

Tecnología de Rotura de Emulsiones “Duras” de Agua en Petróleo para Protección Ambiental

Autores: BRIGNOLE, Esteban A.
ELUSTONDO, Miguel P.
De BEISTEGUI, Rubén
ECHARTE, Roberto E.
ERRAZU, Alberto
LACUNZA, Marta
URLIC, Liliana

TABLA DE CONTENIDOS

<u>1. TITULO DE LA PROPUESTA</u>	3
<u>2. PROBLEMA TÉCNICO QUE SE PRETENDE RESOLVER</u>	3
<u>3. SIGNIFICADO ECONÓMICO DEL MISMO</u>	7
<u>4. METODOLOGÍA DE TRABAJO</u>	11
<u>4.1 Objetivos tecnológicos del proyecto</u>	11
<u>4.2 Plan de trabajo</u>	11
<u>5. RECURSOS DISPONIBLES</u>	13
<u>6. ANTECEDENTES DEL GRUPO EN EL TEMA</u>	15
<u>7. CRONOGRAMA DE TAREAS</u>	16
<u>8. EMPRESAS A LAS QUE SE ENTIENDE PODRÁ ESTAR DESTINADO EL PROYECTO</u>	16
<u>9. REFERENCIAS</u>	17
<u>10. ANEXOS</u>	19

1. TITULO DE LA PROPUESTA

Tecnología de rotura de emulsiones “duras” de agua en petróleo para protección ambiental.

2. PROBLEMA TÉCNICO QUE SE PRETENDE RESOLVER

La producción de los pozos de petróleo normalmente contiene una fracción importante de agua, ya sea ésta de origen natural, y/o producto de las operaciones de recuperación secundaria. En las distintas etapas de separación de estas dos fases inmiscibles, se genera inevitablemente en la interfase, una emulsión agua en petróleo (A/P)¹, en donde finas gotas de agua se dispersan en petróleo. Esta emulsión es altamente indeseable por dos motivos: a) a pesar de contener una fracción significativa de petróleo, no tiene valor comercial como tal; b) ocasiona un problema importante de contaminación ambiental.

En los yacimientos, las emulsiones son tratadas mediante distintos procesos físico-químicos convencionales (calentamiento a baja temperatura y/o decantación, agregado de productos químicos desemulsionantes, etc.) con el objeto de reducir al máximo su volumen y recuperar parte del petróleo atrapado. La experiencia recogida en este campo, demuestra que, independientemente del origen del petróleo, durante el proceso de producción siempre queda una fracción remanente de emulsión de gran estabilidad, que denominamos emulsión “dura”, que no es eliminada satisfactoriamente por los métodos eléctricos. y/o químicos. En el pasado la emulsión “dura” se acumulaba en piletas de tierra a cielo abierto, pero hoy día las regulaciones ambientales vigentes del Gobierno Nacional (Res.105 de la Secretaría de Energía y otras normativas), prohíben esta práctica. Este remanente genera graves problemas de contaminación que se agravan con el paso del tiempo, pues la antigüedad de las emulsiones incrementa su estabilidad.

Las principales fuentes de estas emulsiones son los yacimientos en donde se practica recuperación secundaria con inyección de agua. Sin embargo, su presencia puede darse prácticamente en mayor o menor proporción en todos los yacimientos. Igualmente, lodos conteniendo emulsión y sólidos insolubles, se generan en los tanques de almacenaje y en el transporte de hidrocarburos. Es frecuente encontrar también en estos lodos la presencia de emulsiones de agua en petróleo de gran estabilidad y que resisten los tratamientos con

¹ También existen emulsiones “inversas” de petróleo en agua (P/A), que a veces son generadas intencionalmente para reducir la viscosidad de petróleos muy viscosos y así lograr un ahorro significativo del costo de bombeo en oleoductos. Estas emulsiones no son de interés en este proyecto.

coalescedores electrostáticos, térmicos o con desemulsificantes químicos, que son habituales en la producción de petróleo. Se estima que la generación total de emulsiones es del orden de 1.5 % de la producción de petróleo de nuestro país, de la cual una parte importante esta constituida por emulsiones “duras”.

Resumiendo: actualmente, en la industria del petróleo se acumula permanentemente en tanques, emulsión “dura” que no tiene valor comercial a pesar de contener una buena fracción de petróleo. El riesgo ambiental queda latente, a no ser que se aplique alguna forma de tratamiento.

Este proyecto tiene por objeto resolver este problema, proponiendo el desarrollo de una tecnología de tratamiento de roturas emulsiones “duras” a Alta Temperatura y Presión sin cambio de fase, que denominaremos: ATP. Se resolverá así un problema ambiental, con un interesante beneficio económico al poder recuperar el petróleo atrapado. Existen en el mercado tecnologías alternativas, pero, tal como se demuestra más adelante, la que aquí se propone tiene ventajas comparativas muy interesantes.

Naturaleza del problema – La solución: el proceso ATP

En las Fig. 1 y 2 se muestran imágenes obtenidas por microscopía óptica de dos muestra de emulsión “dura” de la cuenca Neuquina. Puede apreciarse claramente las gotas de agua (fase dispersa) en petróleo (fase continua). Los puntos negros aislados e irregulares son sólidos “libres”, muy finos en suspensión. Los sólidos también cubren las gotas de agua formando un “film”; esto puede verse con todo detalle en las imágenes de Microscopía Electrónica de Barrido (SEM)², Fig. 3 y 4.

Los sólidos de estas emulsiones son en general asfaltenos, sílice fina, arcillas, y principalmente SFe (probablemente producto del ataque de ácido sulfhídrico sobre las cañerías y/o mineral de hierro de la formación rocosa). Estos sólidos son los principales responsables de la estabilidad de las emulsiones, formando un “film” alrededor de las gotas de agua, que impide su aglomeración, coalescencia y posterior decantación.

El presente proyecto está enfocado al desarrollo de un equipo para la rotura de estas emulsiones de gran estabilidad, mediante un tratamiento térmico intensivo (no convencional) bajo presión (ATP). Este proceso presenta las siguientes características:

- 1) No requiere equipamiento sofisticado (importado).
- 2) Al no haber cambio de fase, es de bajo consumo energético.
- 3) No requiere el agregado de productos químicos desemulsificantes, en general protegidos por patentes.

² Realizadas por el servicio SECEGRIN del Centro Regional de Investigaciones Básicas y Aplicadas Bahía Blanca (CRIBAB)

Fig. 1: Imagen por microscopía óptica de una muestra de emulsión “dura”, de la cuenca Neuquina.

Fig. 2: Imagen por microscopía óptica de una muestra de emulsión “dura”, de la cuenca Neuquina.

Fig. 3: Imagen de Microscopía Electrónica de Barrido (SEM) de una muestra de emulsión “dura” de la cuenca Neuquina.

Fig. 4: Detalle de una gota de agua. Imagen de Microscopía Electrónica de Barrido (SEM).

El incremento de temperatura de la emulsión bajo presión (para no producir la destilación los livianos) tiene los siguientes efectos positivos, todos ellos tendientes a provocar la aglomeración y posterior coalescencia de las gotas de agua:

- 1) Reduce la viscosidad “bulk” del petróleo y la viscosidad interfaseal agua-petróleo, aumentando la movilidad de las gotas de agua y, en consecuencia, la probabilidad de choques entre sí.
- 2) Debilita o rompe el “film” de sólidos sobre las gotas de agua que estabilizan la emulsión.
- 3) Aumenta la diferencia de densidad entre agua y petróleo, facilitando la decantación de las fases.

No obstante hay dos aspectos críticos negativos de este método (ATP) que deben tenerse muy en cuenta en el diseño del equipo de tratamiento de emulsiones. La rotura de la emulsión “libera” los sólidos finos que recubren las gotas de agua, que, junto con los sólidos dispersos, tienden a depositarse sobre la superficie de calefacción, dejándola inactiva por ensuciamiento en poco tiempo de operación. Debido a la alta temperatura, presión y a la elevada salinidad del agua separada, tampoco es menor el peligro potencial del ataque corrosivo a los materiales de los equipos y cañerías. Ambos aspectos serán tenidos especialmente en cuenta en este proyecto para minimizarlos, o en el mejor de los casos, contrarrestarlos completamente.

3. SIGNIFICADO ECONÓMICO DEL MISMO

La planta de rotura de emulsiones que aquí se propone, dentro del sistema de producción de un yacimiento, constituirá la etapa prácticamente final de tratamiento de los residuos oleosos más persistentes luego de los procesos convencionales: separadores eléctricos, tratamientos termo-químicos, tanques cortadores, “skimmers” y celdas de flotación, llevados a cabo en las plantas de tratamiento de crudo. Otro aspecto a considerar es la posibilidad de tratar la totalidad del volumen de emulsiones generado, con la finalidad de reducir considerablemente la aplicación de desemulsificantes.

La tecnología ATP a desarrollar se basa en la aplicación de un tratamiento térmico intensivo, que no requiere de una vaporización súbita y que mediante la utilización integrada de operaciones de calentamiento, decantación, enfriamiento y lavado a presión, reduce al mínimo los requerimientos de equipamiento y de energía del proceso. Este enfoque, al ser implementado en la práctica, conducirá a una reducción considerable en el costo de procesamiento por metro cúbico y a la recuperación para la venta de prácticamente todo el petróleo contenido en la emulsión. Aparte de los sólidos separados, el único fluido remanente del proceso es agua residual apta para la reinyección en el yacimiento.

El proyecto posee claras ventajas en los siguientes aspectos:

Ambiental

La producción de petróleo esta acompañada en general con cantidades variables de agua. En yacimientos relativamente explotados en la Argentina o con recuperación secundaria, el agua producida puede variar entre un 50% a un 70% de la producción total del pozo. La circulación del agua y petróleo, a través de tuberías y accesorios y la presencia de agentes emulsificantes presentes en el propio petróleo, da lugar a la formación de emulsiones de agua-petróleo (A/P). Estas emulsiones son tratadas por métodos convencionales, que incluyen el agregado de productos químicos, efectos térmicos y electrostáticos que se combinan con tanques de proceso que tratan de separar el agua libre y obtenida por coalescencia de estas emulsiones. Sin embargo, persisten emulsiones "duras" de gran estabilidad, que es necesario remover del proceso y que ha dado origen a una gran cantidad de piletas de tierra, abiertas, para decantación de estos lodos o emulsiones, que han tenido un impacto ecológico sumamente negativo, sobre la fauna y la flora, de las regiones de producción petrolera del país.

Cabe señalar igualmente que las principales cuencas productoras se encuentran ubicadas adyacentes a ríos de gran significación económica y social como lo son los ríos Neuquén y Colorado. Por otra parte, el agua producida es de una elevada salinidad. En consecuencia, el petróleo que contiene cantidades significativas de esta emulsión, no puede ser enviado a refinería por su elevado contenido de sales. Esta situación que se presenta en la mayoría de los yacimientos del país, requiere de la incorporación de tecnología que evite totalmente la formación de corrientes oleosas residuales, en la producción de petróleo.

En la Argentina es creciente la utilización de recuperación secundaria, que incrementa notoriamente el agua producida junto con el petróleo y la fracción de emulsiones resultante. Asimismo el problema de tratamiento de emulsiones duras y lodos, se encuentra en las refinerías de petróleo y en los depósitos de embarque o almacenaje de petróleo, cuyos residuos son fuente común de problemas de contaminación. En la literatura reciente sobre el tema [5,10,11] se discuten distintas metodologías para la rotura de emulsiones agua - petróleo. De la experiencia obtenida en yacimientos de la región neuquina [3], en donde se practica recuperación secundaria, se ha observado que si bien los tratamientos convencionales termo-eléctricos, con el agregado de sustancias desemulsificantes, dan lugar una importante rotura de la emulsión original, no son suficientes para desestabilizar totalmente las emulsiones agua-petróleo generadas en el yacimiento. Esto da lugar a la acumulación de esta fracción que en el pasado reciente se drenaba a piletas de tierra a cielo abierto.

Este proyecto pretende encontrar una solución en tal sentido y presenta ventajas desde el punto de vista ambiental. Fundamentalmente, ofrece una alternativa viable para la eliminación drástica de residuos contaminantes en la industria petrolera. El tema es de total actualidad, debido a que la industria petrolera debe adecuar su tecnología productiva a normas ambientales de reciente sanción: Resolución 105/94 de la Secretaría de Energía y legislaciones

de origen provincial y de Recursos Hídricos, que hacen referencia específicamente a la eliminación de residuos oleosos.

Económico

Una estimación a nivel nacional del potencial de recuperación de petróleo cautivo en las emulsiones sería la siguiente. La producción de petróleo primaria y secundaria de Argentina en el año 1999 fue de: 46 500 434 m³ [7]. Considerando la dispersión de yacimientos productivos que existe en la Argentina, es razonable suponer que la generación anual total de emulsión es aproximadamente el 1.5 % del petróleo producido, o sea unos 700 000 m³. La concentración de petróleo en la emulsión oscila entre 30 a 50 %; para esta estimación consideraremos un valor medio de 40%. Luego, existe el incentivo de recuperar 280 000 m³/año de petróleo para la venta; que a 176 U\$D/m³ (aprox. 28 U\$D/barril), significan para todo el país: 49 280 000 U\$D/año.

Después del tratamiento en el yacimiento del volumen inicial de emulsión por métodos convencionales, unos 250 000 m³ (algo más de un tercio de este volumen inicial), persiste como emulsión “dura” que se acumula en tanques, con un contenido de petróleo de 100 000 m³ por valor de 17 600 000 U\$D/ año, que no puede ser procesada para la producción de combustibles.

Aparte del beneficio ambiental, tanto el tratamiento del volumen total de emulsiones, o solamente del remante “duro”, hay un incentivo económico interesante para considerar una tecnología competitiva para la rotura de estos efluentes.

Para señalar sobre una base más estricta, el beneficio económico de la tecnología a desarrollar, más allá de su valor ambiental, se indicará el ahorro de costos y la mejora en la producción que origina la utilización del proceso ATP, en comparación con tecnologías alternativas, teniendo en cuenta el valor del petróleo recuperado y los costos de procesamiento por metro cúbico en cada caso. Se estima que una unidad ATP, con capacidad para procesar en forma automática y continua 50 m³/día de emulsión, tendría las dimensiones que permitiría ser vendida en forma paquetizada como planta llave en mano. Considerando que operará a razón de 280 días/año (el resto del año se reserva a mantenimiento), podría procesar 14 000 m³/año. El costo de capital de una planta de estas características es de 350 000 U\$D, y su costo operativo de emulsión a tratar: 8.1 U\$D/m³ (ver Anexo I). El valor del petróleo recuperado en cada metro cúbico de emulsión a tratar es: 70.4 U\$D/m³. O sea un beneficio neto de 62.3 U\$D/ m³, que equivale a 872 200 U\$D/año

En el exterior se ha propuesto una técnica de vaporización súbita de la mezcla emulsionada como forma de eliminar las emulsiones. Esta técnica tiene un elevado consumo energético y presenta problemas de generación de residuos sólidos, dado el elevado contenido de sales y de otros sólidos insolubles que se acumulan en la fase petróleo remanente.

El costo de alternativas convencionales, como "land fill" para la eliminación de estas emulsiones es estimado por Wan [12] en 40 U\$/m³ de emulsión. En el mercado local, el tratamiento por centrifugación puede ascender a 50 U\$/m³. Estos valores son sustancialmente superiores al costo operativo de una unidad ATP de 8.1 U\$/m³.

El costo de procesamiento del proceso ATP es bajo debido a que, por un lado, esta tecnología que se pretende desarrollar, en comparación con las alternativas del mercado, requiere un consumo energético considerablemente menor, y su concepción básica es más simple. Por otro lado, esta reducción de costo se consigue dado que la influencia del costo del equipamiento convencional (importado) es muy superior al requerido por la tecnología propuesta.

Recursos humanos

El desarrollo de recursos humanos en este tema será de gran significación, dada esta necesidad de brindar soluciones acordes a cada fuente particular de contaminación de origen petrolero. La naturaleza de las emulsiones a tratar por el proceso ATP, puede ser muy variable dependiendo del origen, historia y la edad de la fuente. Por lo tanto, para conseguir el mejor rendimiento posible del proceso, sus parámetros deben ser ajustados en cada caso particular.

Industria nacional

Es importante señalar que el montaje de las unidades de tratamiento de emulsiones con la tecnología ATP, permitirá la utilización de una componente muy importante de equipamiento de origen nacional. Desde el punto de vista de las PYME, estos módulos de 50 m³/h de capacidad, pueden ser construidos enteramente en el país, y además con instrumentación nacional. Los equipos que podrían estar disponibles, en otros países, tendrían un costo operativo muy superior y estarían paquetizados, lo que impediría totalmente la participación de fábricas locales en su fabricación y montaje.

Si se deseara tratar la producción total anual de emulsión (700 000 m³/año) con unidades de 14 000 m³/año (50 m³/día y 280 días/año de operación), se requerirían unas 50 unidades para todo el país, que utilizarían tecnologías derivadas del desarrollo del presente proyecto. Esto implica para la industria calderera de tamaño mediano, la generación de órdenes de compra por más de U\$D 17 000 000, sin contar la existencia de un mercado de exportación de estas plantas.

4. METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 *Objetivos tecnológicos del proyecto*

El objeto de la presente investigación y desarrollo, consiste en la generación de una tecnología versátil y robusta y su implementación en escala piloto, que permita el procesamiento de emulsiones agua-petróleo de gran estabilidad, y que a partir de una rotura eficiente de las mismas obtenga fracciones de: petróleo, agua residual y sólidos que puedan ser utilizados sin riesgo ambiental. Los objetivos científico - tecnológicos parciales que se pretenden alcanzar son:

- a) Determinar las causas de formación de emulsiones y los principales agentes, presentes en el petróleo, que brindan gran estabilidad a las mismas.
- b) Encontrar el valor de los parámetros del tratamiento térmico más eficiente para conseguir la rotura de una dada emulsión.
- c) Determinar la capacidad de diferentes configuraciones, para la transferencia de calor por contacto directo entre la fase acuosa y la fase petróleo o emulsión.
- d) Estudiar el flujo de emulsiones estables e inestables y el comportamiento de sólidos en suspensión bajo condiciones de flujo.
- e) Determinar la configuración del sistema de calentamiento que permita mantener la superficie de calefacción libre de sólidos insolubles.
- f) Estudiar los fenómenos de: a) coalescencia, b) floculación, c) concentración de emulsiones y el proceso inverso de estabilización.
- g) Definir la ingeniería básica de proceso y de control de una unidad piloto de tratamiento térmico intensivo (ATP) para rotura de emulsiones.
- h) Estudiar la dinámica de formación de emulsiones en yacimientos y su evolución en: tanques de tipo cortador, "skimmer" o de flotación.
- i) Integración de la unidad de tratamiento intensivo dentro del sistema de producción de un yacimiento típico.

4.2 *Plan de trabajo*

Caracterización fisicoquímica de las emulsiones.

En esta etapa se estudiarán emulsiones provenientes de distintas cuencas de la región patagónica y se determinarán sus propiedades físicas. Se tratará de separar la fracción activa y se identificarán los compuestos que generan emulsiones de gran estabilidad. Se harán determinaciones sobre contenidos de

sólidos insolubles en la fase orgánica y acuosa, contenido total de sales, gases disueltos y caracterización de la fracción de petróleo propiamente dicha. Se desarrollarán técnicas para obtener concentrados de máximo tenor de emulsión, para poder efectuar estudios sobre muestras comparables. Sobre estos concentrados se efectuarán determinaciones de tamaño medio de gotas, concentración de sólidos insolubles, presión de vapor sobre un amplio rango de temperaturas, densidad y fundamentalmente, contenido de fase acuosa.

Flujo y decantación de emulsiones. Productos del tratamiento de la emulsión

El flujo de estas emulsiones, representa un problema poco conocido en sus aspectos básicos, pues bajo las condiciones de flujo pueden producirse la rotura de la fracción de emulsión de menor estabilidad y tener lugar efectos de coalescencia. De gran interés para el desarrollo de técnicas de separación es también el comportamiento fluidodinámico de lodos y de las mezclas de sólidos que se obtienen del tratamiento que se comportan como coágulos que contienen una gran proporción de agua y petróleo, pero que bajo las condiciones de flujo o de alto esfuerzo de corte, pueden segregarse y generar “tapones” que dificultan el flujo por la unidad de tratamiento. Se desarrollarán modelos para predecir la dinámica de la floculación de emulsiones y la separación de agua libre en equipos de decantación.

Generación de emulsión en yacimiento.

El desarrollo de metodologías para el tratamiento de este problema requiere primeramente la determinación de las condiciones de generación de emulsión en yacimiento a partir del momento en que el petróleo se extrae del pozo y la dinámica de acumulación de emulsiones en tanques de corte. En este sentido se realizarán relevamientos de campo, para determinar la evolución de las emulsiones de gran estabilidad a lo largo de las diversas etapas de tratamiento: precalentamiento, desalación electrostática, tanques de corte y/o lavado, etc.

Estudios básicos sobre rotura de emulsiones.

Estos estudios se efectuarán en reactores escala banco de alta presión, con control de temperatura y agitación, que se operarán en forma discontinua o semicontinua, para obtener información sobre: a) la rotura de emulsión, b) los productos obtenidos y c) los problemas potenciales de reemulsificación por flujo, d) los efectos de vaporización parcial sobre la emulsión. El tratamiento de emulsiones con alto contenido de sólidos, se estudiará en forma similar, sin embargo se desarrollarán estudios de pretratamiento del material a procesar, para minimizar la operación con sólidos en equipos continuos a alta presión y temperatura.

Estudios en Planta Piloto y Desarrollo de Procesos

Sobre la base de los estudios precedentes se construirá una unidad piloto de 200 l/h de capacidad para el estudio de las condiciones óptimas de rotura de

emulsiones y separación de productos, en función de las características de las emulsiones y/o lodos a procesar. Esta unidad piloto contará con sistemas de decantación, filtración, bombas para lodos de alta presión, hidrociclones y calentadores a alta presión. En estos equipos se realizarán ensayos de rotura de emulsiones, separación de fases, lavado de petróleo (desalado), flujo de emulsiones por válvulas y cañerías.

Un aspecto fundamental de las unidades de rotura de lodos y emulsiones, son las operaciones de transferencia de calor por contacto directo. En consecuencia se harán estudios de transferencia de calor por contacto directo entre: agua - petróleo y agua - emulsión y se evaluarán la capacidad de transferencia de diversos dispositivos de contacto.

Otro aspecto a desarrollar en la unidad piloto serán las políticas de control y el comportamiento de instrumental para la detección de las diversas interfases de interés para el desarrollo de estos procesos.

La posibilidad de contar con la unidad piloto y el equipamiento requerido para la caracterización, permitirá obtener la información necesaria para el desarrollo de la tecnología apropiada para el lodo o emulsión a procesar. Sobre esta base se desarrollará la ingeniería básica y de detalle de la unidad industrial de tratamiento de emulsión, de acuerdo a las características del material a procesar en cada caso.

5. RECURSOS DISPONIBLES

Recursos Humanos

El personal involucrado en el proyecto pertenece a la Universidad Nacional del Sur y al CONICET y se desempeña en los grupos de procesos y reactores de la Planta Piloto de Ingeniería Química (PLAPIQUI) de Bahía Blanca:

BRIGNOLE, Esteban Alberto	Prof. Titular DE e Inv. Principal
ELUSTONDO, Miguel Primitivo	Prof. Principal
De BEISTEGUI, Rubén	Prof. Principal
ECHARTE, Roberto E.	Prof. Asociado DE y Prof. Principal
ERRAZU, Alberto	Prof. Asociado DE y Inv. Adjunto
LACUNZA, Marta	Asistente de Docencia DE y Prof. Principal
URLIC, Liliana	Asistente de Docencia, y Prof. Principal

Equipamiento

Cantidad	Denominación
2	Reactor o celda de alta presión
1	Microscopio óptico
1	Lupa
1	Centrifuga Laboratorio
1	Centrífuga refrigerada
1	Cromatógrafo de gases HP
1	Cromatógrafo de gases Varian sin Integrador
1	Sistema adquisición datos y control
2	Baño termostático chico
3	Variac Electrónicos
1	Absorción Atómica
1	IR
3	PC Pentium
1	Balanza Granataria
1	Estufa secado
1	Horno Tubular

Instalaciones e infraestructura

El grupo de trabajo cuenta con las siguientes instalaciones para uso directo:

Cantidad	Descripción	Sup. aprox.	Observaciones
3	Laboratorios	40 m ² c/u	Reactores, Analítica, Servicios, Termodinámica
7	Oficinas	72 m ²	
1	Planta Piloto	550 m ²	Esta superficie es de uso múltiple y flexible
2	Taller del Instituto	175 m ²	
1	Biblioteca del Instituto	75 m ²	
1	Taller de Electrónica	22 m ²	

También se tiene acceso a facilidades de la Universidad Nacional del Sur y a los servicios del CRIBBAB:

Denominación	Dependencia
Biblioteca Central	UNS
Taller de vidriería	CRIBBAB
Taller de Electrónica	CRIBBAB
Microscopía y Rayos X	CRIBBAB
Planta agua destilada y aire líquido	UNS
Laborat. de Ensayo de Materiales, Metalurgia, Taller, etc.	UNS

Eventual Financiación

Las actividades del proyecto se podrán financiar en forma parcial y complementariamente a través de los siguientes subsidios:

“Análisis, Simulación y Control de Procesos” – Secretaría de Ciencia y Técnica, Universidad Nacional del Sur, \$10 000.-

“Medición y modelado del equilibrio entre fases para el desarrollo de nuevas tecnologías de separación” – CONICET, \$14 000.-

6. ANTECEDENTES DEL GRUPO EN EL TEMA

Antecedentes de investigación y desarrollo en relación con la industria vinculada al gas y petróleo.

Las primeras actividades de transferencia del grupo de procesos se realizan en el año 1973 en el marco de un Convenio con Gas del Estado, para estudiar problemas de falta de capacidad de la columna de destilación de crudo. Este estudio es el primero de una larga serie de proyectos realizados para la industria química, gasífera, petrolera y petroquímica, llevados a cabo desde entonces. A partir de 1977 el vínculo con las empresas industriales se efectúa a través del PIDCOP, mecanismo que se ha complementado en los últimos años con la actuación en el marco de las actividades de transferencia de FUNDASUR como unidad de vinculación tecnológica. En los últimos cinco años se han realizado proyectos, entre otras, para las siguientes empresas: Petroquímica Bahía Blanca, Cía. Naviera Pérez Companc, Carboclor S.A., Duperial S.A., Gas del Estado y Transportadora de Gas del Sur, Proyecto MEGA, Piedra Chenque (Neuquén), SADE, etc. Para mayor detalles ver Anexo II. Listado de Acciones de Transferencia.

Antecedentes en el tema de la propuesta

Específicamente en el tema de rotura de emulsiones se efectuaron estudios de rotura de emulsiones del yacimiento Medanito, Puesto Hernández y Koluel Kayke, en el período 1995 - 1999 de acuerdo a solicitudes efectuadas por la Cía. Naviera Pérez Companc. Estos estudios, que culminaron en la construcción de un prototipo industrial, confirmaron la factibilidad del concepto de proceso. Sin embargo, la presencia de elevados contenidos de sólidos en la alimentación puso en evidencia la necesidad de realizar una importante mejora tecnológica, alternativa que se tratará de implementar a través de la presente propuesta.

7. CRONOGRAMA DE TAREAS

Tarea N°	Año 1, cuatrimestre			Año 2, cuatrimestre		
	I	II	III	I	II	III
1	-----					
2		-----		-----		
3				----		
4		-----		-----		
5			----	-----		

1. Caracterización fisicoquímica de las emulsiones.
2. Flujo y decantación de emulsiones. Productos del tratamiento de la emulsión.
3. Generación de emulsión en yacimiento.
4. Estudios básicos sobre rotura de emulsiones.
5. Estudios en Planta Piloto y Desarrollo de Procesos.

8. EMPRESAS A LAS QUE SE ENTIENDE PODRÁ ESTAR DESTINADO EL PROYECTO

Existen conversaciones adelantadas con varios yacimientos, para atacar el desarrollo de alternativas tecnológicas, para la rotura de emulsiones agua - petróleo de gran estabilidad, tanto en la Provincia de Neuquén como en Santa Cruz, Mendoza y Chubut. Este problema, es de gran interés dada la disposición del Gobierno Nacional de no autorizar el funcionamiento de piletas de tierra en donde se depositaban las emulsiones residuales de la producción petrolera. En consecuencia, todos los operadores de yacimientos petrolíferos: Repsol-YPF, Pérez Companc, Amoco Argentina, Astra, Pluspetrol, Total Austral, Bidas, EG3

y otros productores y empresas proveedoras de servicios, son potenciales usuarios de esta tecnología.

Varias compañías argentinas, Repsol-YPF, Pérez Companc, Bidas, etc. operan yacimientos en otros países de América Latina en donde las normativas ambientales demandarán una modificación de los procesos existentes. En ese sentido es altamente probable que exista un mercado para la exportación de esta tecnología y del equipamiento asociado

El problema de las emulsiones estables agua-petróleo afecta también la operación de refinerías, en consecuencia la tecnología desarrollada, tendrá aplicación en refinerías de petróleo y en terminales de depósito de petróleo, que en general se encuentra cerca de grandes centros urbanos y constituyen un foco de contaminación. Lo mismo puede decirse del problema de las emulsiones-agua petróleo que se forman en el transporte marítimo de petróleo. En la Argentina operan grandes refinerías: Repsol - YPF, Exxon, Shell y EG3, por nombrar algunas.

La disposición de una unidad piloto, cuya planificación se encuentra avanzada, y la realización de ensayos en el propio yacimiento, permitirá demostrar a las empresas interesadas, el potencial de la tecnología APT, lo que garantizará una rápida difusión de la misma.

9. REFERENCIAS

- 1) Alkhatib, E. A. and Thien, L. T., “Wastewater Oil Removal Evaluated”, Hydrocarbon Proc., Aug. 1991, p. 77 - 80.
- 2) Alther, G. “Put the Breaks on Wastewater Emulsions”, Chem Eng., March 1998, p. 82-88.
- 3) Brignole, E. A. y col. “Tratamiento de Emulsiones Agua-Petróleo”, Informe PIDCOP a Pérez Companc S.A., Julio, 1995.
- 4) Brown R. L., Wines, T. H., “Improve Suspended Water Removal from Fuels”, Hydrocarbon Proc., Dec. 1993, p. 95 - 100
- 5) Hahn, W. J., “High-Temperature Reprocessing of petroleum Oily Sludges”, SPE Production & Facilities, Aug. 1994, p. 179 - 182.
- 6) Hennessey P. M., Neuman, M., Kalis, B. A., Hellinx, G., “Use Coalescing Methods to Solve Emulsions Problems”, Hydrocarbon Proc., Nov. 1995, p. 107-124.
- 7) Instituto Petroquímico Argentino, “Información Estadística de la Industria Petroquímica y Química de la Argentina”, 20ª Edición, p.25

- 8) Rhodes A., Editor, “New Process Affectively Recovers Oil from Refinery Waste Streams”, Oil & Gas J., Aug. 1994, p. 92 - 94.
- 9) Schramm, L. L., “Emulsions - Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry”, American Chemical Society, Washington, DC 1992.
- 10) Sjöblom, J. et al. "Stabilization and Destabilization of Water in Crude Oil", Advances in Colloid and Interface Sc. 41, 241(1992)
- 11) Urdahl, O., Sjöblom, J., “Water in Crude Oils Emulsions from the Norwegian Continental Shelf. A Stabilization and Destabilization Study”, J. Dispersion Science and Tech. 16(7) 557 (1995).
- 12) Wan, W. J., Soc. Petr. Eng. Prod. & Facilities, August, 1994, pag. 179

10. ANEXOS

Anexo I. Costo estimado de rotura de emulsión mediante una unidad semi industrial (50 m³/día)

El costo de una planta de tratamiento, de una capacidad de 50 m³/día, basada en la tecnología APT, y enfriamiento por contacto directo ha desarrollar en este proyecto, se ha estimado sobre la base de un análisis pormenorizado de costos en: 350 000 dólares (IVA incluido). Este costo resulta de la siguiente apertura estimada de los mismos:

Item	Descripción	Costo
1	Equipos principales y estructura	140 000.-
2	Cañerías, Bombas, Motores, Filtros, Reguladores	40 000.-
3	Válvulas, instrumentos, sistemas de control, tableros, instalación y montaje eléctrico	80 000.-
4	Montaje en fabrica, montaje en yacimiento, inspecciones, pruebas y puesta en marcha	60 000.-
5	Ingeniería Básica, Detalle y Documentación Final	30 000.-
TOTAL		350 000.-

Costos operativos de la alternativa tecnológica propuesta, para una unidad de 50 m³/día:

Potencia:	(20 kW o 480 kWh /día, @ 0.03 \$/kWh)	14.4 \$/día
Gas natural:	(12 10 ⁶ kcal/día @ 5 \$/MM kcal)	60.0 \$/día
Personal y otros gastos:	(funcionamiento automático)	80.0 \$/día
Amortización:	(5 años y 280 días de operación anual)	250.0 \$/día

Costo diario resultante:	404.4 \$/día
Costo resultante por m³ de emulsión:	8.1 \$/m³

Anexo II. Listado de Acciones de Transferencia

- 1) TGS, "Planta de etano. Análisis del sector de compresores y turbinas de gas", (1994). Relevamiento de la información para el ensayo de compresores y turbinas a gas. Procedimientos operativos para la puesta en marcha, paradas y control, bajo condiciones normales y especiales de carga. Descripción del funcionamiento de las máquinas de compresión.
- 2) TGS, "Planta de etano. Producción de LPG", (1994). Determinación de los límites de capacidad para la producción de LPG. Relevamiento de las condiciones operativas y comparación con los resultados de la simulación con las condiciones de diseño del tren de fraccionamiento de LPG.
- 3) TGS, "Purificación de aceite usado con propano", (1994). Análisis de la posibilidad de regenerar aceite usado por extracción cuasi crítica con hidrocarburos livianos (etano, propano o mezclas). Experiencias preliminares de regeneración y estudios químicos y físicos de muestras de aceite: virgen, regenerado y usado.
- 4) CARBOCLOR, "Ingeniería básica de la integración energética de las columnas 3160 y 3250", Parte I y II, (1993). Análisis de factibilidad y desarrollo de ingeniería básica de la integración energética de dos columnas de destilación.
- 5) PIEDRA CHENQUE, "Producción de dióxido de carbono líquido a partir de gas de yacimientos", (1993). Análisis de alternativas para separar el dióxido de carbono y subproductos contenidos en el gas de yacimiento. Desarrollo de ingeniería básica de las tecnologías analizadas.
- 6) PETROQUIMICA BAHIA BLANCA, "Ampliación de la capacidad de producción de la Planta de Etano", (1993). Análisis de alternativas para la adaptación operativa y física de la Planta de Etano , para el procesamiento de gas natural con mayor contenido de dióxido de carbono y la maximización de la producción de etano. Determinación de límites de operabilidad de la planta a contenidos crecientes de dióxido de carbono. Ampliación de la capacidad de tratamiento de dióxido de carbono del sector de descarbonatación con MEA.
- 7) OLEAGINOSA MORENO S.A., "Configuración de dos sistemas MOD-300. Programación en TCL. Asistencia a la puesta en marcha del MOD-300", (1992). Programación de PLC para una planta de Gral. Villegas. Ampliación de la programación del MOD-300 que posee la empresa en Puerto Galván.
- 8) OLEAGINOSA MORENO S. A., "Simulación de aerocondensadores", (1992). Simulación del comportamiento de tres módulos condensadores conectados según tres configuraciones alternativas, para distintas temperaturas ambiente y corrientes de proceso.
- 9) OLEAGINOSA MORENO S. A., "Programa de cálculo de equilibrio del sistema hexano-agua-aire", (1992). Programa para resolver el equilibrio

líquido-líquido-vapor de un sistema compuesto por aire-agua e hidrocarburos para una dada temperatura y presión.

- 10) PETROQUIMICA BAHIA BLANCA, "Simulación de craqueo de etano-propano", (1991). Simulación del reactor de craqueo de la planta de producción de etileno para diferentes composiciones de la alimentación.
- 11) PETROQUIMICA BAHIA BLANCA, "Optimizador planta de etileno. Manual del usuario", (1991).
- 12) POLISUR, "Simulación dinámica de una planta de producción de polietileno de baja densidad", (1991). Desarrollo de modelos dinámicos simplificados para el análisis en línea de procesos químicos. Tales modelos predicen el efecto de diversas perturbaciones y permiten entonces actuar en consecuencia, con la consiguiente mejora en la eficiencia y seguridad de la operación.
- 13) SADE S. A., "Diseño integrado de plantas petroquímicas y gas natural", (1990). Adecuación de herramientas teóricas y realización de nuevos desarrollos para una rápida y eficiente ejecución de estudios de ingeniería básica de procesos químicos y de procesamiento de gas.
- 14) PETROQUIMICA BAHIA BLANCA, "Optimización económica de la planta de etileno", (1990). Simulación rigurosa y optimización económica simplificada de la planta de etileno de PBB, con software de interface para un manejo sencillo por parte de operarios de planta.
- 15) DUPERIAL, "Ingeniería básica, control e instrumentación parcial de la planta de etileno", (1990). Determinación de cantidad mínima y ubicación de instrumentos que permitan una determinación completa de todas las variables de la planta. Diseño de estructuras de control para mejorar la controlabilidad de varios sectores claves de la planta.
- 16) ABB Process Automation Argentina, "Control distribuido y aplicaciones", (1990). Desarrollo y transferencia conjunta de aplicaciones de análisis y control de procesos. La comercialización de tales aplicaciones es realizada directamente por la empresa. Por otra parte se realizaron cursos de capacitación para profesionales y personal jerárquico de diversas empresas.
- 17) PETROQUIMICA TRIUNFO, "Modelamiento del reactor tubular de polimerización de etileno por el proceso de alta presión", (1990). Ajuste del modelo de simulación del reactor con datos experimentales correspondientes a 12 resinas. Para ello se efectuó una regresión de las constantes cinéticas que definen el perfil de temperatura y las propiedades del polímero. Se desarrolló además, un polinomio para el cálculo del coeficiente global de transferencia de calor.
- 18) INDUPA, "Reactividad del monómero", (1990). Ante la suposición de que el VCM empleado para la carga del reactor industrial sufre un proceso de autorreacción antes de la polimerización, se utilizó el principio de

funcionamiento del reactor dilatométrico. A través de este procedimiento se intenta detectar problemas incipientes de autorreactividad del monómero.

- 19) PETROQUIMICA RIO III, "Tratamiento químico de efluentes", (1989). Obtención de propiedades físicas de mezclas de aminas aromáticas contenidas en los productos del proceso de hidrólisis de residuos industriales. Evaluación preliminar de su separación.
- 20) PASA S.A., Ingeniería básica del fraccionamiento de aromáticos", (1989). Medición de equilibrio líquido-vapor, selección de modelos termodinámicos y análisis del proceso de destilación de mezclas de aromáticos pesados.
- 21) PASA S.A., "Ingeniería básica de una columna de absorción de bifenilo de una corriente gaseosa" (1989). Cálculo de una instalación para la eliminación de bifenilo de una corriente de aire, mediante absorción con solvente. Medición y correlación del equilibrio de fases para las mezclas aire-bifenilo-solvente. Análisis de la recuperación del absorbente.
- 22) CENPES-PETROBRAS, "Dynamic model for simulation of distillation operation: DYNAM" (1989). Paquete de simulación dinámica rigurosa de columnas de destilación.
- 23) SADE, "Ingeniería básica de una planta de estabilización de gasolina y condensado de pozo" (1989). Desarrollo de la ingeniería básica de las columnas de destilación para estabilizar gasolina y condensado. Se realizó el dimensionamiento de los separadores de condensado, tanques de flash y acumuladores de la planta.
- 24) PNUD, "Recuperación económica de sales y elementos contenidos en tortas de ripios salitreros" (1988). Consultoría para el proyecto PNUD CHI 87/023, Antofagasta, Chile. Capacitación del personal en la obtención de diagramas de fases para los procesos de lixiviación y cristalización de sales de sus soluciones acuosas.
- 25) YPF, "Detección de pérdidas en poliductos" (1988). Búsqueda bibliográfica y análisis comparativo de diversas técnicas de detección de pérdidas en poliductos que transportan líquidos. Los resultados se aplicaron al tramo de poliducto comprendido entre Urundel y Campo Durán.
- 26) TAYLOR INSTRUMENT, "Demostración de las ventajas del predictor de Smith implementado en MOD-30" (1988). Se implementó un algoritmo de control predictivo tipo Smith en un equipo de control distribuido MOD-30.
- 27) TAYLOR INSTRUMENT, "Desarrollo e implementación de un modelo de intercambiador de calor usando los recursos del MOD-30" (1987).
- 28) OLEAGINOSA MORENO HNOS. S. A., "Balances entálpicos y simulación del economizador" (1987). Estudio del equilibrio líquido-líquido-vapor, balances de energía y estudio de la transferencia de calor en el primer equipo del tren de purificación de aceite.

- 29)SADE, "Diseño preliminar de un sistema de licuación para una corriente gaseosa de etileno" (1987). Diseño de un sistema de licuación de una corriente gaseosa (boil-off) de etileno para las condiciones especificadas para el fluido. Se previó además, en el diseño oscilaciones de temperaturas de hasta 25 °C en la corriente de entrada de etileno.

- 30)MONOMEROS VINILICOS S. A., "Adaptación del SIPREQ a Planta de Monómeros" (1986). Adaptación del paquete termodinámico a la predicción de propiedades físicas en sistema conteniendo hidrocarburos clorados.

- 31)PETROQUIMICA BAHIA BLANCA, "Predicción del equilibrio líquido-vapor en sistemas multicomponentes; su influencia en los procesos de separación de la Planta de Etileno" (1986). Estudios de sensibilidad termodinámica en el tren de purificación de etileno. Identificación de las zonas críticas y de las variables termodinámicas dominantes, selección de la función objetivo y determinación de los parámetros del modelo termodinámico.

- 32)POLISUR, "Simulación del reactor de polimerización a alta presión" (1986). Desarrollo del modelo matemático de la polimerización de etileno para simular en un conjunto de condiciones de operación y diseño, la condición del reactor y las propiedades finales del producto.

- 33)SADE, "Análisis preliminar de alternativas de procesos para la extracción de gas licuado del gas natural" (1986).

- 34)PETROQUIMICA BAHIA BLANCA, "Análisis de alternativas de control del reactor de hidrogenación de acetileno" (1986).

- 35)OLEAGINOSA MORENOS HNOS. S. A., "Balance de hexano en la planta de extracción" (1985). Balances de materia en la planta de extracción de aceites oleaginoso con hexano, a distintas condiciones operativas, a fin de detectar las pérdidas de hexano en cada una de las corrientes de salida de la planta.

- 36)PETROQUIMICA BAHIA BLANCA, "Simulación del sistema de agua de enfriamiento de PBB" (1985). Desarrollo y transferencia del programa RED de simulación de sistemas de cañerías para fluidos incompresibles.

- 37)PEREZ COMPANC, S.A. "Tratamiento de Emulsiones Agua - Petróleo", 1995 a 1998