

**TRATAMIENTO DE EMULSION INVERSA Y
REMEDIACION DE SUELOS EN LOS YACIMIENTOS DE
MAQUIA Y AGUA CALIENTE**

EXPOSITORES Y AUTORES

Edgard Ramírez (Tratamiento de Emulsión Inversa)

Rubén Palacios (Remediación de Suelos)

EMPRESA

The Maple Gas Corporation del Perú, Sucursal Peruana

Perú

I. RESUMEN

THE MAPLE GAS CORPORATION, el 22 de Abril de 1994, inicia sus operaciones haciéndose cargo de los Lotes 31B y 31D, anteriormente operados por PETROPERÚ S.A., asumiendo con ello una serie de retos en la protección ambiental, uno de los principales fue eliminar los impactos negativos al medio ambiente, originados como consecuencia de más de cuatro décadas de producción de petróleo en los yacimientos de Maquía y Agua Caliente.

En ambos yacimientos, el corte total de agua de producción es 94%, y la característica principal de este fluido es su baja salinidad y la emulsión inversa que forma con el crudo.

El agua de producción, normalmente arrastra en su composición, partículas de hidrocarburos, formando con esta una fuerte emulsión inversa (es decir crudo en agua), la misma que finalmente era depositada en pozas, formadas por depresiones naturales existentes en los terrenos de las áreas cercanas a las baterías de recolección de crudo. La función principal de las pozas naturales fue recuperar los hidrocarburos presentes en la emulsión y derivar el agua residual hacia quebradas o vertientes naturales.

Dicho sistema de recuperación de petróleo y/o tratamiento de los efluentes líquidos, por ser rudimentario, no garantizaba la total recuperación de hidrocarburos; en el Campo Maquía, se llegó a verter más de 5,000 Barriles de agua por día, con un contenido de hasta 20,000 ppm de hidrocarburos, equivalentes a aproximadamente 100 Barriles de petróleo por día. Esta situación originó que se formen grandes lagunas de petróleo envejecido (borras), las cuales contaminaron el medio ambiente (suelos y ríos) durante aproximadamente 40 años.

THE MAPLE GAS CORPORATION, para resolver esta problemática, desarrolló un proyecto integral que permitió:

- a) Tratamiento adecuado de las aguas de producción, lográndose obtener agua limpia con una concentración promedio de 10 ppm de aceites (67% menos que los límites permitidos por la legislación vigente).
- b) Disposición final del agua de producción hacia el subsuelo, para lo cual se desarrolló un sistema de inyección de agua a través de pozos inyectoros.
- c) Recuperación de petróleo mediante tratamiento químico de borras y remediación de suelos mediante biotratamiento.
- d) Reforestación del área remediada, mediante el sembrío de pastos y árboles.

II. INTRODUCCION

La disposición final del agua residual de producción en los campos petroleros de Maquía y Agua Caliente se realizaba, hasta Nov. 1996, directamente hacia pozas naturales, después de un proceso de separación por gravedad en baterías a través de gun barrel, poza API y lagunas o pozas de sedimentación.

El tiempo de residencia del fluido de producción en las baterías es de 04 horas y en las pozas naturales o de sedimentación era de 5 días aproximadamente. Después de este período de decantación, el agua que finalmente se vertía a ríos y quebradas, salía del sistema de pozas con un contenido de aceites de 80 ppm, en la forma de una emulsión inversa de crudo en agua.

La concentración de crudo de este efluente excedía los límites establecidos por la legislación nacional vigente (30 ppm máximo); Maple Gas para resolver este problema ambiental planteó la siguiente estrategia:

1. Tratamiento químico del agua de producción.
2. Remediación de las áreas contaminadas por estos efluentes, principalmente las pozas naturales.

El tratamiento químico se implementó en 1996 con el uso de clarificadores de agua de naturaleza diversa, que evolucionaron de: polímeros catiónicos de alto peso molecular (FLW-130 I) a polielectrolitos orgánicos (RBW-255C) en Agua Caliente y de polielectrolitos orgánicos a mezclas polielectrolito/sales metálicas (WC-6064) en el campo Maquía.

El resultado de este tratamiento es un efluente limpio y cristalino, con arrastres de crudo en agua del orden de 10 ppm. Con la implementación de procedimientos de remediación de suelos en 1996 se ha conseguido revertir las condiciones del medio ambiente a las condiciones casi naturales preexistentes y se mantiene un ambiente ecológicamente limpio por el escaso o nulo impacto negativo que tienen actualmente estos efluentes en el medio ambiente.

III. UBICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS Y ANTECEDENTES DE PRODUCCION

3.1 YACIMIENTO MAQUIA

3.1.1 UBICACIÓN

El yacimiento Maquía está ubicado en el Lote 31B, en la Provincia de Ucayali, Departamento de Loreto, aproximadamente a 121 Km de la ciudad de Pucallpa.

3.1.2 ANTECEDENTES DE PRODUCCION Y CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

El yacimiento fue descubierto en Marzo de 1957 con la perforación del Pozo MA-1

La producción diaria del campo a Diciembre de 1998 es de 360 BOPD x 5000 BWPD, aportados por 3 formaciones productivas: Vivian, Cashiyacu y Casablanca. El crudo es de 37° API y las características principales del agua de producción son su baja salinidad (124 ppm de NaCl) y la emulsión inversa que forma con el crudo.

En el ANEXO 1, se muestran las características fisicoquímicas del agua de producción.

3.1.3 CAMPO MAQUIA – FACILIDADES DE PRODUCCION Y MANEJO DEL AGUA PRODUCIDA.

La producción del campo se recibe a través de líneas de flujo individuales en una batería, donde el crudo es separado del agua, a través de 1 TK Gun Barrel de 3000 Bls de capacidad y 1 TK Desnatador de la misma capacidad.

El agua sale del TK Desnatador con una concentración de aceites y grasas de 10 ppm y va en dirección a una poza API de sedimentación de 800 Bls de capacidad, y de aquí fluye a través de las ex - pozas naturales de sedimentación, alineados en serie, las cuales actualmente han sido desactivadas mediante procedimiento de recuperación de borras y remediación de suelos efectuados en Oct ' 96.

3.2 YACIMIENTO AGUA CALIENTE

3.2.1 UBICACIÓN

El yacimiento Agua caliente está ubicado en el Lote 31D, en el Departamento de Huánuco, a 70 Km de la ciudad de Pucallpa.

3.2.2 ANTECEDENTES DE PRODUCCION Y CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

Este yacimiento fue descubierto con la perforación del Pozo AC-1, en 1939. La producción diaria del campo a diciembre 1998 es de 140 BOPD x 2380 BWPD, aportada por 2 formaciones productivas: Cushabatay y Aguanuya. El crudo es de 42° API y el agua de producción es de baja salinidad (1860 ppm NaCl) y forma con el crudo una emulsión inversa de baja concentración, 70 ppm promedio.

Las características fisicoquímicas del agua se muestran en el ANEXO N° 1.

IV BASE TÉCNICA PARA EL TRATAMIENTO DE EMULSIONES INVERSAS

4.1 DEFINICIÓN

Las emulsiones se crean por la acción de mezcla originada en el proceso de producción, debido al trabajo del equipo de producción artificial y el flujo en cañerías. Esta energía rompe el crudo y el agua en pequeñas partículas, generando los dos tipos de emulsión: la normal, es decir, agua en crudo y la inversa.

Una emulsión inversa es una mezcla de crudo en agua en la que la fase dispersa es el crudo y la continua, el agua. Esta emulsión es estabilizada por la presencia de sólidos y ácidos orgánicos nafténicos disociados, que generan cargas negativas. Estas a su vez generan fuerzas de repulsión las que deben neutralizarse mediante la adición de químicos para favorecer la coalescencia de las gotas de petróleo.

4.2 TRATAMIENTO QUIMICO DE EMULSIONES INVERSAS

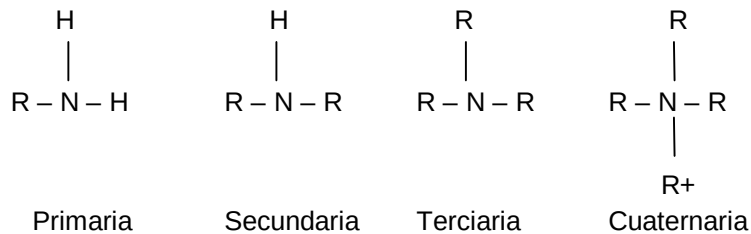
Para remover la fase dispersa, crudo, de una emulsión inversa es necesario modificar la tensión interfacial con ayuda de agentes tensoactivos, de manera que permita la aglomeración de las gotas de aceite.

A estos productos tensoactivos, se les denomina también clarificadores de agua. Estos materiales son polímeros de alto o bajo peso molecular, nombrados con el término genérico de polielectrolitos.

Aunque los hay de naturaleza no iónica, como algunas poliacrilamidas, la mayoría de los clarificadores son iónicos, por ello el nombre de polielectrolito.

4.3 TIPOS DE PRODUCTOS CLARIFICADORES DE AGUA

4.3.1 PRODUCTOS CATIONICOS: Se basan en la incorporación de grupos de amina en la molécula. Dependiendo del número de grupos alkyl, R, la amina puede ser primaria, secundaria, terciaria o cuaternaria.



Estos productos catiónicos, en términos generales, se subclasifican en 4 categorías:

- Polialcanolaminas
- Poliaminas
- Poliaminoacrilatos
- Polivinilpirinas

los cuales, a su vez pueden mezclarse entre sí en diferente proporción para formar un amplio espectro de aditivos de variada eficiencia, según el fluido particular a tratar.

Además, estas mezclas pueden ser estrictamente orgánicas o pueden contener agregados de sales metálicas como: cloruro de zinc, sulfato de aluminio o cloruro de calcio.

4.3.2 PRODUCTOS BASE POLIACRILAMIDAS: Estos productos son la base para la generación de clarificadores aniónicos y noiónicos. Debido a su alto peso molecular, se manufacturan como polvos secos y se marquetean en soluciones de 0.1% a 1% en forma de emulsión.

4.4 TRATAMIENTO QUIMICO DEL AGUA DE PRODUCCION EN MAQUIA Y AGUA CALIENTE: La disposición del agua de producción en los campos crea un problema ecológico – ambiental y económico, por la pérdida de producción de crudo, que es arrastrado en forma de emulsión con el agua producida.

De las opciones de control evaluadas, el tratamiento químico fue la más económica debido a su bajo costo de implementación, ya que no fue necesario invertir en calentadores (el agua sale de los pozos a una temperatura de $\pm 160^\circ\text{F}$) o instalación de filtros, que en general encarecen estos sistemas.

La selección de los productos clarificadores se realizó en base a pruebas de botella, teniendo en cuenta:

- La rapidez de separación del crudo
- La calidad del agua (transparencia)
- Concentración remanente de crudo, ppm
- Concentración del producto usado, ppm

Los resultados de estas pruebas se muestran en el ANEXO N° 2

4.5 CONTROL DE CALIDAD DEL AGUA TRATADA: Por cuestiones contractuales con el estado, nuestra empresa inyecta parte del agua tratada en pozos inyectoros.

Como producto de la inyección se ha obtenido recuperación de petróleo secundario en Agua Caliente, que actualmente es 45 % de la producción diaria, convirtiéndose el problema de disposición del agua en un proyecto piloto de inyección de agua. En Maquía se está implementando un proyecto similar.

Por esta razón, el control de calidad del agua es dual:

1° Desde el punto de vista ambiental, se efectúa un monitoreo mensual de efluentes líquidos, según los límites que exige la R.D. N° 030-96-EM/DGAA, que regula los niveles máximos permisibles para efluentes líquidos producto de actividades de explotación y comercialización de hidrocarburos.

2° Desde el punto de vista de proyectos de recuperación secundaria, se efectúa un control de las tendencias corrosivas, formación de scale y presencia de sólidos y bacterias que podrían taponear la formación, reduciendo la inyectividad del pozo.

En el ANEXO N° 3 se muestran los resultados de este control.

V. RECUPERACIÓN DE BORRAS Y REMEDIACIÓN DE SUELOS

5.1 Caracterización de la borra.

La borra que se forma al cabo de largos períodos de tiempo en las pozas de recuperación, es básicamente una composición de hidrocarburos parafínicos, asfaltenos, agua, gases disueltos, compuestos sulfurosos y sedimentos, con una viscosidad tal que la hace difícil de bombear o manipular durante los trabajos de limpieza de dichas borras.

A continuación se esquematiza la estructura molecular de la composición de las borras:

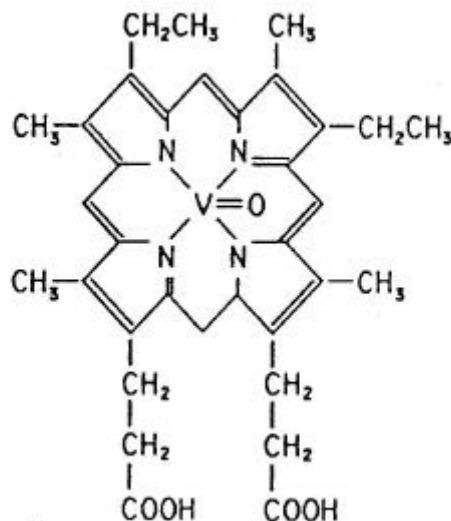
Hidrocarburos parafínicos:

Normal (n) $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-R}$

Iso (i)
$$\begin{array}{c} \text{CH}_3\text{-CH-R} \\ | \\ \text{CH}_3 \end{array}$$

Ramificado
$$\begin{array}{c} \text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH-R} \\ | \\ \text{CH}_3 \end{array}$$

Hidrocarburos asfálténicos

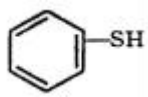


Compuestos Sulfurosos:

Acido sulfhídrico H_2S

Mercaptanos $R-SH$

Aromáticos



Gases disueltos:

Oxígeno O_2

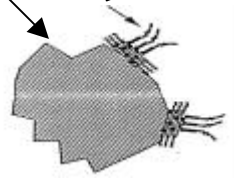
Nitrógeno N_2

Dióxido de carbono CO_2

Sedimentos:

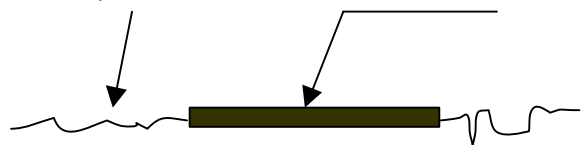
Arena

Oxidos metálicos

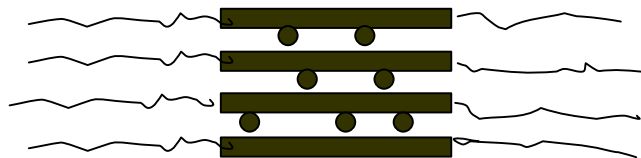


Cadenas parafínicas

Núcleo asfálténico



Coloides asfálténicos



5.2 Bases técnicas de la dilución de borras

El empleo de un solvente de base orgánica capaz de disolver las partículas de asfaltenos, incrementando la tensión superficial de la mezcla y manteniendo dichas partículas finamente divididas, permite fluidizar el producto haciéndolo menos viscoso. Adicionalmente, el empleo de un solvente dispersante de Parafinas, capaz de solubilizar la fracción remanente de petróleo, sirve de complemento para la completa dispersión de los hidrocarburos existentes en la borra, disminuyendo considerablemente la viscosidad de la misma.

Considerando que la solubilidad de las fracciones pesadas y la velocidad de reacción con los productos químicos, es directamente proporcional a la temperatura, se empleo el agua de producción a alta temperatura, calentando la borra y mejorándose el contacto con los productos químicos empleados como aditivos. Finalmente, mediante la agitación y la adición de petróleo crudo ligero que actúe como un solvente en mayor volumen, se logró la rotura de las cadenas de hidrocarburos haciendo la mezcla fluida y homogénea con el petróleo fresco.

Por último, el empleo de un desemulsificante, permitió la separación de las fases agua/petróleo y la precipitación de los sólidos disueltos y sedimentos contenidos en la borra, dejando una capa de hidrocarburos, lista para ser bombeada con el petróleo de las baterías.

Las cantidades de hidrocarburos (petróleo crudo) que existía en la borra de las pozas y que se pudo recuperar, se muestra en el cuadro siguiente:

Petróleo recuperado	Cantidad (Bls)
Agua Caliente	510
Maquía	500
Total	1010

5.3 REMEDIACION Y REFORESTACION DE SUELOS CONTAMINADOS

5.3.1 Biodegradación de hidrocarburos

El tratamiento de la tierra impregnada con hidrocarburos involucra la remoción y cultivo de suelos para fomentar la oxigenación de microorganismos que están en contacto con los hidrocarburos. A nivel celular, los microorganismos metabolizan los compuestos hidrocarbonados generando CO₂, agua y compuestos intermedios. El mecanismo de las reacciones de transformación y oxidación se desarrolla durante la multiplicación celular la cual requiere como sustrato alimenticio materia orgánica con un alto contenido de carbono e hidrógeno.

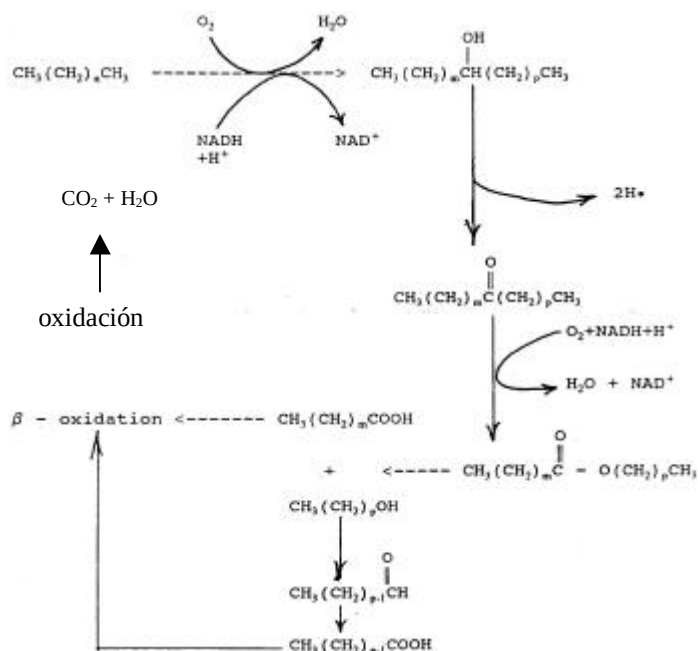
Las reacciones químicas de biodegradación son posibles debido a la presencia de enzimas existentes a nivel microbiológico, las cuales son los catalizadores de reacción de mayor eficiencia conocidos hasta el momento; si comparamos las enzimas con catalizadores inorgánicos o sintéticos, las enzimas pueden acelerar una reacción hasta 10¹² veces más rápido que los catalizadores sintéticos, comparados a la misma presión y temperatura.

Es importante conocer que las enzimas pueden desactivarse por condiciones que alteren la proteína o por cambios de ionización de su estructura molecular; las dos condiciones ambientales mas comunes que pueden afectar la actividad enzimática y por tanto la actividad microbiológica son la temperatura y el pH.

La totalidad de reacciones químicas que una célula es capaz de realizar constituyen el metabolismo. Las funciones metabólicas son: extraer energía del ambiente a partir de nutrientes orgánicos o de la luz. Como efecto del metabolismo, los nutrientes exógenos, que en el caso de la bioremediación de suelos son compuestos hidrocarbonados, se convierten en compuestos intermedios o precursores de componentes macromoleculares de la estructura celular, que luego se transforman en proteínas celulares, enzimas, ácidos nucleicos, polisacáridos, lípidos y demás componentes celulares. Adicionalmente los desechos metabólicos resultantes de la transformación de las cadenas de hidrocarburos en dichos componentes celulares, son el CO₂, O₂, H₂ y H₂O.

A continuación se presenta un esquema de las reacciones de biodegradación de una molécula parafínica:

Monooxygenasa



5.3.2 Patios de tratamiento.

Debido a la gran extensión de los suelos contaminados y a la relativamente pequeña profundidad de la contaminación, el patio de biotratamiento fue desarrollado "in situ". Los factores tomados en cuenta para el control de los patios de tratamiento fueron básicamente, humedad, pH y presencia de nutrientes biológicos que faciliten la actividad microbiana y el crecimiento vegetal. El control del pH del suelo se efectuó mediante el empleo de cal, manteniendo un pH neutro durante todo el proceso.

A fin de facilitar la oxigenación de los suelos contaminados se procedió a emplear cascarillas de arroz y pasto natural como aglomerante mezclándolos con los suelos contaminados. El aporte de bacterias y microorganismos se efectuó empleando suelos con contenido de bacterias adaptadas a la presencia de hidrocarburos y estiércol de ganado. Se efectuó un monitoreo del curso principal de las aguas de escorrentía de lluvia y del cuerpo receptor adyacente a fin de verificar la ausencia de efectos contaminantes por la generación de lixiviados durante el proceso biológico.

Luego de estabilizados los suelos, se procedió al sembrío de gramíneas y pasto natural a fin de que el crecimiento radicular de las plantas facilite la oxigenación de los suelos en proceso de biotratamiento. Actualmente los suelos contaminados están completamente rehabilitados y muestran la presencia de una tupida vegetación y árboles en crecimiento.

VI. CONCLUSIONES

1. Es posible restaurar ambientes severamente afectados por poluciones primarias de hidrocarburos con proyectos de remediación de suelos como el implementado por nuestra empresa, que ha permitido restaurar extensas áreas saturadas por hidrocarburos producto de 40 años de explotación petrolífera, mediante procesos de eliminación de borras, biotratamiento de suelos y reforestación final del área con sembrío de pastos y árboles.

2. El mantenimiento de las áreas restauradas se efectúa mediante tratamiento químico con clarificadores para despojar los hidrocarburos de los efluentes líquidos que se vierten al medio ambiente.
3. El tratamiento químico del agua de producción nos ha permitido recuperar 50 Bls de producción adicional de crudo contenido en el agua en la forma de una emulsión inversa.

VII. BIBLIOGRAFÍA

1. Water Clarification Theory, Nalco/Exxon Energy Chemical, L. P.
2. Diseño y Administración del Tratamiento Químico en Proyectos de Inyección de Agua y Vapor, Dr. Anthony Pitochelli, NL Treating Chemicals.
3. The Microbiology of Oilfield Water Injection Systems, Petrolite Corporation.
4. Técnicas de Defensa de Medio Ambiente, Tomo I, II – Federico Lora, Juan Miro. Labor – España 1978.
5. Petroleum Environmental Engineering Issues And Solutions, Conex S. A. Lima Perú, December 1998.
6. Guía Ambiental para Disposición y Tratamiento del Agua Producida – DGAA Lima Perú
7. Guía Ambiental para Restauración de suelos en Instalaciones de Refinación y Producción Petrolera – DGAA Lima Perú

ANEXO N° 1
PROPIEDADES FISICOQUIMICAS DEL AGUA DE PRODUCCION

FECHA DE MUESTREO: 29.08.96
 FECHA DE ANALISIS : 18.09.96
 REPORTE : ANALISIS DE AGUA

I. RESULTADOS ANALITICOS

PARAMETROS	CAMPO MAQUIA		CAMPO AGUA CALIENTE	
	mg/lit	Meg/lit	mg/lit	meg/lit
PH	8.0		7.1	-
Densidad, gr/cc	1.001		1.003	-
H ₂ S	-		-	-
TDS (calculado)	463.0		3.972	-
TSS (calculado)	29.25		35	-
Aniones				
• Cl ⁻	75	2.10	1130	31.9
• HCO ₃ ⁻	195	3.20	349	5.72
• CO ₃ ⁼	0	0	0	0
• SO ₄ ⁼	19.5	0.41	1125	23.4
Cationes				
• Ne+	112.0	4.87	1182	51.4
• Mg++	0.9	0.074	10	0.82
• Ca++	6.2	0.31	176	8.72
• K+	2.7	0.07	0	0

II. PREDICCION DE INDICES DE SATURACION Y FORMACION DE SCALE

	CAMPO AGUA CALIENTE									
	INDICE DE SATURACION					CANTIDAD DE SCALE g/m ³				
Presión parcial CO ₂ , Kpa	3.3	6.5	9.8	13.1	15.3	3.3	6.5	9.9	13.1	15.3
Presión total, Kpa	0	0	97	516	1452	0	0	97	516	1452
Temperatura, °C	40	80	120	160	200	40	80	120	160	200
Calcita, CaCO ₃	0.17	0.70	1.29	1.90	2.51	19	89	166	226	262
Yeso, Ca SO ₄ .2H ₂ O	-0.68	-0.61	-0.49	-0.37	-0.28	0	0	0	0	0
Anhidrita, CaSO ₄	-0.66	-0.25	0.33	0.98	1.66	0	0	292	522	580
Celestita, SrSO ₄	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Barita, BaSO ₄	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

	CAMPO MAQUIA									
	INDICE DE SATURACION					CANTIDAD DE SCALE, g/m ³				
Temperatura, °C	25	40	60	80	100	25	40	60	80	100
Calcita, CaCO ₃	-0.365	-0.210	+0.01	+0.231	+0.438	0	0	0	4	8
Yeso, Ca SO ₄ .2H ₂ O	-3.27	-3.20	-3.16	-3.10	-3.02	0	0	0	0	0
Anhidrita, CaSO ₄	-3.64	-3.45	-3.20	-2.96	-2.71	0	0	0	0	0
Celestita, SrSO ₄	-97.32	-97.27	-97.18	-97.07	-96.95	0	0	0	0	0
Barita, BaSO ₄	-93.93	-94.13	-94.37	-94.59	-94.79	0	0	0	0	0

ANEXO N° 2
SELECCIÓN DE PRODUCTOS CLARIFICADORES DE AGUA

Producto	CAMPO MAQUIA		CAMPO AGUA CALIENTE	
	RBW-255	MAG-6064 (1)	FLW-130I	RBW-255 (2)
Clasificación del Producto	Polielectrolito Orgánico	Mezcla polielectr / sales metálicas	Polímero catiónico de alto peso molec.	Polielectrolito orgánico
Dosificación del producto, ppm	10	10	10	10
Conc. Remanente de crudo, pm	17	17	14	16
Tiempo de separación, Min	10	10	10	10

(1) El Magnatreat-6064 reemplazó al RBW-255, después de 2 años de tratamiento, para reducir la formación de borra .

(2) El RBW-255 reemplazó al FLW-130I después de 18 meses de tratamiento, por problemas de taponamiento creados por este último producto.

ANEXO N° 3
CONTROL DE CALIDAD DEL AGUA TRATADA

I. CONTROL COMO AGUA DE INYECCION

PROPIEDADES	CAMPO MAQUIA		CAMPO AGUA CALIENTE		CONDICIONES OPTIMAS
	ANTES DEL TRATAMIENT	DESPUES TRATAMIENTO	ANTES DEL TRATAMIENT	DESPUES TRATAM.	
H ₂ S, ppm	0.1	0.1	0	0	<50
CO ₂ disuelto, ppm	3.2	2.59	55	45	<3 psia
O ₂ disuelto, ppb	150	150	900	100	<40
HC en agua, ppm	20,000	10	80	10	<20
PH	7.6	8	7.1	7.4	6-8
Alcalinidad, ppm CaCO ₃	?	130	280/340	340	N.C.
Cloruros, ppm Cl ⁺	76	75	1,000	1,000	1,000
TDS, mg/lit	458	463	3972	4,000	4,000
TSS, mg/lit	45	27/31	35	28.3	<4.9
BSR, col/ml	1+	1+	1+	1+	1+
Rate corrosión, MPY	8	8	21	18	<5

II. CONTROL DEL AGUA COMO EFLUENTE LIQUIDO

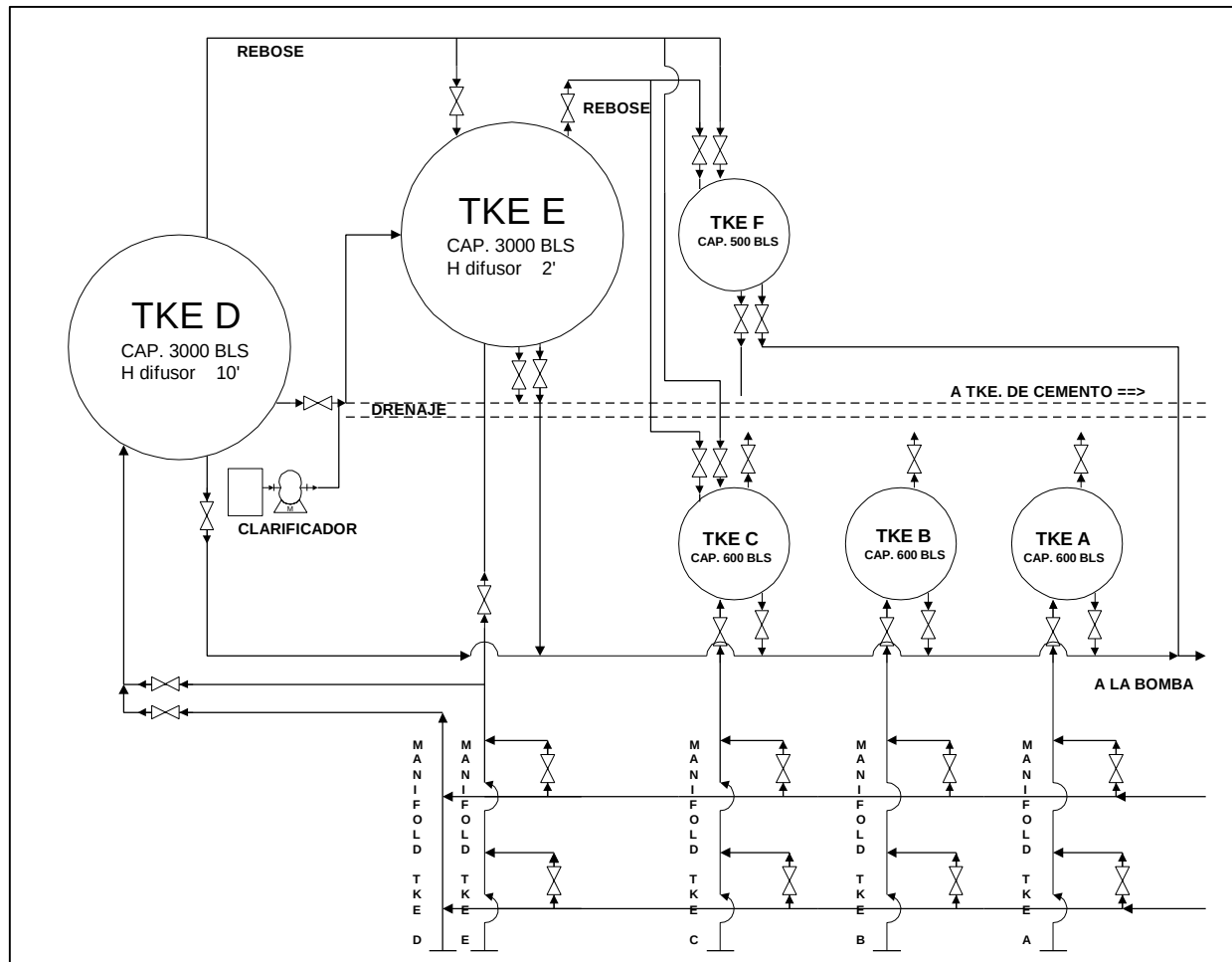
PROPIEDADES	CAMPO AGUA CALIENTE			CAMPO MAQUIA			VALORES LIMITES
	AGUA PRODUCIDA		CUERPO RECEPTOR	AGUA PRODUCIDA	CUERPO RECEPTOR		
	BAT-1	BAT-2	AGUA BLCA	BAT. MAQ	CASH-1	CAHS-2	
PH	7.0	7.2	7.2	7.6	8.3	8.4	(*)
Cloruros, ppm	1,000	970	160	170	7	18	5-9 (*)
O ₂ disueltos, ppm	0.9	0.9	5.0		7.7	7.4	250
HC en agua, ppm	64	80	ND	20,000	ND	ND	3.0
Plomo, ppm	0.08	0.06	0.06	0.090	0.050	0.050	30 (*)
Cadmio, ppm	0.012	0.012	ND	ND	ND	ND	0.4 (*)
Bario, ppm	0.14	0.12	0.12	0.100	0.100	0.110	0.05
Mercurio, ppm	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.0 (*)
Cromo, ppm	0.010	0.012	0.001	0.001	0.001	ND	0.01
							1.0

(*) Valores límites según R.D. 030-96. Los otros valores son referenciales de la Ley general de Aguas

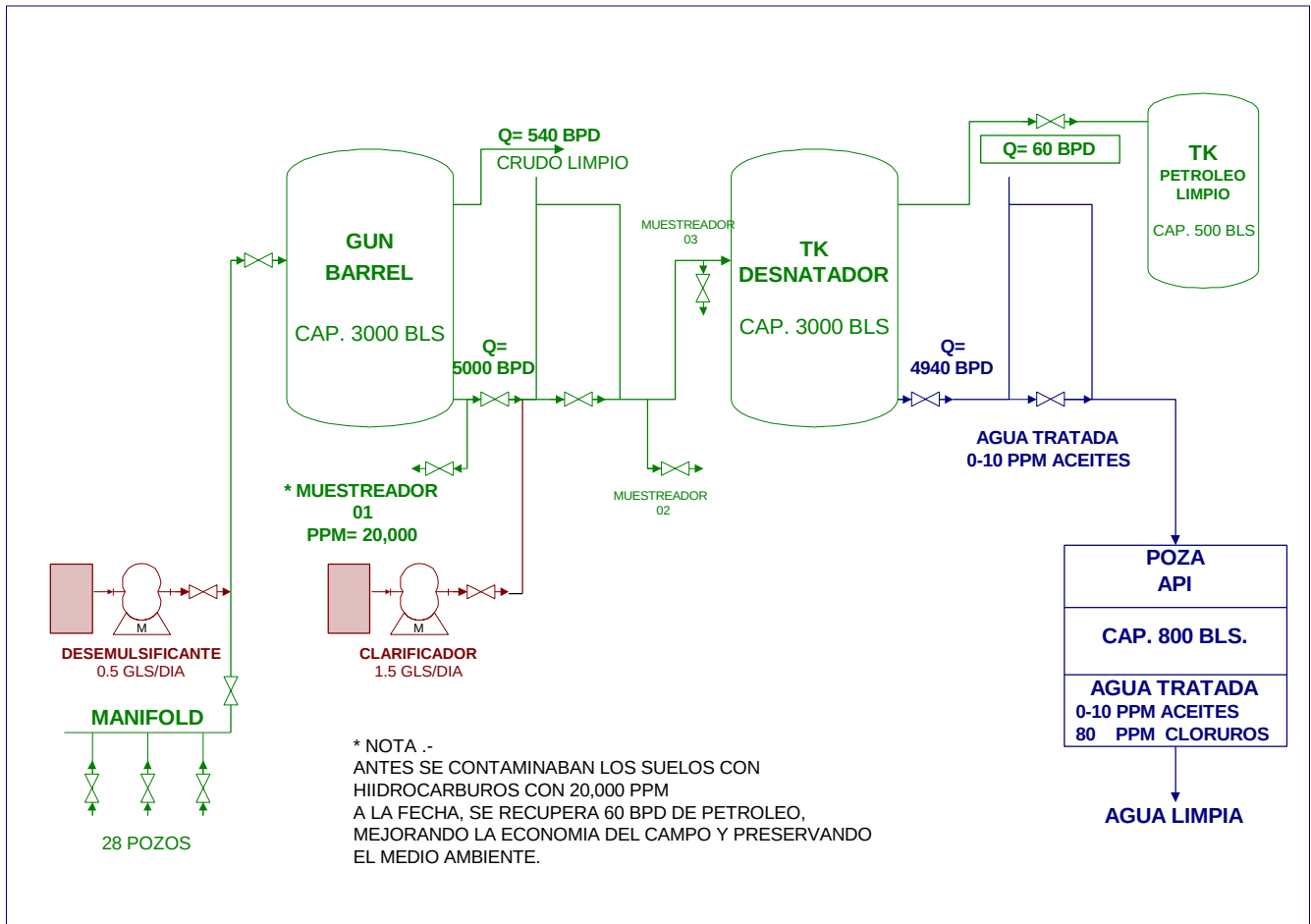
N.D: No Detectable

N.C: No Crítico

ANEXO IV
DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA BATERIA MAQUIA



ANEXO V
DESARROLLO TECNOLÓGICO PARA PRESERVAR EL MEDIO AMBIENTE
TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA EN CAMPO MAQUIA

**OBJETIVOS**

1. Evitar la contaminación del medio ambiente (suelos y ríos) con el agua producida de los pozos petrolíferos.
2. Contribuir tecnológicamente con la industria petrolera, estableciendo las normas y procedimientos adecuados para controlar las emulsiones inversas severas en el agua producida de pozos petrolíferos.
3. Mejorar la economía de los campos de producción, permitiendo recuperar petróleo en cantidades significativas

TRABAJO REALIZADO

1. Monitoreo del agua producida en los campos de producción en un volumen de 5000 bbl, se logró bajar de 20,000 ppm de aceites a 5 ppm de aceites
2. Evaluación de productos químicos para determinar cual es el mas óptimo.
3. Diseño e instalación del sistema a usar para tratar químicamente el agua producida.
4. Determinación del régimen de inyección óptimo.

REMEDIACION DE SUELOS EN EL YACIMIENTO MAQUIA

CONDICION INICIAL



CONDICION FINAL

POZA NATURAL DE SEPARACION – BATERIA 1
REMEDIACION DE SUELOS EN EL YACIMIENTO MAQUIA

**POZA NATURAL DE SEPARACION – BATERIA 2
CONDICION ANTES DE LA RESTAURACION**



REMEDIACION DE SUELOS EN EL YACIMIENTO AGUA CALIENTE

POZA NATURAL DE SEPARACION – BATERIA 2

CONDICION FINAL LA RESTAURACION

