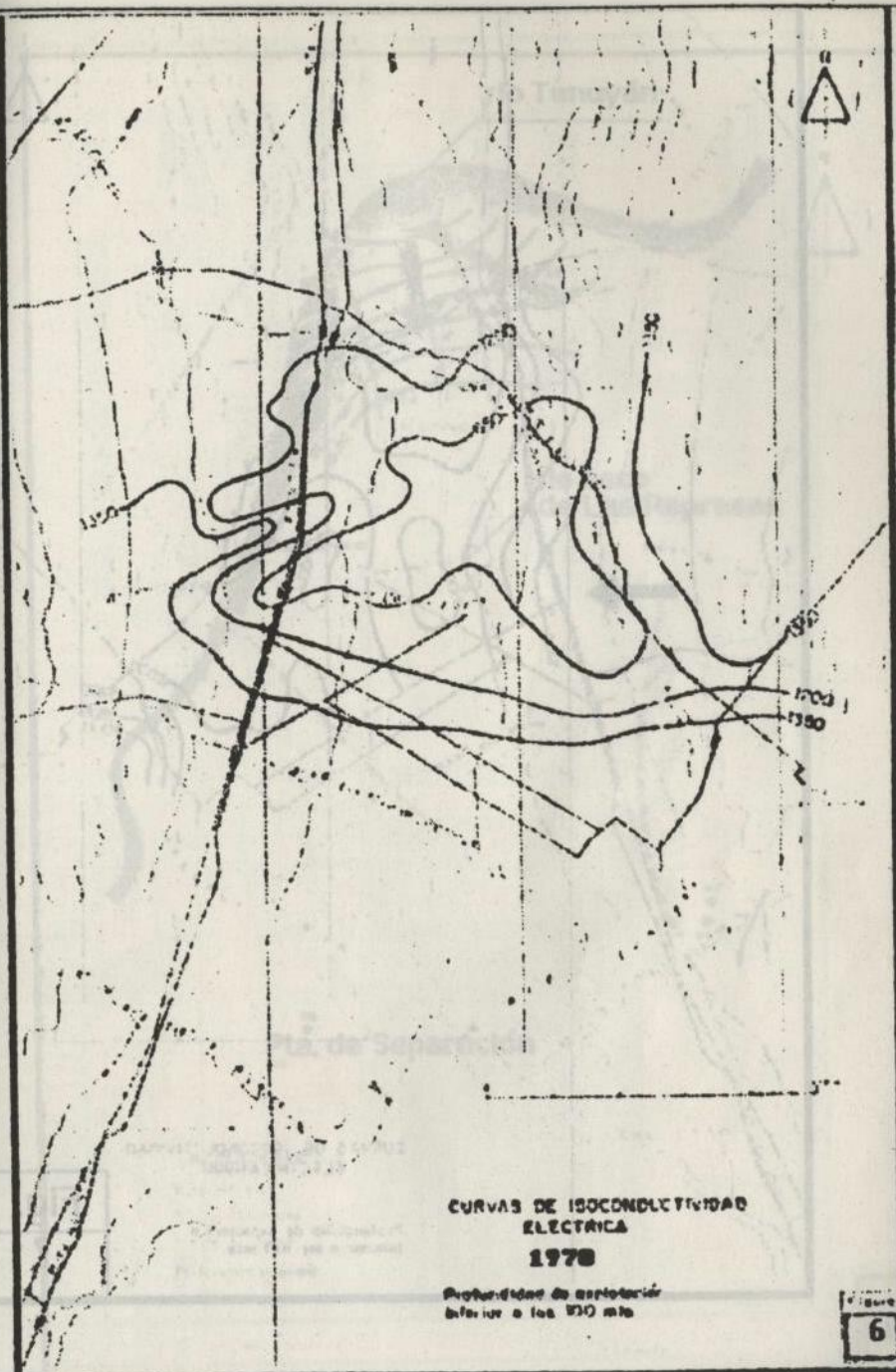
Las principales formaciones geológicas acuíferas son de edad terciaria y son aprovechadas para abastecimiento de agua potable, establecimientos vitivinícolas y de la industria petrolera. También aquí la infiltración de salmueras de separación de petróleo ha contaminado acuíferos de edad terciaria situados hasta los 150 metros de profundidad cambiando sus características hidroquímicas y alcanzándose en ellos un incremento en el contenido mineral de hasta 25% que se traduce en su ineptitud para uso humano. De acuerdo a las fechas de muestreo, la contaminación de estos acuíferos profundos de edad terciaria se ha producido en un lapso menor a los 12 años (fig. 9).

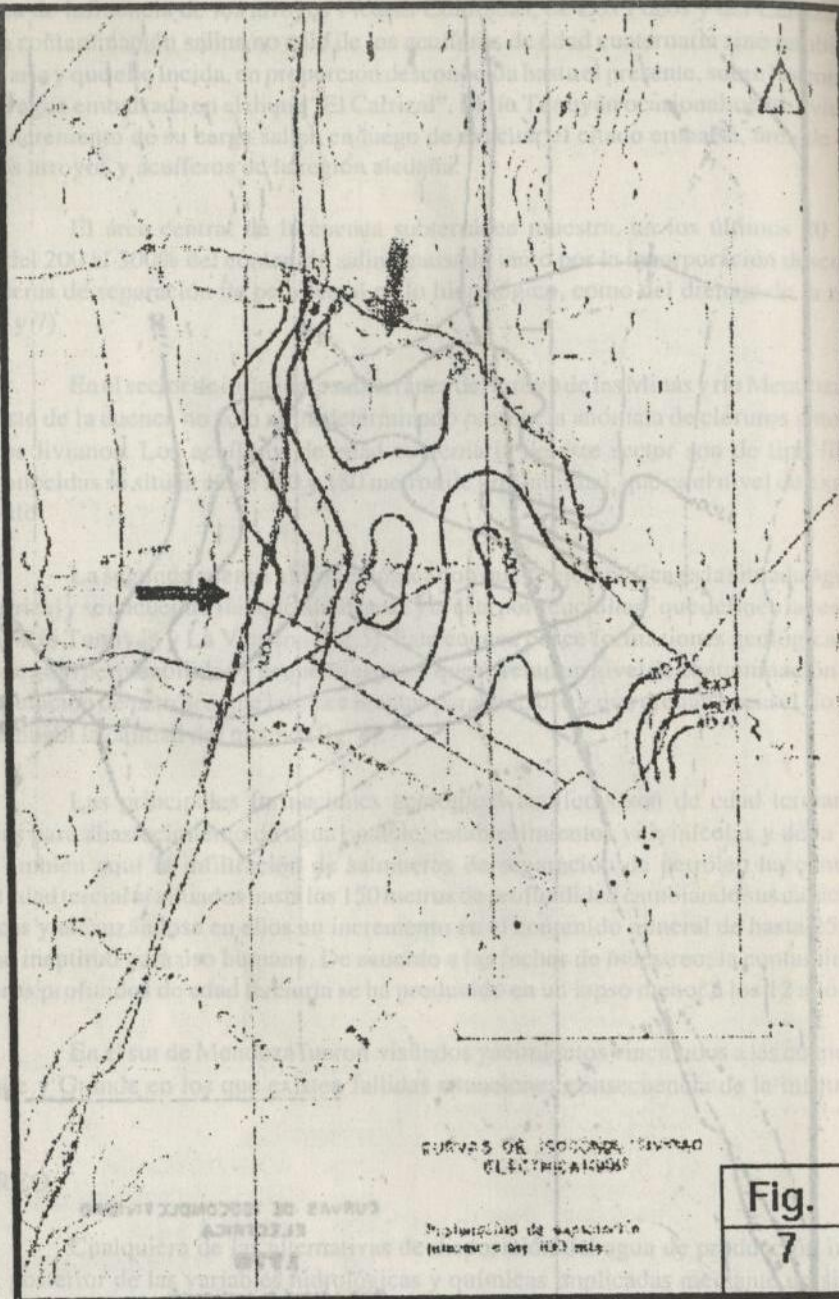
En el sur de Mendoza fueron visitados yacimientos vinculados a las cuencas de los ríos Malargüe y Grande en los que existen fallidas situaciones consecuencia de la infiltración de salmueras.

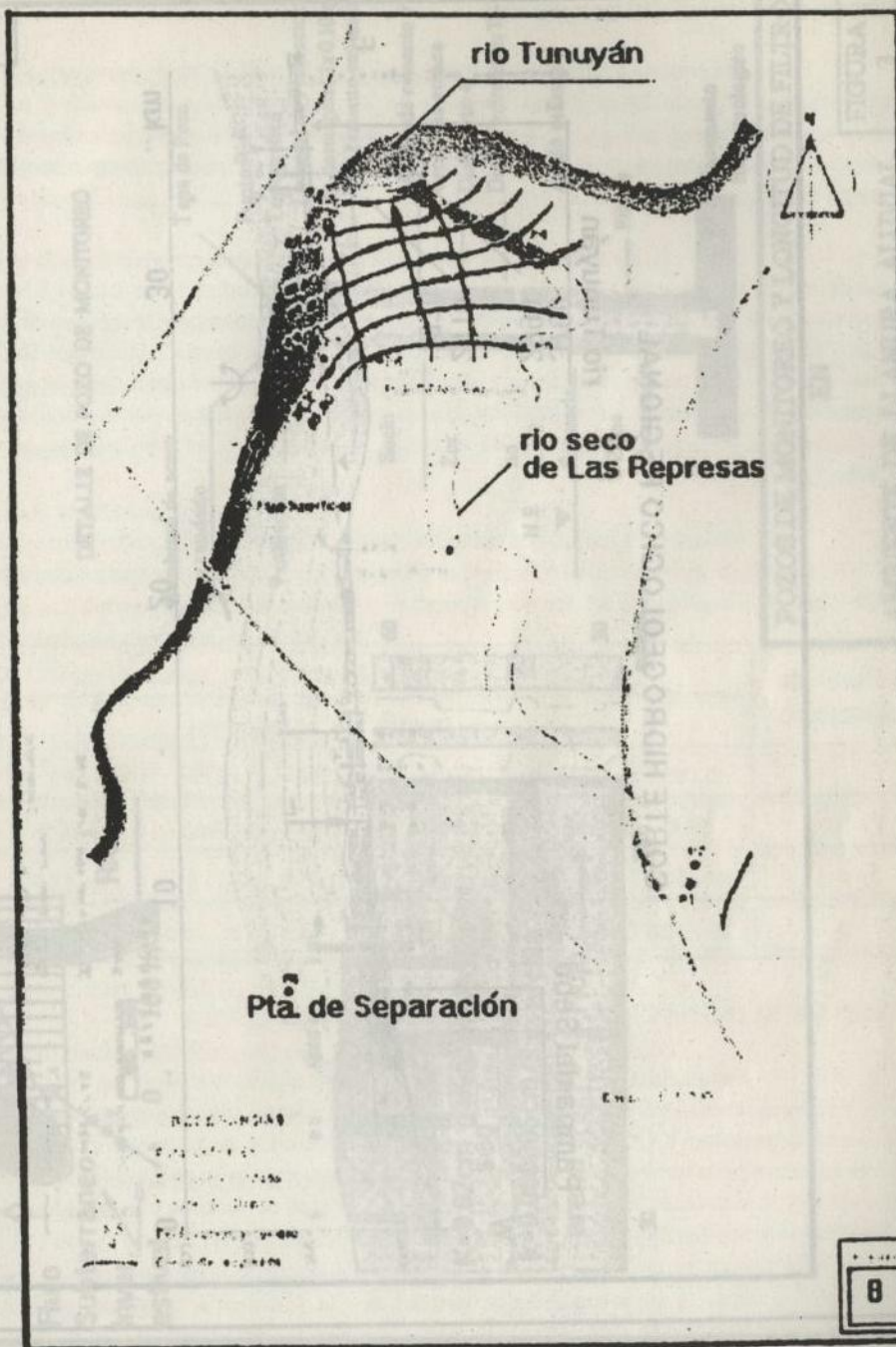
MONITOREO

Cualquiera de las alternativas de disposición del agua de producción implica el monitoreo posterior de las variables hidrológicas y químicas implicadas mediante un sistema de control, de diseño hidrogeológicamente eficiente y operación económica, cuya red monitorea se vuelque a un mapa de vulnerabilidad de los acuíferos a la contaminación proveniente de la superficie y el criterio de vulnerabilidad utilizado (16).

Se entiende que un punto de monitoreo posee un diseño hidrogeológicamente eficiente cuando los datos que de él se obtengan respondan inequívocamente a la situación del acuífero o cuerpo de agua a controlar. La figura 3 (18) ejemplifica el monitoreo de diferentes acuíferos de los que se conoce su piso, techo, permeabilidad vertical y horizontal, nivel de agua, etc. Si la hidrogeología







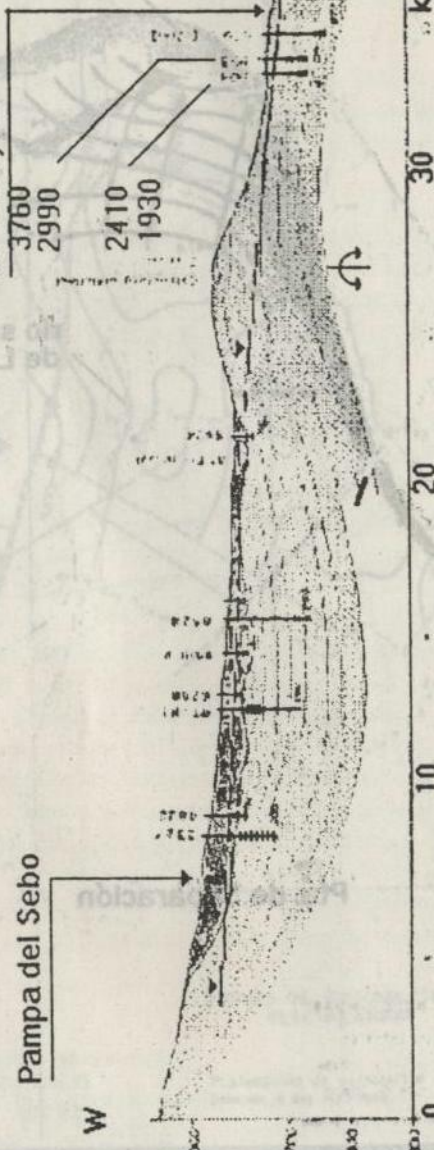
CORTE HIDROGEOLOGICO REGIONAL

rio Tunuyán

Pampa del Sebo

W

E



km

20

10

0

REFERENCIAS

Sedimentos recientes

Arena y grava

Arcilla

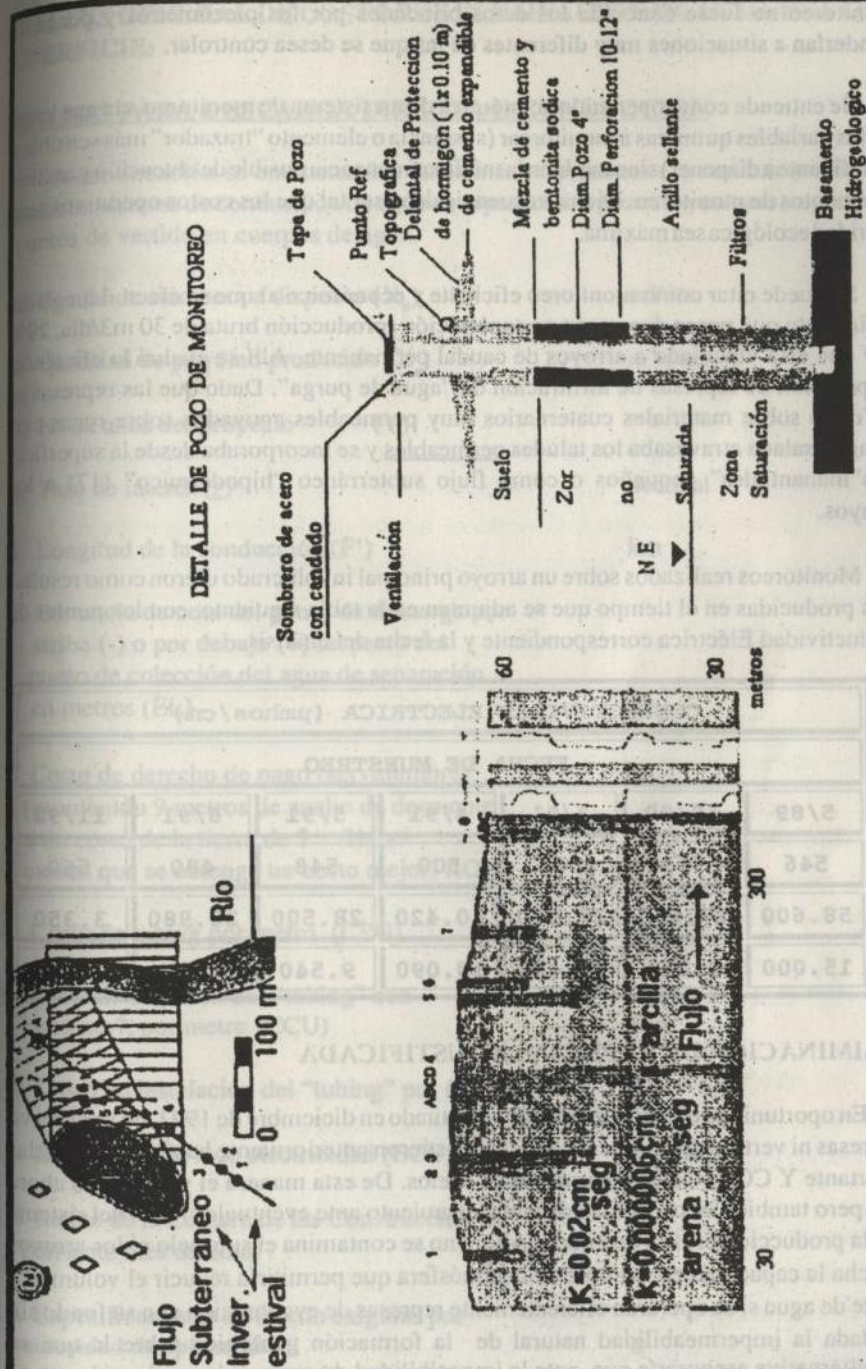
Granito

Cauce del río

Límite de la zona de estudio

Pozo de observación

9



POZOS DE MONITOREO Y LONGITUD DE FILTROS
EN

AMBIENTE DE LLANURA ALUVIAL

FIGURA
3

del punto de monitoreo no fuese conocida los datos brindados por los piezómetros y pozos de monitoreo responderían a situaciones muy diferentes de las que se desea controlar. /

Se entiende como operación económica de un sistema de monitoreo a la que tenga en cuenta no sólo las variables químicas a monitorear (sustancia o elemento "trazador" más sensible y representativo del efluente a disponer) sino también la mínima frecuencia posible de obtención y análisis de muestras de los puntos de monitoreo. Dicha frecuencia debe ser tal que los costos operativos sean mínimos y la seguridad ecológica sea máxima.

Se puede citar como monitoreo eficiente y económico al que se efectuó luego del estudio de un yacimiento que posee dos pozos en explotación (producción bruta de 30 m³/día, 29% de agua salada) y que está vinculado a arroyos de caudal permanente. Allí se evaluó la eficiencia ecológica de la operación de represas de infiltración de "agua de purga". Dado que las represas se situaban con su fondo sobre materiales cuaternarios muy permeables apoyados sobre rocas casi impermeables el agua salada atravesaba los taludes permeables y se incorporaba desde la superficie como verdaderos "manantiales" pequeños o como flujo subterráneo "hipodérmico" (17) a los mencionados arroyos.

Monitoreos realizados sobre un arroyo principal involucrado dieron como resultado las variaciones producidas en el tiempo que se adjuntan en la tabla siguiente; con los puntos de muestreo, la Conductividad Eléctrica correspondiente y la fecha del análisis.

PUNTO DE MUESTREO	CONDUCTIVIDAD ELECTRICA (µmhos/cm)						
	FECHA DE MUESTREO						
	5/89	10/90	3/91	4/91	5/91	6/91	11/92
1	546	569	960	500	548	480	560
2	58.600	17.690	27.400	30.420	28.500	20.980	3.350
3	15.000	8.240	13.450	10.090	9.540	9.560	3.600

ACCION DE ELIMINACION DE REPRESAS INJUSTIFICADA

En oportunidad del reconocimiento efectuado en diciembre de 1992, no se observó ningún tipo de represas ni vertido de salmueras; las que existieron anteriormente habían sido tapadas mediante un importante Y COSTOSO movimiento de suelos. De esta manera el yacimiento ahora carece de represas pero también de capacidad de almacenamiento ante eventuales fallas del sistema de conducción de la producción bruta a destilería. Ahora no se contamina el subsuelo ni los arroyos pero se desaprovecha la capacidad evaporante de la atmósfera que permitiría reducir el volumen y costos de transporte de agua si se operaran eficientemente represas de evaporación con su fondo sin impermeabilizar dada la impermeabilidad natural de la formación geológica sobre la que se construirían. Esta alternativa aseguraría que, ante la imposibilidad de evacuar la producción, no se produzcan derrames contaminantes.

ANALISIS GENERAL DE COSTOS DE ELIMINACION DE AGUA DE SEPARACION EN SUPERFICIE.

ANALISIS PARA DESCARGA DIRECTA O CONDUCCION

A continuación se enumeran los datos más importantes (1) con los que se debe contar para diseñar un sistema de conducción de agua de separación a pozos inyectores, represas de evaporación o puntos de vertido en cuerpos de agua.

1. Caudal de salmuera a disponer (X_B) m³/día.
2. Cantidad de petróleo producido (X_o) m³/día.
3. N° de años del proyecto (Y)
4. Tasa de interés (i) decimal
5. Longitud de la conducción (F') km
6. Distancia de cota del punto de descarga por arriba (-) o por debajo (+) respecto del punto de colección del agua de separación, en metros (EL) m
7. Costo de derecho de pago (servidumbre) (asumiendo 9 metros de ancho de desmonte a un costo de la tierra de \$ /Ha a menos que se obtenga un costo mejor) ROW: \$
8. Costo de tubing por metro (CPU) \$/m
9. Costo de aislación del "tubing" con cemento?, por metro (CCU) \$ m
10. Costo de instalación del "tubing" por metros \$ m
11. Costo por KWh de electricidad (ECU) \$/KWH
12. Índice de la Cámara de las Construcción del corriente mes decimal
13. Especificaciones de diseño exigidas por autoridad de aplicación \$

COSTO TOTAL DEL SISTEMA DE DESCARGA DIRECTA (líneo + conduc.)

1. Total de costos de capital (TCCPPS)

$TCCS = CCp + CCps$	\$
2. Total anual de gastos (TAEpps)	
$TAEpps = TAEp + TAEps$	\$/año
3. Costo total unitario por barril o m3 de petróleo producido (TUCopps)	\$/barril ó \$/m3 petróleo
4. Costo unitario por barril o m3 de salmuera dispuesta (TUCBPPS)	\$/barril

ANALISIS PARA REPRESAS O BAJOS DE EVAPORACION

Este capítulo considera sólo la configuración del diseño y los costos aproximados para desarrollar una represa de evaporación (1). En este análisis se supone que la unidad o sistema de evaporación se sitúa al final de la línea cuyo costo se detalló precedentemente ("Análisis de la conducción para descarga directa"). El sistema completo de evaporación debería incorporar tanto el análisis de la descarga directa desde el punto de colección de las salmueras hasta la boca de entrada de la represa de evaporación como el estado de la represa de evaporación. Desde el punto de vista económico ésto significa que el costo total del sistema de evaporación es igual a la suma de los costos asociados a la conducción (tubing) y bombeo más los de la represa de evaporación y las unidades de almacenamiento que pueden ser necesarias.

Un capítulo adicional de estudios hidrogeológicos puede ser necesario en el caso de desear efectuar evaporación aprovechando depresiones naturales del terreno y de esa manera reducir o eliminar los costos de impermeabilización de represas.

EVAPORACION EN REPRESAS

Suponiendo que la salmuera es conducida hasta el sitio de evaporación, la siguiente información se requiere con anterioridad al análisis. De la línea de conducción y del bombeo (analizados para Descarga Directa):

1. Costo total de capital (CCPPS)	\$
2. Costos totales anuales (TAEPPS)	\$
3. Costo total unitario por barril o m3 de salmuera	\$/bl
4. Costo total unitario por barril o m3 de petróleo producido (TUCPPS)	\$/bl o m3 petróleo

La siguiente información también será utilizada en los análisis.

1. Cantidad promedio de salmueras a ser dispuesta,
en barril o m3 por día (XB) gpd
m3/d
2. Total de sólidos disueltos de la salmuera (QB) mg/l o
ppmTDS
3. Cantidad de petróleo en galones por día o
m3/día producido con la salmuera (Xo) g/d o m3 de petróleo
4. Número de años del proyecto (Y) años
5. Tasa de descuento o costo de capital de
la compañía (i) fracción decimal
6. Costo de la tierra (CLU) \$/ha
7. Costo de la electricidad por kilovatios/
hora (ECV) \$/kwh
8. Tasa neta de evaporación del agua (ver
sección estado de evaporación de salmueras
para disposición en represas) (NER) mm día
9. Lluvia máxima para intervalos de 50 años
de recurrencia, ocurrida en 24 hs mm
10. Costo de revestimiento impermeable ins-
talado si corresponde (se asume \$ m²) \$/m²
11. Costo desmonte (se asume \$ /ha) \$/ha
12. Costo de terraplén p/ revestimiento, si
corresponde (se asume \$ /m3) \$/m3
13. Costo excavación de represa (se asume
\$ /m3) \$/m3
14. Índice de la construcción p/corriente año
15. Especificaciones provinciales p/diseño

COSTO TOTAL DEL SISTEMA DE EVAPORACION

(Bajo de evaporación + ducto + bombas)

1. Costo total del capital (TCCES)
TCCES = CCE + CCp + CCPS \$
2. Costo total anual (TAEES)
TAEES = TAEE + TAEP + TAEPS \$/año
3. Costo por barril de petróleo producido
(TUCOES)
TUCOES = TUC E + TUCOPPS \$/brl petróleo
4. Costo total unitario por barril de sal-
muera eliminado o dispuesto
(TUCBES) = TucBE + TUCBPPS \$/brl salmuera

5.BIBLIOGRAFIA

1. Reid, G.W.; Streebin, L.E.; Canter, L.W.; Smith, J.R. 1974 "Brine disposal treatment practices oil production Industry" School of Civil Engineer and Environmental Science. Univ. of Oklahoma Research Institute, for the United States Environmental Protection Agency (EPA).
2. Obras Sanitarias de la Nación 1980 Especificaciones agua bebida
3. James, Douglas L. and Lee, R. 1971 Economics of Water Resources Planning McGraw-Hill Book Company pp.373-394
4. Case, L.C. 1970 Water problems Production , An operator's Manual. Tulsa, Okla., The Petroleum Publishing Co. p.22-119.
5. Tipping, Enrique 1988 Audiovisual s/problemas geotécnicos en presa Chocón" Dpto. Geológico de Hidronor S.A. I Simp. Geol. Apl. a Ing. y Geotecnia en áreas Sísmicas. Consejo Profesional de Ciencias Geológicas. San Juan. 26-27/5/88
6. García Puente, César 1988 Información periodística del diario Clarín del 3/1/88. Presidencia de Hidronor S.A.
7. Prieto, Jorge 1980 Anomalías Geotécnicas en la Fm. Estratos con Dinosaurios por disolución de yeso en la Barda Alta de la ciudad de Neuquén. Comunicación verbal. Univ. Nac. del Comahue.
8. Holmberg, Eduardo 1962 Descripción Geológica de la Hoja 32d-Chachahuén. Dcción. Nac. de Geología y Minería. Bol. N°91.
9. Primo, Leandro José y González, Omar A. 1973 Relevamiento de las aguas subterráneas de la cuenca neuquina y su posible utilización en proyectos de recuperación secundaria y otros usos.
10. Mancini, Carlos D. y Uliana, Miguel A. 1973 Suministro de agua para recuperación secundaria en el sector oriental de la cuenca neuquina. II Simp. Rec. Sec. de Petr. y gas. 11 1973. Bariloche.
11. Cazau, Luis B. y Uliana, Miguel 1973 El cretácico superior continental de la cuenca neuquina. Actas V Congr. Geol. Arg. T. p. 132-163.
12. Digregorio, José H. 1969 Neuquén. Geología Regional Argentina. p. 441-505. Acad. Nac. de Ciencias de Córdoba.
13. Asociación Geológica Arg. 1978 Relatorio de la Geología y Recursos Naturales del Neuquén. 9-15/4/Neuquén.

14. Rotbarg, M.E. 1992 Contaminación de las aguas. Cuestiones legales relacionadas" Seminarios/protección ambiental en exploración y explotación de hidrocarburos. I.A.P. Neuquén 22/24 setiembre.
15. Caballero, H.M. 1992 Evaluación del impacto ambiental. Idem anterior.
16. Wetten, Cristian 1985 Mapas de vulnerabilidad a la contaminación de la agua subterránea. D-154- CRAS.
17. Custodio, E.; Llamas, M.R. 1976 Hidrología subterránea. Edic. Omega S.A. Barcelona.
18. Environmental Protection Agency. (EPA) 1986 RCRA Ground Water Monitoring Technical Enforcement Guidance Document OSWER 9950-1-EPA-89-USA
19. Wetten, Cristian 1993 Acuíferos del Terciario en Mendoza Norte y vulnerabilidad de acuíferos a la contaminación. Relatorio del XI Congreso Geológico Argentino, cap. Rec. Hídricos. Mendoza En prensa.
20. Wetten, Cristian 1993 Vertidos de salmueras de petróleo y protección acuíferos en el oeste de Argentina. Seminario Hispano-Argentino de Hidrología subterránea. Mar del Plata, 19-23/9/1993. En prensa.
21. Dennis R. Crist 1990 Brine management practices in OHIO. UIC program Administrator. OHIO Dpt. of Natural Resources. Div. Oil and Gas Columbus. OHIO, USA.
22. Plan de Agua Subterránea 1972 Investigación de las aguas subterráneas en el Noroeste. Argentina. Estudio de las aguas subterráneas en el valle del Carrizal. PNUD-ONU. Informe Técnico N° 5.

(*) Ing. G. Camarizero e Ing. H.D. Velázquez (Asociata Proyectos S.A.)