

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS

PRESENTACION: Ing. Alejandro Maure
Ing. Carlos Irigo

AUTOR: GEMA (GRUPO DE ESTUDIOS DEL MEDIOAMBIENTE)
UNC - FACULTAD DE INGENIERIA
MENDOZA - ARGENTINA

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure

Ing. Carlos Irigo

RESUMEN

Se describe someramente el origen de las denominadas AGUAS COPRODUCIDAS, para luego caracterizar la cantidad y evolución de estas aguas en los yacimientos explotados en la subcuenca CACHEUTA (Mza. Norte).

Se plantea la PROBLEMÁTICA AMBIENTAL que generan estos fluidos altamente salobres y las acciones que se han desarrollado hasta el presente para su tratamiento y ulterior disposición.

Se dan detalles de las INDUSTRIAS DE PROCESO QUE UTILIZAN ESTE CONCENTRADO SALINO COMO MATERIA PRIMA, con un breve análisis de las tecnologías disponibles, economías de escala, sinopsis de los productos principales y secundarios, y los principales mercados demandantes actuales.

Se analizan aspectos técnicos de los METODOS DE EVAPORACION ASISTIDA con el objeto de visualizar la factibilidad técnica y económica de obtener concentrados salinos a partir de esos efluentes, citando resultados concretos de un ensayo piloto efectuado en el Yacimiento Barrancas.

1 - INTRODUCCION

La explotación de un yacimiento de hidrocarburos normalmente abarca períodos de varias decenas de años, desde su descubrimiento (fase prospectiva y exploratoria), hasta su fase terminal en donde no resulta rentable continuar con los trabajos extractivos y se produce su abandono final. (Fig Nº 1)

La etapa productiva puede analizarse de acuerdo con la mayor o menor asistencia en recursos económicos, físicos y técnicos que requiere la obtención en boca de pozo, de los fluidos almacenados en profundidad.

Así se acostumbra a denominar como PRODUCCION PRIMARIA a la fase extractiva inicial (con su declinación típica), que permite producir una pequeña porción de las reservas de hidrocarburos presentes en los distintos reservorios del yacimiento, con un mínimo operativo de recursos.

Una vez que los mecanismos de drenaje natural van perdiendo su energía original por efecto de la extracción progresiva, se cae en la necesidad de utilizar metodologías que reenergicen los reservorios y restituyan y aún mejoren su producción .

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure

Ing. Carlos Irigo

A esta fase intensiva en inversiones y asistencia operativa, se la denomina RECUPERACION SECUNDARIA y fundamentalmente se basa en la inyección de agua (dulce o salada) a presión en pozos inyectoros a profundidad del o de los horizontes productivos, para que a través de un mecanismo de barrido se incremente la producción bruta en los pozos productores.

Luego de transcurrida esa etapa, los pozos productores producen una proporción de agua en relación con los hidrocarburos separables que, revierten la ecuación económica del yacimiento poniendo en consideración fases de RECUPERACION TERCIAria que intentan obtener una mejora adicional en el factor de recuperación, a través de metodologías que actúan por ejemplo alterando favorablemente los parametros petrofísicos fluido-roca.

Sin desmedro de lo apuntado, existen otras técnicas, que permiten sensibles mejoras en la recuperación de hidrocarburos, y que pueden actuar indistintamente en una u otra fase, a estas últimas se las denomina ESTIMULACIONES, y la respuesta o beneficio depende fuertemente de la condición energética del reservorio y aspectos intrínsecos de la dupla fluido-medio permeable a tratar.

2 - PRINCIPALES YACIMIENTOS LOCALIZADOS EN LA SUBCUENCA CACHEUTA (MENDOZA NORTE)

La base sedimentaria reconocida como petrolífera en la zona norte, abarca un área aproximada de 30000 Km².

Las acumulaciones de hidrocarburos detectadas al presente subyacen en entrampamientos de carácter estructural, del tipo anticlinal o monoclinal, con numerosas fallas y pliegues producto de la activa tectónica andina.

(Fig. Nº 3)

Los yacimientos en actividad son:

Segun el eje occidental

- 1- Cacheuta
- 2- Estructura Intermedia
- 3- Tupungato

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure

Ing. Carlos Irigo

- 4- Refugio
- 5- Piedras Coloradas
- 6- Chañares Herrados

Según el eje oriental

- 7- Estructura Cruz de Piedra
- 8- Lunlunta
- 9- Barrancas
- 10- Lunlunta Carrizal
- 11- Río Tunuyan
- 12- La Ventana
- 13- Río Viejas
- 14- Punta De Las Bardas
- 15- Vacas Muertas
- 16- Atamisqui
- 17- El Quemado
- 18- Viscacheras - Las Juntas

Entre ejes

- 19- Ugarteche
- 20- Tierras Blancas

Todos estos yacimientos producen un petróleo de base parafínica, de alguna de las siguientes formaciones:

- A- Las Cabras
- B- Potrerillos
- C- Río Blanco
- D- Barrancas
- E- Papagallos

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure
Ing. Carlos Irigo

2 - 1 - PRINCIPALES CARACTERISTICAS

Como aspectos relevantes se puede citar que gran parte de ellos llevan más de 50 años produciendo hidrocarburos (principalmente líquidos), habiendo superado la fase primaria de extracción (los reservorios se encuentran fuertemente depletados), y los más importantes registran más de 20 años bajo recuperación secundaria (inyectando agua dulce o agua de purga debidamente acondicionada)

Los horizontes productivos son de edad triásica/cretácica y están a profundidades variables entre los 1700 a 2300 mts.

Toda el área produce unos 13500 m³/día, lo que significa el 75% del total Provincial.

3 - AGUAS COPRODUCIDAS

Las AGUAS DE PURGA definidas como los fluidos congénitos de naturaleza acuosa y altamente salobres (en cloruro de sodio mayoritariamente), que acompañan a los hidrocarburos producidos y que son separados en superficie en plantas apropiadas, se manifiestan con diferente magnitud y composición a lo largo de la vida útil de un yacimiento, y significa un verdadero problema lograr una racional disposición final sin interactuar negativamente con el medioambiente. (Fig. Nº 2)

Fase de explotación del Yacimiento

Normalmente en la fase primaria produce petróleo con una baja proporción de agua, incrementándose la relación agua-petróleo con el tiempo.

Luego cuando se ponen en funcionamiento proyectos de recuperación secundaria, este porcentaje aumenta, pero según se implemente el barrido inyectando agua dulce o por el reciclado de agua de purga tratada, puede alterarse también la composición del agua producida.

Declinación del reservorio por efecto del régimen extractivo

La producción de fluidos por reservorios finitos y anisótropos, con diferentes mecanismos de drenaje significan declinaciones en la producción de fluidos como consecuencia de su degradación energética y los procedimientos extractivos que se ponen en juego.

Este punto tiene especial efecto sobre la magnitud y proyección del agua producida.

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure
Ing. Carlos Irigo

Operaciones y procedimientos de recuperacion asistida y estimulación

La mayor o menor intensidad de recursos que se usen para promover o acelerar la producción de fluidos de los reservorios bajo explotación, tienen especial significación en la cuantía del agua producida, su relación con los hidrocarburos, pudiendo alterar también su composición.

4 - PROBLEMÁTICA AMBIENTAL RELACIONADA CON EL AGUA COPRODUCIDA

En el oasis norte la actividad petrolera coexiste con actividades agrícolas-industriales y núcleos urbanos. Esto determina una problemática especial que está contemplada en la legislación ambiental tanto provincial (Ley Nº 5961) como nacional (Res. Nº 105/92 Secretaría de Energía).

Debe tenderse al desarrollo armónico y sostenido de todas las actividades socio-económico-culturales con una gestión medioambiental que acompañe la generación de bienes y servicios desde sus etapas operativas iniciales, y en donde se ponga especial énfasis en tareas de carácter predictivo-preventivo de los impactos que se generan.(Fig. Nº 4)

En relación con esto último, se observa para el caso de las aguas de purga que, debido al tenor salino de este effluente, verdaderamente se condiciona su vertido incontrolado en superficie, principalmente en zonas cercanas a tierras cultivadas o con fuentes de agua dulce subterráneas o superficiales bajo explotación. (Fig. Nº 5)

Teniendo en cuenta las circunstancias expuestas, las empresas productoras de hidrocarburos deben prestar atención a los sistemas utilizados para la disposición de las aguas de purga, para evitar problemas de contaminación que generarían graves daños al sistema socio productivo cultural. La pérdida de productividad en cultivos regados con aguas salinas es un ejemplo de esto. (Figs. Nº 6 y 7).

5 - SOLUCIONES NORMALMENTE ADOPTADAS

5 - 1 - Utilizar las aguas coproducidas para la inyección en los reservorios con el objeto de represarizarlos y mejorar la recuperación del crudo remanente.

Este constituye el mejor destino, ya que resuelve el problema medioambiental y se mejora la ecuación económica del yacimiento.

ALTERNATIVAS DE UTILIZACIÓN DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure

Ing. Carlos Irigo

Tiene como contrapartida una muy fuerte componente en inversiones ligadas a las plantas de tratamiento, plantas de bombeo de alta presión, preparación de pozos inyectoros, mantenimiento y control del barrido acuoso en profundidad, etc.

5 - 2 - Disponer las aguas coproducidas en formaciones sumidero a través de pozos inyectoros. Estas formaciones deben ser estériles y asegurar su aislación de fuentes de agua dulce u otros recursos naturales aprovechables.

Es una solución usada cuando no resulta viable o queda un remanente no utilizable del método anterior. Es relativamente onerosa por el alto costo de equipamiento y preparación de un pozo inyector, necesitando periódicas estimulaciones ácidas para restaurar parámetros de inyectividad a formación.

A fines ilustrativos se cita que la preparación de un pozo inyector demanda gastos cercanos a los 60000 U\$, inyectando un caudal de alrededor de 250 m³/día en un rango de 150 a 200 kg/cm².

También requiere de una evaluación geológica profunda del horizonte utilizado para la inyección, y la manera en que podría estar vinculado con los distintos recursos y atributos medioambientales a proteger.

5 - 3 - Vertido controlado en superficie en zonas geomorfológicamente aptas y en donde estudios de base demuestren la no vulnerabilidad de acuíferos, ecosistemas, etc.

Esta solución supone dos modalidades:

5 - 3 - 1 - Disposición en piletas de infiltración-evaporación adecuadamente construidas y localizadas, y en donde se demuestre la no existencia de situación de riesgo de colapso aluvional y su propagación a zonas cultivadas.

5 - 3 - 2 - Disposición en piletas para su eliminación natural, debidamente impermeabilizadas para el caso de existir estratos subyacentes permeables y con vinculación a cuerpos de agua dulce.

Esta última solución (Punto 5 - 3) no se adapta en general a la situación del Oasis Norte, dada la coexistencia de áreas cultivadas, industrias no petroleras y recursos hídricos superficiales y subterráneos.

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure
Ing. Carlos Irigo

Como se sabe el recurso hídrico de esta región es la base de su existencia, por lo que es prioritario preservarlo.

Indudablemente las soluciones que se adopten en el futuro respecto al destino de las aguas coproducidas deberían tender a las adoptadas en países mas avanzados en las leyes de control ambiental, con lo cual estaríamos obteniendo un esquema de participación de las soluciones tal como el que se muestra en la Fig N° 8.

6 - SOLUCION ALTERNATIVA MEDIANTE METODOS DE EVAPORACION ASISTIDA

Estos métodos constituyen una alternativa para el tratamiento de aguas de purga, produciendo sales o un concentrado según que su destino final sea el vertido sanitario o su incorporación como materia prima a industrias de proceso. (Figura N° 9).

Las plantas de tratamiento por evaporación asistida pueden utilizar alguno de estos dos métodos: la nebulización a alta presión o la combustión sumergida. En ambos se concentra el soluto con lo que se consiguen tres objetivos importantes:

- 1- Restar movilidad al effluente
- 2- Reducir el área afectada a su tratamiento
- 3- Reducir sensiblemente el volumen de effluente

El tipo de energía de que se disponga determina el tipo de E.A. a seleccionar, así si se dispone de gas de baja presión (normalmente venteado en yacimiento), la evaporación transcurrirá por técnicas de combustión sumergida.

La posibilidad de presurizar el líquido a presiones del orden de los 30 kg/cm², para su posterior nebulización determina otra alternativa para incrementar la tasa de evaporación.

La existencia de industrias que captarían como materia prima básica estos concentrados salinos, junto al hecho de que algunos de los productos obtenidos tienen uso petrolero, permiten visualizar un provechoso reciclo de las aguas coproducidas, constituyendo esto último el cuarto y quinto objetivo de esta alternativa:

- 4- Obtener un concentrado salino utilizable en industrias de proceso

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure
Ing. Carlos Irigo

- 5- Generar productos que posean mercados ya desarrollados con capacidad demandante.

7 - ASPECTOS TECNICOS DE LA EVAPORACION ASISTIDA POR NEBULIZACION

El desarrollo de toberas de alta eficiencia, junto a bombas centrífugas multietapa de alta presión confiables han contribuido a la factibilidad de esta alternativa.

Con fines ilustrativos se cita que una tobera típica de dos pasos, nebulizando 200 m³/día entre 28 y 35 kg/cm², genera una superficie de intercambio del orden de 8 hectareas/m³, con diámetros de gotas próximos a los 60 micrones y menores.

Estas toberas están construídas de materiales resistentes a la corrosión y permiten nebulizar fluidos con partículas en suspensión de hasta la mitad del diámetro de su garganta.

La tasa de evaporación depende de variables climáticas (intensidad de viento, temperatura ambiente, humedad relativa, etc.), de la temperatura de entrada del fluido, y su composición, también resulta controlable por otras variables (Presión de eyección, geometría de nebulización, etc.).

Resulta de suma importancia la caracterización climática y de eventos meteorológicos para el área de influencia de la instalación de E.A.

Estas instalaciones se disponen en playas de tratamiento para la reducción del agua salobre y posterior captación del residuo salino seco o la salmuera sobresaturada que puede ingresar como materia prima a plantas de obtención de ácido clorhídrico, soda cáustica, hipoclorito de sodio, etc.

8 - ESTIMACION PRELIMINAR DE LA PRODUCCION DE CONCENTRADOS SALINOS A PARTIR DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS

Varias operadoras de yacimientos de la región tienen actualmente excedentes de aguas de purga sin gestión explícita de tratamiento lo que constituye la materia prima necesaria para cualquiera de los procesos de Evaporación Asistida.

La cuantificación actual de estos excedentes y su proyección en el tiempo, supone analizar la perspectiva política y macroeconómica en la que se desenvuelve la industria petrolera en general, y

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure
Ing. Carlos Irigo

por otro lado involucra el conocimiento de las estrategias de mercado y aspectos microeconómicos que en particular desarrolla cada empresa productora de hidrocarburos.

A tal fin y para la evaluación preliminar de excedentes de aguas de purga de ocurrencia en los principales yacimientos enumerados anteriormente, se analiza sintéticamente caso por caso el producido salobre obtenible, basándose en una hipótesis de mínima:

CASO 1

Yacimientos.....	Barrancas/Cruz de Piedra/ Lunlunta/ L.Carrizal	
Distancia desde Mza.....	30 km.	
Petróleo seco producido.....	59430	m3/mes
Agua de purga producida.....	230033	m3/mes
Excedentes disponibles.....	1000	m3/día
Tenor salino promedio.....	38000 mg/lit como residuo seco	
Residuo seco actual.....	38	ton/día

Observaciones: Posee proyectos de recuperación secundaria que utilizan aguas de purga tratadas, y varios pozos sumideros en operación, hasta hace poco se evapo-intiltraba en forma natural en grandes represas.

CASO 2

Yacimientos.....	Viscacheras/Las Juntas	
Distancia desde Mza.....	90 km.	
Petróleo seco producido.....	73347	m3/mes
Agua de purga producida.....	836000	m3/mes
Excedentes disponibles.....	20000	m3/día
Tenor salino promedio.....	50000 mg/lit como residuo seco	
Residuo seco actual.....	1000	ton/día

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure
Ing. Carlos Irigo

Observaciones: Este yacimiento tiene proyectos de recuperación secundaria en expansión, y actualmente esta estudiando la factibilidad de usar represas para la reducción de sus excedentes, que se reiltera, significan actualmente más de 20000 m3/día de aguas coproducidas.

CASO 3

Yacimientos..... Piedras Coloradas/ Estructura Intermedia.
Distancia desde Mza..... 60 km.
Petróleo seco producido..... 26000 m3/mes
Agua de purga producida..... 32418 m3/mes
Excedentes disponibles..... 1080 m3/día
Tenor salino promedio..... 38000 mg/lit como residuo seco

Residuo seco actual..... 41 ton/día

Observaciones: Tienen proyectos de Recuperación secundaria en su fase preliminar.

CASO 4

Yacimientos..... La Ventana / Rio Viejas / Gran B. Blanca / V. Muertas
Distancia desde Mza..... 60 km.
Petróleo seco producido..... 100000 m3/mes
Agua de purga producida..... 33435 m3/mes
Excedentes disponibles..... 1000 m3/día
Tenor salino promedio..... 30000 mg/lit como residuo seco

Residuo seco actual..... 30 ton/día

Observaciones: Poseen un buen desarrollo de recuperación secundaria implementado 50% con agua dulce y 50% con agua de purga tratada (proyectos ya estabilizados), y un pozo sumidero en operación.

CASO 5

Yacimientos..... Atamisqui / El quemado
Distancia desde Mza..... 85 km.
Petróleo seco producido..... 19185 m3/mes



ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure

Ing. Carlos Irigo

Agua de purga producida.....	31470	m3/mes
Excedentes disponibles.....	1049	m3/día
Tenor salino promedio.....	42000	mg/lit como residuo seco
Residuo seco actual.....	44	ton/día

Observaciones: Poseen proyectos de recuperación secundaria con agua dulce en expansión.

CASO 6

Yacimientos.....	Chañares Herrados / Pto. Cercado	
Distancia desde Mza.....	30 km.	
Petróleo seco producido.....	4020	m3/mes
Agua de purga producida.....	3390	m3/mes
Excedentes disponibles.....	113	m3/día
Tenor salino promedio.....	38000	mg/lit como residuo seco
Residuo seco actual.....	4.3	ton/día

Observaciones: No tienen proyectos de recuperación implementados al presente.

Como se observa del análisis de estos 6 casos el residuo salino actual, disponible total está en el orden de:(Figura N° 10)

1157 ton/día

9 - INDUSTRIAS DE PROCESO QUE PODRIAN UTILIZAR LOS EXCEDENTES SALINOS

9 - 1 - BASE CONCEPTUAL

Los procesos que se ajusten a este fin deben reunir conceptualmente algunas condiciones básicas, para constituirse en posibles demandantes de los excedentes:

a- Deben utilizar como materia prima cloruro de sodio, admitiendo cierto tenor de contaminantes

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure
Ing. Carlos Irigo

específicos.

b- Deben generar un espectro de productos primarios y secundarios que resulten colocables en mercados existentes.

c- No deben generar efectos medioambientales adversos de mayor cuantía que los producidos por el efluente salino no tratado original.

d- Se debe contar con tecnología para el uso alternativo de residuos en fase seca y húmeda.

e- La economía de escala de la planta productora debe ser compatible con la producción de estos excedentes.

A continuación se examinan algunos procesos que los satisfacen:

9 - 2 - PROCESOS DE OBTENCION DE ACIDO CLORHIDRICO POR EL METODO LEBLANC

Este método de producción de ácido clorhídrico, como producto principal y de sulfato de sodio como subproducto de importancia, parte de la utilización de cloruro de sodio seco, que junto a ácido sulfúrico son calentados en un horno especial, denominado Horno Mannheim, donde se produce la reacción que conduce a la producción de cloruro de hidrógeno (fase gaseosa), que luego se recupera en torres absorbedoras para pasar a continuación a torres purificadoras.

El sulfato de sodio se recupera como una torta cuya pureza en sulfato depende de la materia prima inicial.

El proceso descrito constituye la primera parte del método Leblanc para la obtención de carbonato de sodio.

Usualmente de nuestro País, por ejemplo Salina del Bebedero, Provincia de San Luis.

Si se compara la composición de estas sales con las obtenidas como residuo seco de aguas de purga sometidas a evaporación (ver cuadro A)

Se observan porcentajes de cloruro de sodio similares, con tenores contaminantes compatibles con su utilización en el método apuntado.

Cosa que resulta lógica ya que la formación de una salina sobreviene de la reducción natural a lo largo de miles de años de grandes volúmenes de agua de mar ubicados en terrenos impermeables, siendo este mismo residuo el que se pretende obtener del agua de mar residente en los reservorios, por vía artificial.

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure

Ing. Carlos Irigo

APLICACIONES INMEDIATAS DE LOS PRODUCTOS OBTENIDOS

El ácido clorhídrico se utiliza en:

- 1- El decapado del hierro y el acero
- 2- Como materia prima de la industria química y petroquímica.
- 3- En la estimulación de reservorios como medio para recuperar la capacidad de producción o inyección de fluidos en los yacimientos hidrocarbúrriferos.

El sulfato de sodio tiene diversas aplicaciones:

- 1- En la industria del papel
- 2- Producción de detergentes
- 3- Fabricación de vidrio
- 4- Fabricación de fibras sintéticas

La República Argentina es deficitaria en sulfato de sodio, importando, por ejemplo de Chile unas 2500 ton/año, a un precio promedio FOB Chile de 166 U\$S/ton.

Sin embargo el mercado es limitado, y se considera que una producción de unas 6000 ton/año sería el límite actual para lograr una comercialización interna correcta e incluso exportar a Brasil, que también importa de Chile.

9 - 3 - PROCESOS DE OBTENCION DE SODA CAUSTICA

Para producir soda cáustica, junto a ácido clorhídrico, cloro, hipocloritos y otros, se usan métodos electrolíticos, siendo los tradicionalmente usados los de celdas de diafragma y los de celdas de cátodo de mercurio.

Modernamente se esta usando la llamada celda de membrana en la que se utilizan membranas de teflón, no contaminantes, con lo que se consiguen productos totalmente libres de mercurio.

Este sistema permite trabajar con economías de escala variables:

- 1- Grandes plantas productoras (de más de 100 ton/día de soda cáustica).

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure

Ing. Carlos Irigo

2- Plantas modulares locales de menor producción.

Esta segunda opción resulta sumamente-interesante para la industria del petróleo, dado que el ente productor de aguas de purga y por consiguiente del residuo salino materia prima de la planta, es consumidor final de ácido clorhídrico para sus operaciones.

Para el caso de Mendoza, con existencia importante de aguas de purga en un entorno no distante de la Capital, se justificaría el estudio de detalle de la instalación de una planta que utilice estos principios.

APLICACIONES INMEDIATAS DE LOS PRODUCTOS OBTENIDOS

Ya se ha mencionado el uso del ácido clorhídrico, cuyo mercado en zonas petrolíferas es mucho más amplio que el del sulfato de sodio.

Con respecto al hidróxido de sodio, basta hacer referencia que Chile importa anualmente: 43000 ton/año a un precio promedio de 350 U\$S/ton.

Siendo sus principales campos de aplicación:

- 1- Fabricación de detergentes
- 2- Fabricación de papel
- 3- Fabricación de plásticos
- 4- Otros productos químicos

Estudios realizados sobre el consumo de cloro en America del Sur, indican un aumento del mismo en el período 1991/95 del 4.7%, siendo los principales consumidores las industrias de 1,2 dicloroetano, organoclorados diversos, cloruros metálicos, hipoclorito de sodio, etc., con una tendencia manifiestamente creciente debido a la falta de alternativa económica dado los altos costos de producción de los productos sustitutos, como el peróxido de hidrógeno y el ozono.

El cloro mantendrá después del milenio su posición importante en el mercado.

El mercado de hipoclorito de sodio como agente desinfectante de bajo costo para el tratamiento del agua tendrá una importancia cada vez mayor con la creciente demanda de los sectores de la población que no tienen acceso continuo a sistemas de suministro de agua potable tratada, así como sistemas de canalización y tratamiento de efluentes urbanos.

Como dato ilustrativo se indica que Chile importa 220 ton/año de agentes blanqueadores a un promedio de 14350 U\$S/ton.

ALTERNATIVAS DE UTILIZACIÓN DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure

Ing. Carlos Irigo

En nuestro País existen productores de soda cáustica y cloro gaseoso como INDUCLOR S.A. en Bahía Blanca con 100000 y 90000 ton/año respectivamente, INDUPA S.A.I.C. en cinco saltos (Río Negro) 75000 ton/año de soda cáustica, 40000 ton/año de ácido clorhídrico, y de 80000 ton/año entre cloro gaseoso y licuado.

10 - RESIDUOS SALINOS OBTENIBLES POR EVAPORACION ASISTIDA POR NEBULIZACION

La convergencia de factores climáticos propicios, la vulnerabilidad manifiesta del recurso hídrico a vectores contaminantes como el considerado, junto a su utilización en industrias locales que abastecen a mercados petroleros que también residen en la region, son los principales argumentos de viabilidad de este procedimiento.

El desarrollo de toberas de alta eficiencia, bombas centrífugas de alta presión confiables han contribuido a mejorar los indicadores de la factibilidad de esta solución.

Ver esquema operativo en fig. 10

El esquema de tratamiento se dispone en una playa especialmente acondicionada, en donde se produce la reducción del agua salobre y posterior captación del residuo salino seco o la salmuera sobresaturada que ingresará como materia prima a las plantas ya descritas.

10 - 1 - ASPECTOS ECONOMICOS DE LA PROPUESTA.

Con el objeto de evaluar la inversión y los costos operativos asociados a una línea de tratamiento de 1000 m³/día, y dada la modularidad con que podría extenderse al tratamiento de mayores volúmenes-día, se describen a continuación sus principales componentes:

a- Sistema de presurización del fluido

Cantidad	Item
----------	------

- | | |
|---|--|
| 2 | Bombas centrífugas multietapas de 40 kg/cm ² , 60 m ³ /h |
| 2 | Motores eléctricos de 130 cv, 380 volts, 3000 rpm |
| 1 | Fundaciones y anclajes |

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure

Ing. Carlos Irigo

- 1 Conjunto de instrumentación básica
- 1 Conjunto de válvulas de maniobra y seguridad en la impulsión.

Valor asociado.....130.000 U\$S

b- Sistema de conducción de fluidos

Cantidad Item

- 60 mts. Líneas de conducción de alta presión en 4 pulg.(60 kg/cm2)
- 20 mts. Líneas de conducción de baja (mangueras de 6 pulgadas)
- 40 mts. Líneas de acometida a toberas de alta presión en 2 1/2 pulg.
(Incluye instalación)

Valor asociado.....8000 U\$S

c- Sistema de nebulización

Cantidad Item

- 8 Estructuras soporte
- 8 Dispositivos de orientación
- 8 Toberas

Valor asociado.....13000 U\$S

d- Sistema de captación del residuo salino

Cantidad Item

- 2 Playa de tratamiento (50 x 25 m2)
Involucra:
 - Movimiento de suelos
 - Impermeabilización
 - Drenajes

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure
Ing. Carlos Irigo

Valor asociado.....21.000 U\$S

TOTAL ESTIMADO DE INVERSIONES: 172.000 U\$S

Presumiéndose costos operativos (energía, reposición eventual de toberas, mantenimiento preventivo y correctivo de bombas y motores, supervisión y ensayos), de acuerdo con la siguiente participación:

Energía.....65 U\$S/día

Mantenimiento prev/correc....9 U\$S/día

Supervisión y ensayos.....12 U\$S/día

Reposición de toberas.....4.5 U\$S/día

TOTAL COSTOS OPERATIVOS.....90.5U\$S/día

Los plazos de ejecución varían entre 45 - 60 días

Para la toma de decisión de la solución a emplear en cada caso se debe establecer un esquema comparativo que enfrente los siguientes parámetros:

- Inversión Asociada
- Costos Operativos
- Riesgo Ambiental Asociado
- Efectos Positivos (Productivos)

11 - EXPERIENCIAS ACTUALES EN EVAPORACION ASISTIDA POR NEBULIZACION

ENSAYO PILOTO EN YACIMIENTO BARRANCAS - MENDOZA

Al presente se han concluido las pruebas preliminares de una línea de tratamiento de aguas de purga de 200 m³/día en Yacimiento Barrancas (Mendoza).

La misma tiene por principal objetivo evaluar el rendimiento en la reducción del volumen salino acumulado en una serie de represas que por su ubicación y cuantía constituyen un riesgo para el medioambiente.

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure

Ing. Carlos Irigo

A tal fin se instaló una línea de 70 mts., de diámetro 2 7/8 pulgadas, que tomando el líquido salobre desde una represa, lo impulsaba a alta presión (mediante una bomba de desplazamiento positivo) a través de una tobera de dos pasos con una capacidad nominal de 200 m³/día.

La geometría de nebulización que se usó fue la vertical de doble cono (120 grados el exterior, 90 grados el interior), generándose un penacho de nebulización de 8 mts. de altura.

Las mediciones efectuadas en el mes de junio demostraron un rendimiento del 85% nebulizando a presiones de 35 kg/cm².

Los ensayos también sirvieron para el predimensionamiento de la playa de tratamiento (zonas secas y húmedas), y la evaluación de factores climáticos adversos (Vientos de más de 20 km/hora y altas humedades relativas).

Fines importantes que se derivan del primero lo constituyen la obtención de datos para incrementar la capacidad de la línea a más de 1000 m³/día para la obtención de salmueras concentradas para su ulterior reducción a seco de las sales presentes (98 % de ClNa), y posible abastecimiento a una planta de obtención de ácido clorhídrico por el método Leblanc, materia prima que de otro modo habría que traer de salinas naturales mucho más alejadas (Por ejemplo Localidad de Valdez en San Luis).

12 - CONCLUSIONES

Del análisis efectuado se desprende que:

1) Los excedentes salinos originados en las aguas de separación que acompañan a los hidrocarburos producidos en los yacimientos más importantes de la región totalizarían 1156 ton/día.

Se observa que Viscacheras contribuye con el 86% del total apuntado

El resto de los yacimientos producen excedentes promedio de no más de 30 - 40 ton/día.

El caso 6 implica la hipótesis más baja de producción con 4 - 5 ton/día, pero puede resultar de interés por su cercanía a eventuales zonas industriales y por carecer de alternativas de utilización del agua de purga separada.

ALTERNATIVAS DE UTILIZACION DE LAS AGUAS COPRODUCIDAS EN EL PROCESO EXTRACTIVO DE HIDROCARBUROS.

Ing. Alejandro Maure

Ing. Carlos Irigo

- 2) El problema medioambiental que generan en Mendoza norte es de extrema importancia y a la fecha las soluciones adoptadas resultan ser precarias y de dudosa proyección.
- 3) Se puede diseñar una planta para utilizar residuos salinos a partir de aguas de purga, para obtener ácido clorhídrico y sulfato de sodio por el método Leblanc (fase seca), y al mismo tiempo obtener soda cáustica, cloro e hipocloritos por vía electrolítica (método de membrana, fase húmeda), con lo que se vería equilibrada la oferta de productos con el objeto de compatibilizarla con los mercados actuales.
- 4) Los métodos de evaporación asistida por nebulización con toberas de alta presión, aparecen como técnicamente viables para reducir estos excedentes.

13 - CURSOS DE ACCION A FUTURO

Para cerrar beneficiosamente un ciclo de utilización de las aguas de purga, ambientalmente no degradante se debería profundizar en los siguientes aspectos:

- 1) Inferir la evolución de estos excedentes, se debería complementar este primer estudio, en un enfoque caso por caso que ponga de manifiesto la planes de utilización o eventual eliminación de este efluente a mediano y largo plazo por cada operador, reconociendo que esta metodología de tratamiento (Evap. asistida y posterior uso en industrias de proceso), podría alterar sensiblemente tal planificación.
- 2) Estudiar el eventual uso por parte de la industria petrolera, de productos originados en las plantas de proceso abastecidas con estos excedentes (caso del ácido clorhídrico industrial), aspecto que no solo significaría el cierre de un beneficioso ciclo económico, sino la solución innovativa al aspecto medioambiental del problema.
- 3) Estudiar la demanda insatisfecha en mercados no petroleros, con especial énfasis en la componente de sustitución de importaciones, y eventual exportación a países limítrofes para los potenciales productos enumerados anteriormente.
- 4) Seleccionar el proyecto de planta que aparezca como más viable
- 5) Elaborar indicadores privados y sociales que permitan inferir acerca de la rentabilidad detallada de la propuesta.

Ing. A. Maure

GEMA

EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS

MECANISMOS DE RECUPERACION

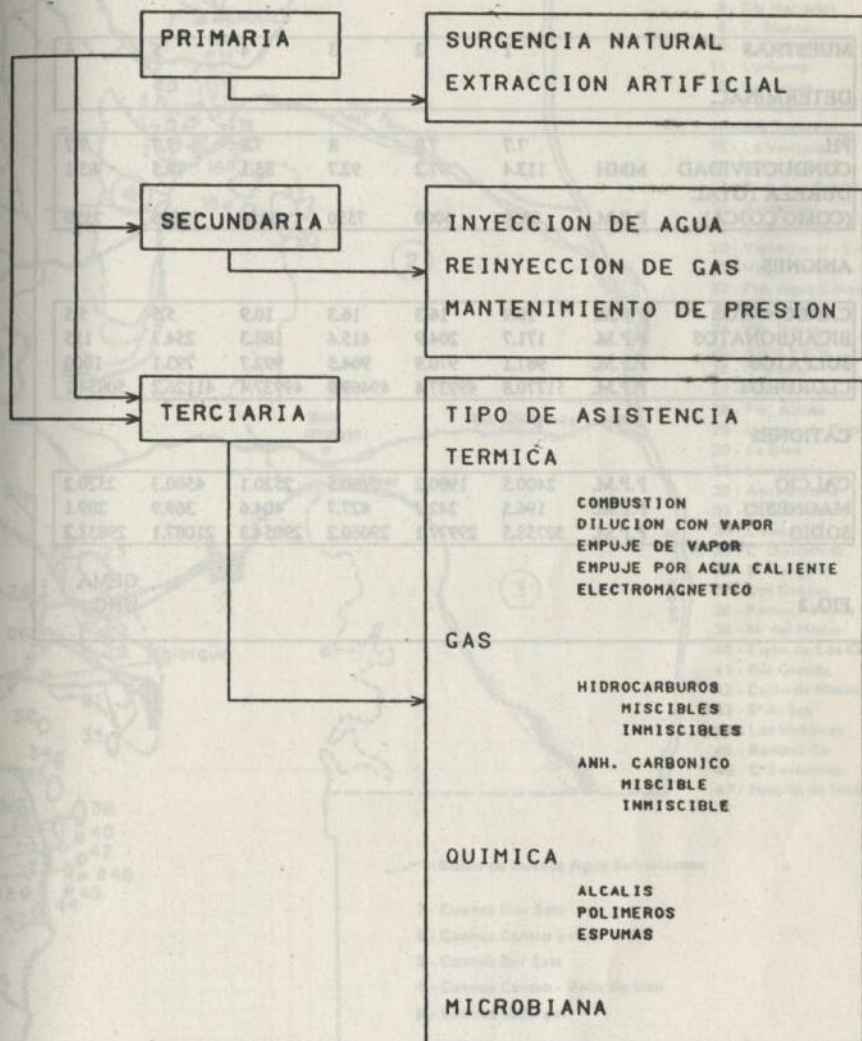


FIG. 1

GEMA-UNC

CASO: AGUAS DE PURGA**YACIMIENTO TIPICO ZONA NORTE****FECHA MUESTREO: DIC.92**

MUESTRAS	1	2	3	4	5	6
DETERMINAC.						

PH		7.7	7.8	8	7.8	7.7	7.7
CONDUCTIVIDAD	MMH	113.4	97.2	92.7	85.1	78.5	85.1
DUREZA TOTAL (COMO CO ₃ CA)	P.P.M.	6850	6000	7550	8050	12850	7550

ANIONES

CARBONATOS	P.P.M.	10.9	16.3	16.3	10.9	5.5	5.5
BICARBONATOS	P.P.M.	171.7	204.9	415.4	188.3	254.7	155
SULFATOS	P.P.M.	987.1	970.9	964.5	992.7	793.1	1000
CLORUROS	P.P.M.	51770.8	49937.4	49469.9	49937.4	41126.2	50854.1

CATIONES

CALCIO	P.P.M.	2400.5	1980.2	2280.5	2520.1	4500.3	2520.2
MAGNESIO	P.P.M.	196.5	242.7	427.7	404.6	369.9	289.1
SODIO	P.P.M.	30758.5	29977.1	29060.2	29054.3	21087.1	29851.2

FIG. 2**GEMA
UNC**

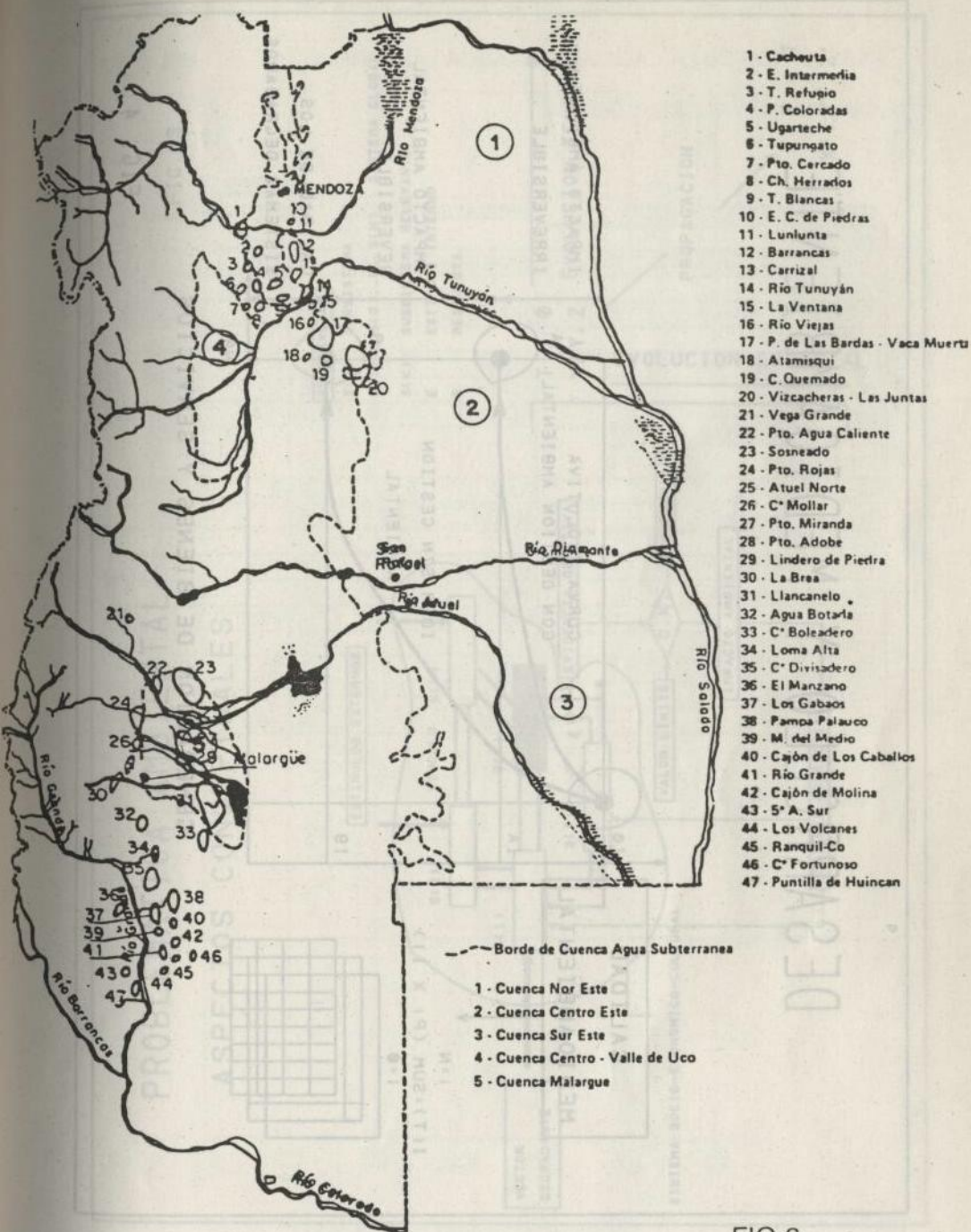
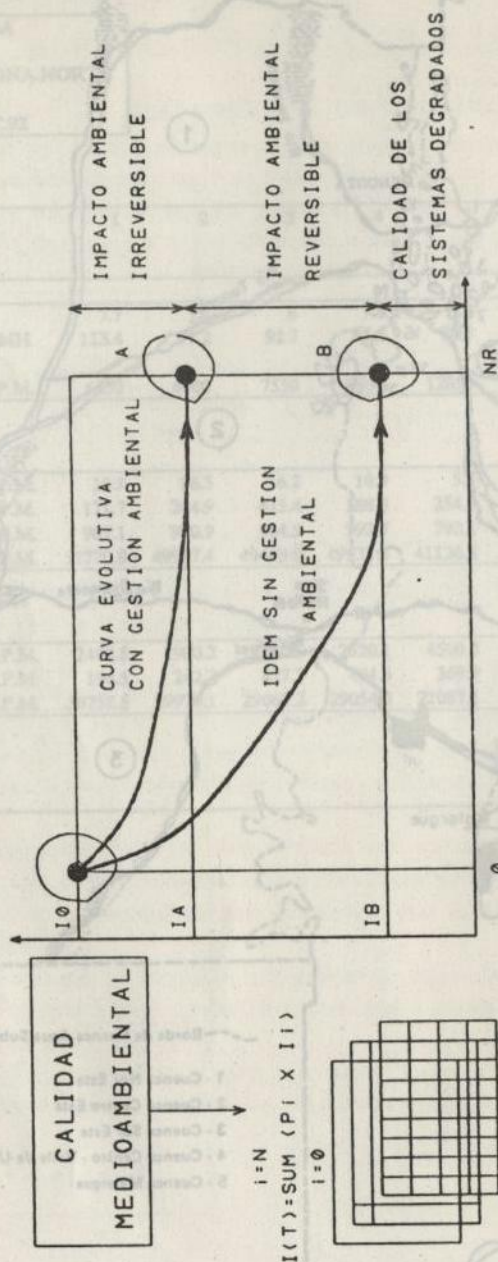


FIG.3

DESARROLLO Y MEDIOAMBIENTE

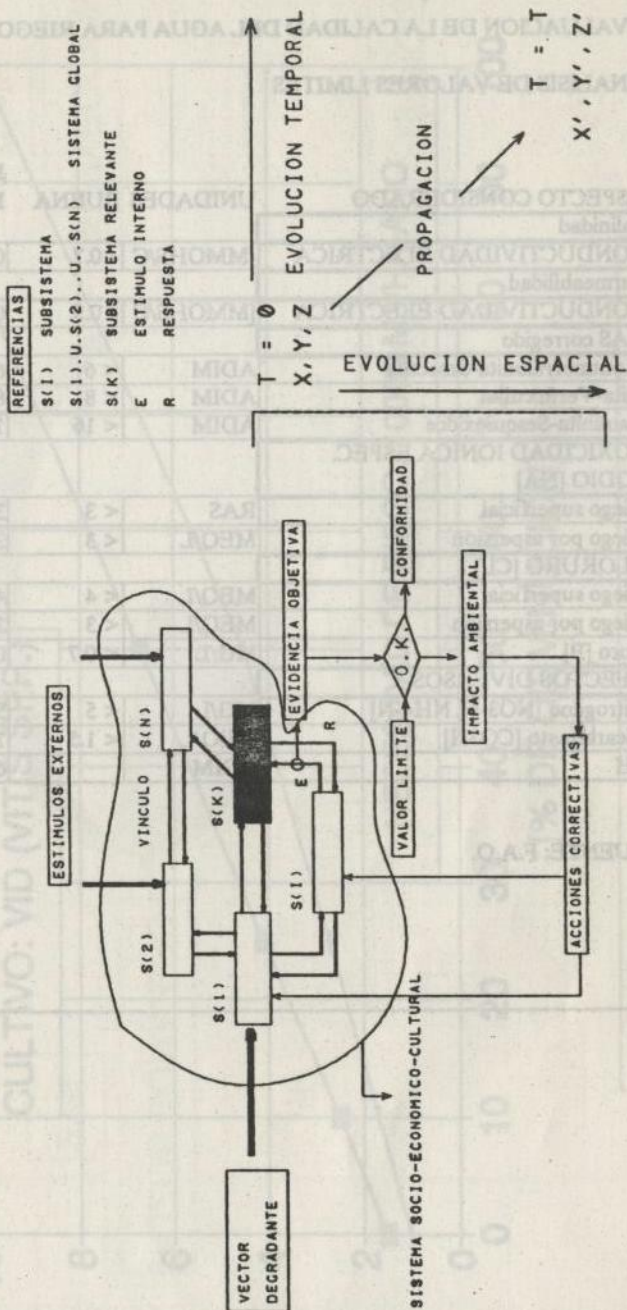


GENERACION DE BIENES Y SERVICIOS

FIG. 4

PROBLEMATICA AMBIENTAL ASPECTOS CONCEPTUALES

FIG. 5



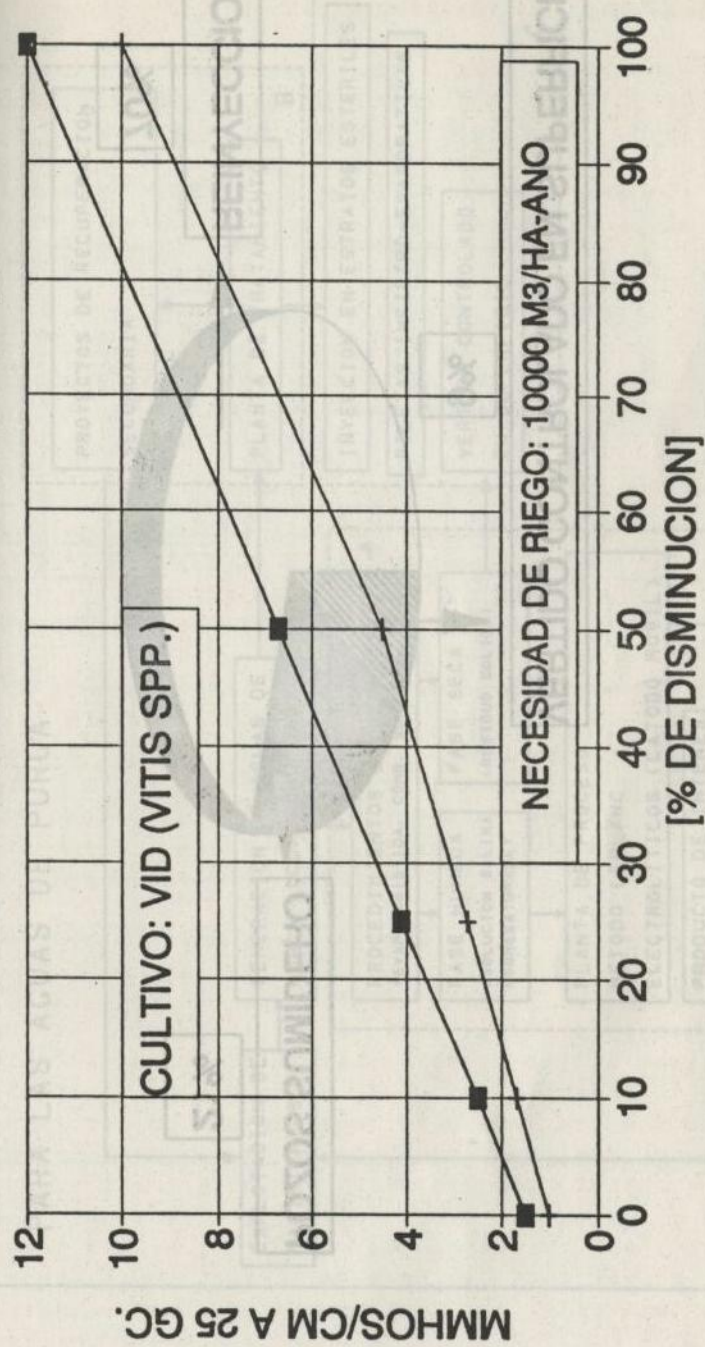
ANALISIS DE VALORES LIMITES

ASPECTO CONSIDERADO	UNIDADES	LIMITES		
		BUENA	REGULAR	MALA
Salinidad				
CONDUCTIVIDAD ELECTRICA	[MMOHS/C]	<0.7	0.7 - 0.3	> 3.0
Permeabilidad				
CONDUCTIVIDAD ELECTRICA	[MMOHS/C]	>0.5	0.5 - 0.2	< 0.2
RAS corregido				
Montmorillonita-Smectita	ADIM	< 6	6 - 9	> 9
Illita-Vermiculita	ADIM	< 8	8 - 16	> 9
Kaolinita-Sesquioxidos	ADIM	< 16	16 - 24	> 24
TOXICIDAD IONICA ESPEC.				
SODIO [NA]				
Riego superficial	RAS	< 3	3 - 9	> 9
Riego por aspersión	MEQ/L	< 3	3	
CLORURO [CL]				
Riego superficial	MEQ/L	< 4	4 - 10	> 10
Riego por aspersión	MEQ/L	< 3	3	
Boro [B]	MG/L	< 0.7	0.7 - 2.0	> 2
EFECTOS DIVERSOS				
Nitrogeno [NO ₃ -N, NH ₄ -N]	MG/L	< 5	5 - 30	> 30
Bicarbonato [CO ₃ H]	MEQ/L	< 1.5	1.5 - 8.5	> 8.5
PH	ADIM		6.5 - 8.4	

FUENTE: F.A.O.

SALINIDAD DEL AGUA DE RIEGO

INFLUENCIA SOBRE EL RENDIMIENTO POR HA.



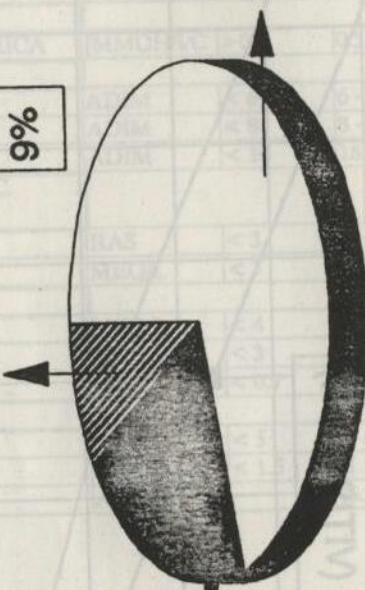
—■— ECE [EST. SAT.] —+— ECA [AGUA]

FIG. 7

DISPOSICION DE AGUAS COPRODUCIDAS

EXPLORACION Y PRODUCCION - U.S.A.

VERTIDO CONTROLADO EN SUPERFICIE



POZOS SUMIDERO

21%

REINYECCION

70%

FIG. 8

21.000 MILLONES DE BARRILES ANUALES

ESTRATEGIAS DE SOLUCION PARA LAS AGUAS DE PURGA

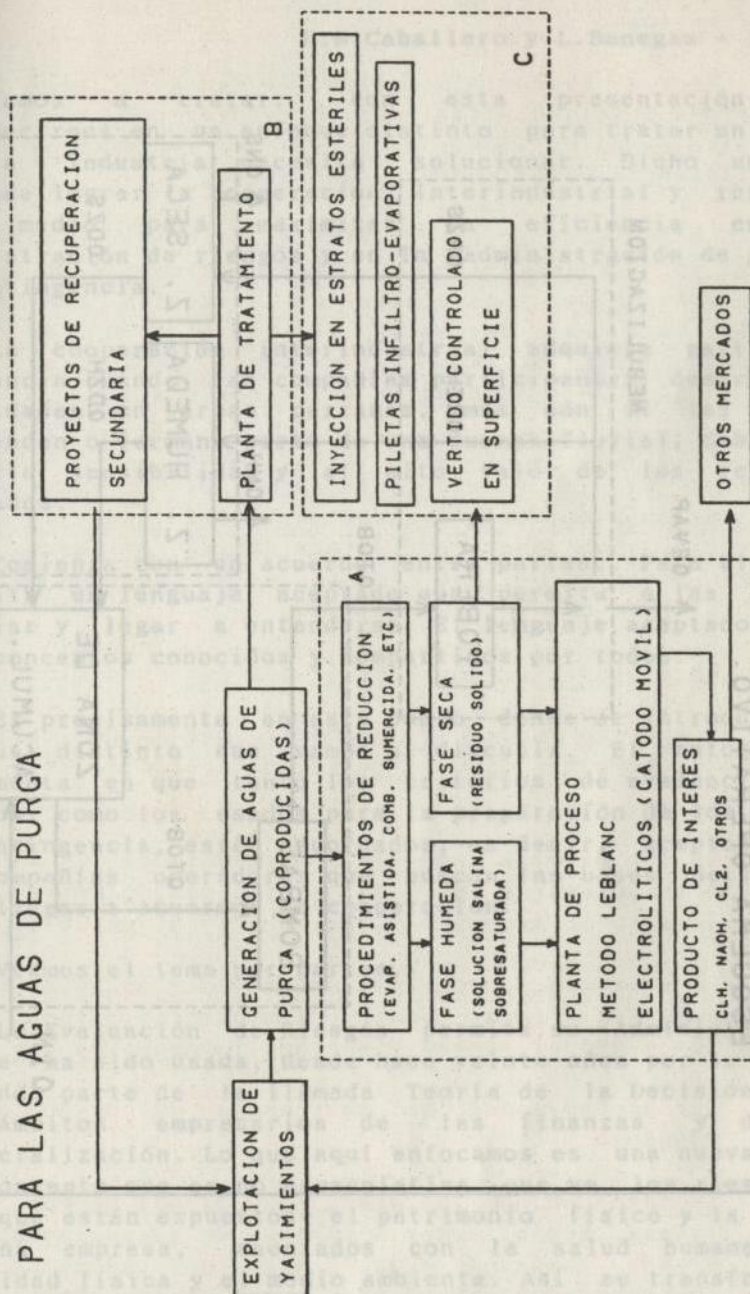


FIG. 9

EVAPORACION ASISTIDA ESQUEMA OPERATIVO

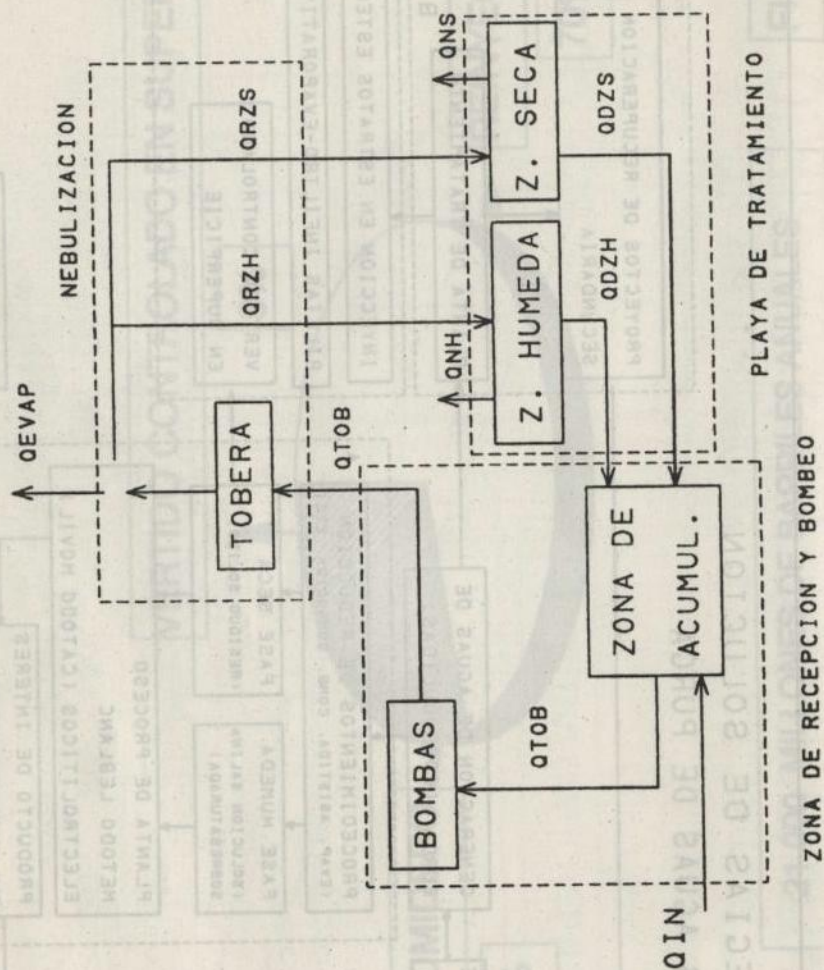


FIG. 10