

**EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE SOLVENTES PARA LA EXTRACCIÓN  
LÍQUIDO-LÍQUIDO DE ACIDOS NAFTENICOS DEL CRUDO PESADO  
COLOMBIANO**

**NANCY CRISTINA ACEVEDO LEON**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA  
BUCARAMANGA**

**2009**

**EVALUACION Y SELECCIÓN DE SOLVENTES PARA LA EXTRACCION  
LÍQUIDO-LIQUIDO DE ACIDOS NAFTENICOS DEL CRUDO PESADO  
COLOMBIANO**

**NANCY CRISTINA ACEVEDO LEON**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de  
Ingeniero Químico**

**DIRECTORES: EDGAR FRANCISCO PANTOJA, Ing. Químico. M.Sc  
HAYDEE QUIROGA BECERRA, Ing. Química. Ph.D  
CODIRECTOR: CRISÓSTOMO BARAJAS FERREIRA, Ing. Químico. M. Sc**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA  
BUCARAMANGA**

**2009**

## DEDICATORIA

DIOS gracias, porque me has dado tanto, por la oportunidad de existir. Siempre me escuchas y me acompañas llevándome de la mano en cada instante. Gracias por enviarme y regalarme una familia tan especial y maravillosa.

Mis PADRES Noé y Marina, son el centro de mi vida, mi razón de ser y fuente de inspiración, son el amor más puro y el ejemplo a seguir. Les debo todo, gracias por ser lo que son, porque se emocionan con mis logros. Gracias por sus preocupaciones y consejos, son los únicos que siempre les late fuerte el corazón cuando me abrazan y nunca han dejado de mirarme con ternura. Espero que en hechos les demuestre lo mucho que los amo, es con toda mi alma. Esto es gracias a ustedes y para ustedes.

HERMANOS, Dieguito y Martica, porque ante todo son mis amigos, por acompañarme a lo largo de mi vida y se sienten orgullosos de mi logro.

A toda mi familia, comparten mis alegrías y tristezas, siempre me acompañan.

A mis AMIGOS, los únicos los de siempre!! Saben bien quiénes son.

A Ti aunque no estés.

A los que ya no están conmigo, pero que siempre me acompañan.

A los que creyeron en mí y también a los que no.

*Nancy Acevedo*

## AGRADECIMIENTOS

A DIOS, padre fiel, porque nunca me abandonas, me proteges y siempre me escuchas. Gracias por este logro y sobre todo por la oportunidad de poder compartirlo con alguien.  
A MIS PADRES, que son mi fuerza, porque siempre están ahí con un amor incondicional.  
A MI FAMILIA, mis hermanos, mis tíos, mis primos, Un millón de Gracias!!!! A mis abuelos que ya no están pero que no me abandonan.

A Ing. EDGAR FRANCISCO PANTOJA, por la oportunidad de conocerlo y brindarme más que sus conocimientos una amistad, un apoyo. Porque siempre creyó y cree en mí e hizo de esta etapa de mi vida una maravillosa experiencia. Para usted mi respeto y admiración.  
A la Ing. HAYDEE QUIROGA BECERRA, Gracias por creer y confiar en mí, por apoyarme por dirigirme y exigirme. Por compartir sus conocimientos y experiencias. Que Dios la bendiga. Gracias!!!!

Al profesor CRISOSTOMO BARAJAS por su colaboración y apoyo.  
AL SEMILLERO FENOMENOS DE CORROSION POR CRUDOS PESADOS, me brindo la oportunidad de formarme y orientarme, de llegar a la propuesta de elaboración de este proyecto; con ustedes aprendí el sentido de responsabilidad y cumplimiento. Especialmente a su director Dario Yesid Peña y su principal colaborador Carlos Mejía, a ustedes inmensa gratitud.

A LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por permitirme ser parte de su comunidad, por los grandes momentos y experiencias que a través de ella pude disfrutar, igualmente a la Escuela de Ing. Química a sus profesores por la formación integral brindada.

AL INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO, por la oportunidad de realizar este trabajo con ustedes y para ustedes.  
Un Especial agradecimiento a los Ingenieros Jesús Alberto Castro, Héctor Julio Picón, Edwin Morantes, Jenny Rocío Gutiérrez y Marilyn Jaimes, por su colaboración e invaluables aportes.

A MIS COMPAÑEROS de la planta piloto y de Materiales TEM, son tantos y tan especiales los cuales hoy puedo decir que son mis amigos, gracias por compartir conmigo sus conocimientos y experiencias y sobre todo por la oportunidad de conocerlos y aceptarme como una de ellos, para ustedes una inmensa gratitud, cariño e incondicional amistad.  
A los que se escapan de mi memoria en este momento, pero que fueron importantes, un millón de gracias.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION	14
JUSTIFICACION	17
OBJETIVOS	19
GENERAL	19
ESPECIFICOS	19
ALCANCES	20
1. GENERALIDADES	22
1.1 FUNDAMENTO TEORICO	22
ACIDOS NAFTENICOS	22
CORROSION POR ACIDOS NAFTENICOS	23
ALTERNATIVAS PARA MITIGAR LA CORROSIÓN POR ÁCIDOS NAFTÉNICOS	24
1.2 ESTADO DEL ARTE	25
1.3 CONCEPTOS BASICOS DE EXTRACCION LIQUIDO-LIQUIDO	26
2. METODOLOGIA	29
2.1 FASE 1. PARAMETROS DE LA EXTRACCION	30
2.2 FASE 2. PRUEBAS EXPLORATORIAS	32
2.3 Tercera fase: PRUEBAS EN PLANTA PILOTO	37
3. RESULTADOS	41
3.1 FASE 1. PARAMETROS PREPARACION	42
4. ANALISIS DE RESULTADOS	46
4.1 COMPORTAMIENTO DE LOS SOLVENTES	47
4.2 FASE 3. SELECCIÓN DEL SOLVENTE Y PRUEBAS EN PLANTA PILOTO	48
4.3 RESULTADOS AL TRATAMIENTO CON SOLUCION KOH EN PRUEBAS EN PLANTA PILOTO	49
4.4 RESULTADOS DE DILUCION CRUDO TECA-NARE	51

4.5 RESULTADOS DILUCION CRUDO JAZMIN	51
4.7 RESULTADO ESPECTRO INFRARROJO	54
CONCLUSIONES	58
RECOMENDACIONES	60
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62
ANEXOS	64

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Concentraciones para la preparación de solventes	32
Tabla 2. Condiciones de pruebas exploratorias	34
Tabla 3. Condiciones fijas pruebas exploratorias	35
Tabla 4. Número de experimentos de acuerdo al diseño factorial	36
Tabla 5. Posibles combinaciones del diseño factorial para cada solvente	37
Tabla 6. Condiciones de operación pruebas en planta piloto	40
Tabla 7. Numero de experimentos en planta piloto y criterios de evaluación	40
Tabla 8. Caracterización de las cargas de estudio	41
Tabla 9. Resultados dilución	42
Tabla 10. Preparación de las soluciones	43
Tabla 11. Resultados con solución NaOH	44
Tabla 12. Resultados con solución KOH	44
Tabla 13. Resultados con solución amoniacal	44
Tabla 14. Resultados con MEA	45
Tabla 15. Resultados con TEA	45
Tabla 16. Resultados a 9 etapas con crudo Jazmín	50
Tabla 17. Balance de masa para Crudo Jazmín a 9 etapas	50
Tabla 18. Resultados a 3 etapas con crudo TECA -NARE	51
Tabla 19. Resultados a 3 etapas con crudo Jazmín	51
Tabla 20. Balance de masa para Crudo Jazmín a 3 etapas	51
Tabla 21. Resultados del seguimiento a metales a una etapa con crudo Jazmín	52
Tabla 22. Balances de masa a una etapa	52

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Métodos para mitigar la corrosión nafténica	24
Figura 2. Metodología general del proyecto	29
Figura 3. Preparación de disolución de carga	31
Figura 4. Espectro Infrarrojo crudo Jazmín	55
Figura 5. Espectro Infrarrojo crudo Teca-Nare	55
Figura 6. Espectro Infrarrojo después del tratamiento para el crudo Jazmín	56
Figura 7. Espectro Infrarrojo después del tratamiento para el crudo Teca-Nare	56

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. CLASIFICACION DE LOS CRUDOS SEGÚN API	64
Anexo B. Propiedades Físicas y químicas de los ácidos nafténicos.	65
Anexo C. ALGUNAS ESTRUCTURAS ACEPTADAS COMO ACIDOS NAFTENICOS	66
ANEXO D. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE LA DILUCIÓN CRUDO NAFTA- VIRGEN	67
ANEXO E. ETAPA DE DESPOJO Y RECUPERACIÓN DE SOLVENTE	68
ANEXO F. MEDIDAS DE LOS ANÁLISIS PRACTICADOS A LOS RAFINATOS	68
ANEXO G. RESULTADOS PRUEBAS EXPLORATORIAS TRATAMIENTO ESTADISTICO	70
ANEXO H. GRAFICAS DE RENDIMIENTOS PROPORCIONADOS POR CADA SOLVENTE DE ACUERDO AL ARREGLO EXPERIMENTAL	72
ANEXO I. PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DE SUSTANCIAS UTILIZADAS (FICHAS DE SEGURIDAD)	76

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACION Y SELECCIÓN DE SOLVENTES PARA LA EXTRACCION LIQUIDO-LIQUIDO DE ACIDOS NAFTENICOS DEL CRUDO PESADO COLOMBIANO\*

**AUTOR:** ACEVEDO LEON, Nancy Cristina\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Ácidos nafténicos, crudo pesado, extracción líquida, TAN,

### RESUMEN:

La inminente disminución de reservas de crudos livianos, ha llevado a la industria petrolera a enfocarse en nuevas alternativas de producción y refinación de los crudos pesados. Entre sus propiedades y características está el elevado número ácido, una medida directa de la presencia de ácidos nafténicos, que junto con el contenido de azufre son las amenazas más incidentes en los fenómenos de corrosión identificados en varias unidades de procesamiento. Este grado de acidez está determinado por el número de neutralización Total Acid Number (TAN) (contenido de ácido orgánico) que se expresa en miligramos de KOH requeridos para neutralizar los constituyentes ácidos presentes en un gramo de muestra. El valor mundialmente aceptable de TAN tiene un valor menor o igual a 0,5 para considerarlo de bajo poder corrosivo, pero algunos crudos Colombianos especialmente los denominados Jazmín y Teca-Nare sobrepasan abruptamente esta medida catalogándose como crudos altamente corrosivos. Para Ecopetrol resulta crucial y necesario encontrar mejores prácticas en el tratamiento de estos crudos. Mediante este trabajo se presenta a la operación de extracción líquido-líquido como alternativa para remover los ácidos presentes en dichos crudos, mediante la evaluación de solventes aptos para la operación tomando como criterio de selección aquel que disminuya la medida del número ácido, para luego realizar un estudio que permita encontrar las condiciones de operación para poder implementar el proceso y de la misma manera evaluar el efecto del solvente sobre la calidad del crudo obtenido.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ing. Físicoquímicas. Ingeniería Química. Directores: PhD. Haydee Quiroga. MSc. Edgar Francisco Pantoja. MSc Crisóstomo Barajas .

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION AND SELECTION OF SOLVENTS FOR LIQUID-LIQUID EXTRACTION OF HEAVY CRUDE OIL NAPHTHENIC ACIDS COLOMBIANO\*

**AUTORES:** ACEVEDO LEON, Nancy Cristina\*\*

**KEY WORDS:** naphthenic acids, heavy crude, liquid extraction, TAN

**ABSTRACT:** The impending decline of light crude reserves, has led the oil industry to focus on new ways of production and refining of heavy crudes. Among its properties and features is the high acid number, a direct measure of the presence of naphthenic acids, which together with the sulfur content threats are more incidents in the corrosion phenomena identified in several processing units. The acidity is determined by the number of neutralization Total Acid Number (TAN) (content of organic acid) that is expressed in milligrams of KOH needed to neutralize the acid constituents in one gram of sample. The value globally acceptable TAN has a value less than or equal to 0,5 considered to be low corrosive power, but some raw Colombian especially Jasmine and called Nare-Teca sharply over the measure described as highly corrosive crude. Ecopetrol is crucial to find best practices and necessary in the treatment of these crudes. Through this work, the operation of liquid-liquid extraction as an alternative to remove the acids present in the raw by evaluating solvent suitable for operation on the selection criteria that reduce the number of acid and then make a study to find the conditions of operation in order to implement the process and in the same way to assess the effect of solvent on the quality of oil obtained.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ing. Físicoquímicas. Ingeniería Química. Director: Phd. Hatdee Quiroga, MSc Edgar Francisco Pantoja, MSc Crisostomo Barajas

## INTRODUCCION

Debido al panorama mundial de agotamiento de los crudos livianos y la inminente disminución de sus reservas, ha llevado a la industria petrolera a enfocarse en nuevas alternativas de producción y refinación de los crudos pesados y extra pesados que en el pasado eran poco apetecidos, pero que hoy son el recurso de interés principal, presentando un desafío industrial que compromete una completa cadena de valor y exige la visión integrada del negocio (exploración –producción- transporte – almacenamiento –refinación y comercialización)

En Colombia existe una cantidad considerable de reservas de crudo pesado, ubicadas principalmente en el Magdalena medio y los Llanos Orientales donde se centra el potencial petrolero Colombiano de mayor proyección, que representa la más importante fuente de producción para el país. Para Ecopetrol resulta crucial y necesario encontrar mejores prácticas en el tratamiento de estos crudos para potencializar la creciente demanda de combustibles y alcanzar altos niveles en la valorización de los recursos manteniendo su competitividad y solidez empresarial

Entre las propiedades y características que presentan los crudos pesados está el elevado número ácido, una medida de la acidez total del crudo y en forma directa de la presencia de ácidos nafténicos. La acidez del crudo junto con el contenido de azufre son las amenazas más incidentes en los fenómenos de corrosión identificados en varias unidades de procesamiento. El grado de acidez está determinado por el número de neutralización Total Acid Number (TAN) (contenido de ácido orgánico) que se expresa en miligramos de KOH requeridos para neutralizar los constituyentes ácidos presentes en un gramo de muestra.

El valor mundialmente aceptable de TAN tiene un valor menor o igual a 0,5 para considerarlo de bajo poder corrosivo, pero algunos crudos Colombianos

especialmente los denominados Jazmín y Teca-Nare sobrepasan abruptamente esta medida catalogándose como crudos altamente corrosivos. Los controles que actualmente se aplican para reducir al mínimo la corrosión nafténica se basan en utilizar materiales más resistentes, el uso de inhibidores de corrosión y el más utilizado, el blending basado en ajustar el valor de TAN mediante la mezcla de un crudo ácido con otros de menor acidez. Sin embargo aunque estos métodos han logrado tener cierto éxito no han sido completamente satisfactorios, hecho que no ha permitido presentar soluciones integrales ni definitivas al respecto ya que paradójicamente se dan situaciones que generan incertidumbre en la eficacia de los tratamientos para el control de la corrosión disponibles actualmente. Una de ellas se basa en el mecanismo de corrosión que se ve afectado por la variedad de los ácidos nafténicos y la presencia de compuestos de azufre presentes en la carga, la velocidad del fluido, la temperatura y la interacción que proporciona el crudo en fase gaseosa y fase líquida. Otra razón es el efecto del grupo ácido en los procesos aguas abajo, debido al incremento de la acidez en los cortes livianos del crudo, por la descomposición térmica de los ácidos orgánicos cuando se someten a calentamiento; en este contexto el enfoque actual que se perfila para procesar este tipo de crudo requiere necesariamente de nuevos esquemas y tecnologías, buscando encontrar una solución adecuada que permita prevenir daños en las estructuras usadas en refinación.

Con el catálogo de problemas atribuidos a los ácidos nafténicos y las graves consecuencias causadas cuando estos son procesados; el enfoque actual se perfila en remover los ácidos antes de entrar a refinería; encontrando entre las alternativas la extracción con solventes que por medio del presente estudio pretende realizar una investigación preliminar al respecto, mediante una metodología que comprende tres fases: La primera busca encontrar las condiciones en las cuales se puede llevar a cabo la operación, encontrando condiciones del crudo y composición de las soluciones, para la segunda fase se evalúan solventes con los cuales se ha señalado tener buenos resultados en estudios documentados en la literatura, con el fin de probar el poder de

remoción de cada uno sobre el crudo Colombiano, tomando como criterio de selección y rendimiento aquel que disminuya la medida de número ácido; la tercera fase pretende realizar un estudio que permita encontrar las condiciones de operación para poder implementar el proceso; pero como el solvente de mejores resultados en la fase exploratoria fue la solución de KOH se consideró necesario estudiar rigurosamente el impacto del proceso planteado sobre el crudo tratado porque se cuestiona que los ácidos en realidad no se eliminen<sup>1</sup>, por tanto se oriento la investigación en este aspecto y mediante pruebas de laboratorio disponibles se cuantifico su calidad para que al final con los resultados obtenidos se permita dar las conclusiones y recomendaciones posteriores para poder lograr la implementación de la operación.

---

<sup>1</sup> Fuente : Ohsol, Ernest "Process to upgrade crude oils by destruction of naphtenic acids,removal of salts.US Patent No 5985137.1998

## JUSTIFICACION

El término "ácido nafténico" se utiliza en general para describir los ácidos orgánicos presentes en petróleo y sus fracciones. Este término se deriva de los ácidos carboxílicos monobásicos que contiene la estructura. Sin embargo estos poseen gran variedad de compuestos encontrando ácidos de bajo peso atómico, hasta complejas moléculas formadas por anillos de múltiplos de 5 o 6 átomos de carbono, saturados o insaturados. Estos compuestos pueden incluso estar presentes en sus estructuras con otros átomos o funciones, como el fenol o los tiofenos<sup>2</sup>

La presencia de ácidos nafténicos en los crudos pesados promueve la aparición de una forma típica de ataque denominado corrosión nafténica y es conocido desde 1920, pero solo a mediados de los años 90 comienza un serio enfoque al respecto debido a la disponibilidad para procesar crudos pesados principales portadores de estas moléculas. El número de neutralización o TAN es la forma común de medir la acidez de los crudos, mediante titulación potenciométrica (ASTM D664), actualmente en la industria se considera un crudo de bajo potencial corrosivo hasta un TAN de 0,5 mg KOH/g y los denominados JAZMIN y TECA –NARE en Colombia cuentan con una acidez alrededor de 7mg KOH/g.

El mecanismo de corrosión de estos ácidos comienza con el ataque por azufre reactivo que produce una capa de sulfuro de hierro que se disuelve en presencia de ácido nafténico formando un naftenato de hierro que a su vez es soluble en el crudo y sus derivados<sup>3</sup>. La corrosión por ácidos orgánicos es generalmente confinada a un rango de temperatura de 200-400°C, afectando principalmente las torres de destilación, hornos, intercambiadores y equipos sujetos a altas velocidades (bombas, entradas y líneas de transferencia). Las técnicas aplicadas para el control de la corrosión se basan en la mezcla con crudos de menor acidez, el uso de inhibidores y cambios de material por uno

---

<sup>2</sup> Fuente: artículo publicado por Universidad del Estado de Rio de Janeiro (Brasil) para PETROBRAS (Nº 10.1590/S1516-14392007000200021). 2007.

<sup>3</sup> Hendrik y Mossgas "Naphthenic acid corrosión in crude and fuels production" 2000. Paper Nº576

más resistente. De la misma forma, la presencia de ácidos nafténicos ocasiona una depreciación del precio de los crudos en el mercado internacional de U\$ 0,50 por barril por unidad de TAN. Por lo anterior y con la gran cantidad de reservas de estos crudos se ha considerado seriamente la búsqueda de soluciones estratégicas que mitiguen favorablemente el fenómeno de corrosión que producen los ácidos; En investigaciones recientes se ha reforzado la teoría de extraerlos antes que entren a refinación ya que se han encontrado inconvenientes que van desde la entrada del crudo al proceso de desalado donde se presenta ineficiencia porque los ácidos se solapan, algunos como micelas finas, otros formando mezclas dispersas que siguen su recorrido hacia las unidades, siendo los principales responsables de la formación de emulsión (surfactantes naturales) que al reaccionar con los metales van aumentando su aparición y contenido en cada proceso de refinación (formando, jabones y lodos ) causando taponamientos, incrustaciones, formación de espuma principalmente en las bandejas y platos de las torres como en las líneas de transporte; En la sección de precalentamiento son los culpables de la generación de polímeros de olefinas, y en las torres de destilación se volatilizan causando desgastes principalmente en la cima<sup>4</sup>. En el entorno actual las prácticas comerciales utilizadas comúnmente para el control de la corrosión no han proporcionado resultados enteramente satisfactorios lo que encamina la investigación al estudio de nuevos métodos de remoción de ácidos nafténicos siendo de vital importancia encontrar un proceso que logre mejorar las condiciones del crudo y de esta manera evitar los daños en las estructuras de la refinería.

En este contexto el Instituto Colombiano del Petróleo con su programa de nuevos esquemas de refinación, planteo un conjunto de actividades diseñadas al respecto, definiendo líneas de investigación específicas encaminadas al estudio de remoción de los ácidos, proponiendo métodos como la descarboxilación catalítica, adsorción con resinas, el hidrotratamiento y la extracción con solventes, operación que se pretende abordar en este proyecto.

---

<sup>4</sup> Laredo GC,Lopez CR,Alvarez RE, Identification of naphtenic acids in crude oil and vacuum gas oil from a Mexican refinery. Energy Fuel 2004.

Sin embargo el uso de solventes en pruebas realizadas con algunos crudos reales (previa neutralización con bases), junto al uso de soluciones de aminas, óxidos y carbonatos han inducido algunos inconvenientes como fenómenos de emulsificación y bajos rendimientos, lo que conlleva a la necesidad de perfeccionar la técnica.<sup>5</sup>

Adicionalmente los reportes que se encuentran en relación a la extracción con solventes son resultados que no permiten ser extrapolados, pues las propiedades y características de un crudo a otro son diferentes y cambian constantemente. Esto sugiere experimentar en el crudo específico mediante una metodología estructurada que permita a partir de los resultados obtenidos abrir las puertas a estudios posteriores relacionados sobre el tema que logren perfeccionar el proceso propuesto y obtener beneficios para la industria del petróleo.

## **OBJETIVOS**

### **GENERAL**

Evaluar solventes mediante un proceso de extracción líquido-líquido, cuantificando su rendimiento en el poder de remoción de ácidos nafténicos con respecto a la medida del número ácido que presenta cada uno sobre el crudo pesado Colombiano, y de esta manera seleccionar el de mejor rendimiento para establecer condiciones de operación y posteriores recomendaciones para el proceso, cumpliendo con actividades propuestas por el Instituto Colombiano del Petróleo.

### **ESPECIFICOS**

Encontrar condiciones que permitan llevar a cabo la operación de extracción líquida, debido a las propiedades presentadas por el crudo pesado y de igual forma la composición de cada solvente que permita la separación de fases.

Evaluar el efecto que tiene cada solvente en la operación de extracción líquido-líquido, cuantificando su rendimiento basado en la reducción de la acidez (TAN)

---

<sup>5</sup> Corrosion of naphthenic acids and control. Petrochemical publications en 2000-2002.

estas pruebas experimentales se realizaran a nivel laboratorio y para un solo crudo pesado Colombiano muestra conocido por su alto grado de acidez..

Evaluar el comportamiento de la operación a escala piloto, permitiendo establecer comparaciones para suministrar una posible descripción del proceso, que permita encontrar condiciones operacionales (Temperatura, composición de la solución extractora, relación solvente/ carga, tiempo de agitación y adaptabilidad del solvente con diferentes cargas de crudo pesado (JAZMIN- y TECA-NARE)

Determinar mediante pruebas de laboratorio el efecto del solvente sobre el crudo, para que en posteriores estudios se modifiquen o perfeccionen las condiciones tomadas en esta investigación y mejorar el proceso hacia una posible implementación industrial.

## **ALCANCES**

Debido al amplio campo investigativo que implica una operación de extracción liquido-liquido hay que delimitar anticipadamente las pretensiones que se requieren conseguir con una investigación preliminar como la que se planea abordar; para tal fin se toma en cuenta que es una técnica con antecedentes consignados en patentes; pero que debido a la necesidad apremiante que se requiere resolver, se contemplo un plan de proyecto que delimito sus prioridades de la siguiente manera:

Evaluación y cuantificación del poder de remoción de 5 solventes en el proceso de extracción de ácidos nafténicos, para poder seleccionar el que de los mejores resultados a nivel laboratorio, tomando como criterio de rendimiento y selección el que reduzca la medida del número ácido sobre el crudo JAZMIN.

Determinar los efectos proporcionados en el rendimiento en cuanto a la reducción de TAN por medio de la interacción de las variables más influyentes del proceso, temperatura y relación solvente/carga, permitiendo encontrar intervalos de operación adecuados para el proceso.

Seleccionar el solvente que proporcione el mejor rendimiento en cuanto a la reducción de número ácido suministrada, para efectuar un estudio a otra escala en la planta piloto disponible, consiguiendo un punto de comparación de rendimientos logrando establecer recomendaciones, deficiencias y correcciones que se deban llevar a cabo hacia una posible implementación industrial.

Evaluar los efectos proporcionados por el solvente en el crudo, por medio de análisis como toma de espectro infrarrojo, el contenido de azufre, BSW (lodos y sedimentos), y el análisis cuantitativo de metales; suministrando una idea sobre la calidad del refinato que se obtiene a costa de la reducción de acidez.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 FUNDAMENTO TEORICO

#### ACIDOS NAFTENICOS

En una definición estricta un ácido nafténico es aquel con un grupo carboxilo unido a una estructura ciclo alifática saturada, sin embargo ha sido una convención aceptada en la industria del petróleo que todos los ácidos orgánicos de tipo carboxílico existentes en el petróleo estén denominados de esta forma haciendo presencia en diferentes estructuras y pesos moleculares. Existen infinidad de ácidos nafténicos, presentando diferentes composiciones, y por lo tanto diferentes propiedades, tales como el peso molecular y el punto de ebullición. A pesar de las diferencias que presentan los ácidos nafténicos, se puede decir que presentan una forma general  $\text{RCOOH}$ , donde la variación entre ácidos será el radical (R).<sup>6</sup>

Aunque los ácidos nafténicos no significaron un problema con la extracción de crudos livianos, algunos investigadores se interesaron en el comportamiento corrosivo de estos en refinería. Para determinar el grado de acidez de un crudo se usa la neutralización con miligramos de KOH por gramo de crudo, determinado como TAN (Total Acid Number), teniendo en cuenta dentro de este todos los ácidos orgánicos y algunos ácidos minerales; según este grado de acidez el precio del barril de crudo cambiará, siendo mayor entre menor acidez presente. En la actualidad un aumento de 1 en el grado de acidez se traduce en una disminución de aproximadamente 5 dólares por barril de crudo.

Aunque el estudio de los ácidos nafténicos está orientado hacia problemas de corrosión, al realizarse un estudio químico sobre estos, se encuentra que pueden ser aprovechados como producto de refinación. Los ácidos nafténicos y los naftenátos formados por estos pueden usarse como surfactantes naturales

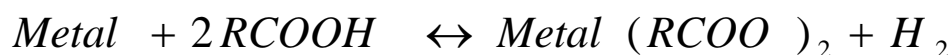
---

<sup>6</sup> G.C. Naphthenics acids, total acid number and sulfur content profile characterization in Isthmus and Maya crude oils. Fuel. 2004. Paper. No. 83.

en diferentes industrias, este descubrimiento hace que el estudio de estos ácidos se intensifique y sea más atractivo.

### **CORROSION POR ACIDOS NAFTENICOS**

La corrosión por ácidos nafténicos es un fenómeno que ocurre en fase líquida, generalmente a temperaturas de 200 a 400 °C en donde estos ácidos reaccionan con el metal para formar sales solubles en el hidrocarburo. La reacción que representa la corrosión por ácidos nafténicos es la siguiente:



El principal producto son los naftenatos, extremadamente solubles en petróleo y sus derivados, dejando la superficie del metal desprotegida, comprometiendo la resistencia y la consiguiente pérdida de espesor de los materiales. De la misma manera otro factor que hace crítica la corrosión nafténica, se basa en el hecho de la constitución de capas con productos de corrosión por reacción del metal con algún otro agente corrosivo, pues el ácido nafténico tiende a atacar dicha capa, eliminándola parcialmente. Al mostrarse este fenómeno de ataque de los ácidos nafténicos en las capas protectoras de productos de corrosión, se da lo que se conoce como corrosión por intrusión, un tipo de corrosión localizada en la cual se elimina una pequeña parte de una capa protectora previamente formada en el punto de desprotección del metal, facilitando el ataque de los componentes corrosivos directamente al metal base, haciéndose aún mayor la velocidad de corrosión en estas zonas.

Estos ácidos se vaporizan o literalmente se descomponen a temperaturas de 400°C; por lo tanto no son una preocupación en las unidades de conversión donde las operaciones son más severas. No obstante se pueden formar ácidos livianos que se volatilizan incrementando la corrosión en los circuitos de condensación de las torres de destilación<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> R. González. Procesamiento de crudos de alto TAN. Integridad- Herramientas para el control de corrosión. Inspector en Refinería ESSO.2001

## ALTERNATIVAS PARA MITIGAR LA CORROSIÓN POR ÁCIDOS NAFTÉNICOS

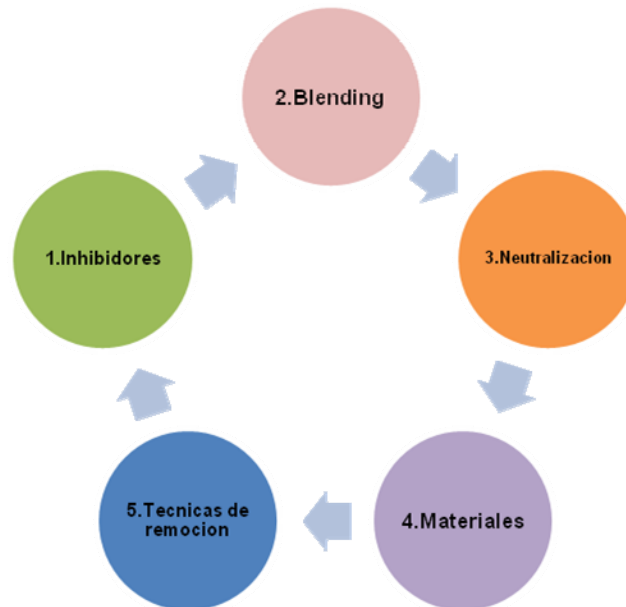


Figura 1. Métodos para mitigar la corrosión nafténica

En la Figura 1. se observan los métodos usados comúnmente para controlar este tipo de corrosión, los cuatro (4) primeros se han desarrollado para aminorar los efectos y consecuencias que produce la presencia de ácidos, cuando el mecanismo de corrosión ya ha sido detectado permitiendo un alivio momentáneo de la situación pues son aplicados como técnicas de control cuando el daño ya se observa; Debido a esta situación la industria petrolera es consciente de la necesidad de encontrar alternativas que prevengan la presencia de ácidos en el crudo a procesar y de esta manera se está enfocando en técnicas que permitan remover su presencia en el crudo y sus derivados, en este aspecto entre los métodos de remoción reportados en la literatura se encuentran, la extracción con diferentes solventes, la adsorción con resinas, el hidrotratamiento y la descarboxilación catalítica.

### EXTRACCION CON SOLVENTES

La extracción con solventes es una técnica prometedora, los reportes se basan sobre lavados cáusticos (previa neutralización); pero este tratamiento se

declino debido a la emulsión que se forma (estable y difícil de romper) debido a grandes cantidades de base remanente en el crudo y el aumento en la concentración de sales inorgánicas.

## 1.2 ESTADO DEL ARTE

Los primeros estudios reportados en cuanto al tratamiento con solventes para minimizar el contenido de ácidos comenzaron desde 1956 con la divulgación de Kalichevsky y Kobe, en refino de petróleo con productos químicos, basado en tratamientos con base en el crudo y sus fracciones, la utilización de solventes se deriva de la previa neutralización con base, que dio comienzo a la búsqueda y perfección de la técnica, incluyendo una gran número de publicaciones.

Las Patentes (USP 4199440- 4647366) se basan en el tratamiento de un hidrocarburo líquido con un lavado caustico solución acuosa. Más tarde USP 4799440 advierte que surge un problema con el uso de soluciones acuosas que contienen mayores concentraciones de base ya que estas soluciones forman emulsiones con el aceite.

Sin embargo solo a mitad de los años 90 con él inminente aprovechamiento de los crudos pesados se intensifico y se hizo prioridad para las petroleras encontrar soluciones que permitan mitigar, prevenir y controlar la corrosión nafténica<sup>8</sup> practican extracción en los destilados de petróleo y fondos de vacío con diferentes mezclas que incluyen principalmente el tratamiento con bases débiles y fuertes (NaOH, KOH, Ca (OH)<sub>2</sub>, Amoniaco).

EE.UU. 5683626 enseña a los tratamientos de crudos ácidos con hidróxido de tetraamonio y las patentes PCT US96/13688, US/13689 y US/13690 (Publicación WO 97/08270, 97/08271 y 97/08275 enseña el uso del Grupo IA IIA probando con óxidos e hidróxidos, carbonatos y combinación entre ellos para tratar crudos y sus fracciones para disminuir el contenido de ácido nafténicos.

Patente EE.UU. 4300995 revela el tratamiento con amina cuaternaria y sales de fosforo en un líquido (agua o alcohol) pero estudios posteriores demostraron

---

<sup>8</sup> En EE.UU. Pat. N ° 2302281, 3806437, 3847774, 4033860, 4163728, 4179383 4199440 y 5011579 .Canadá 1067096 y 10789011

que se enfocaba a mejorar el rendimiento de las fracciones y no abordaba los nafténicos.

Si bien los procesos mencionados han alcanzado diversos grados de éxito hay una continua necesidad de perfeccionar la técnica y poder concluir que este tratamiento es un método eficiente para el tratamiento de los crudos ácidos.

### **1.3 CONCEPTOS BASICOS DE EXTRACCION LIQUIDO-LIQUIDO**

El objetivo de esta operación es purificar uno o varios compuestos o efectuar una recuperación de un componente que se separa de la mezcla poniéndolo en contacto con un solvente, que es capaz de extraer selectivamente el soluto deseado. El proceso se basa en la diferencia de las densidades de la carga y del solvente, ello permite al inyectar la corriente más densa por la cima y la menos densa por el fondo de la columna, que se genere un flujo ascendente de la corriente liviana y un flujo descendente de la corriente pesada.

Es una operación de contacto sencilla en la cual se ponen en contacto una mezcla original en estado líquido (alimento) con un segundo líquido (solvente), el cual es inmisible en la solución original. El producto de la operación rico en solvente se llama extracto y el líquido residual de donde se separó el soluto es el refinado.

En la extracción, se ponen en contacto dos fases líquidas que no se encuentran en equilibrio químico una respecto a la otra. Una vez se establece el contacto entre las dos, el componente deseado se difundirá desde el alimento hacia la fase compuesta por el solvente.

**Variables en la extracción L-L:** Las variables más importantes para este proceso son: la calidad de la carga, la relación solvente / carga, la temperatura y la determinación del número de etapas de contacto.

► **Relación solvente-carga (S/C):** Es la relación entre la velocidad de inyección del solvente y la de la carga, medidos ambos flujos a la entrada de la torre de extracción. La óptima relación para una carga dada se determina experimentalmente, teniendo en cuenta parámetros de proceso como rendimiento requerido y calidad de productos, además de criterios

operacionales como los requerimientos energéticos en los sistemas de recobro de solvente que influyen en el tamaño y costo de los equipos, limitando la selección desde el punto de vista económico

► **Temperatura de extracción (T):** Afecta considerablemente, propiedades como la inmiscibilidad y la solubilidad; generalmente un aumento de la temperatura, incrementa la solubilidad de las dos fases inmiscibles.

## **SOLVENTE**

Una cuidadosa selección del solvente es la clave para el buen funcionamiento de una columna de extracción, algunas de las propiedades utilizadas para este fin son:

**Selectividad:** Representa la diferencia en la solubilidad entre el soluto y el diluyente. A mayor selectividad menor número de etapas de contacto.

**Relación de distribución del soluto:** Indica la solubilidad del soluto en el solvente, a mayor relación de distribución, menor será la cantidad de solvente a utilizar.

**Densidad:** Una considerable diferencia entre las densidades del extracto y el refinato favorece la separación, La fuerza impulsora en este proceso es la diferencia de densidades, esta debe ser mayor que el 2 % y preferiblemente por encima del 5% con el fin de minimizar el tiempo de separación.

**Tensión superficial:** La tensión superficial caracteriza el contacto entre dos fases: gas-líquido o líquido-líquido, teniendo gran impacto en el mezclado influyendo en la dispersión del líquido y la coalescencia de las emulsiones.

**Viscosidad:** Una baja viscosidad facilita la mezcla entre la carga y el solvente, una rápida transferencia de las moléculas del soluto hacia el solvente y el bombeo del solvente.

**Facilidad de regeneración:** Si la volatilidad del solvente es muy diferente a la del soluto, la separación se puede hacer por evaporación instantánea o destilación, debido a esto se busca que el solvente tenga alta volatilidad.

Industrialmente es necesario tener en cuenta otros criterios para una buena selección del solvente:

- Riesgos ambientales
- Disponibilidad y precio

- ▶ Estabilidad térmica
- ▶ Corrosión
- ▶ Toxicidad

## 2. METODOLOGIA

El procedimiento experimental se dividió en tres fases específicas relacionadas entre sí establecidas de acuerdo a los objetivos y alcances de interés para Ecopetrol-ICP y los cuales se pretenden abordar con el proyecto.

**Fase 1.** Preparación de dilución y solventes

**Fase 2.** Pruebas exploratorias

**Fase 3.** Pruebas planta piloto

En la Fig. 2. se puede observar la metodología planteada para desarrollar y alcanzar los objetivos del proyecto.

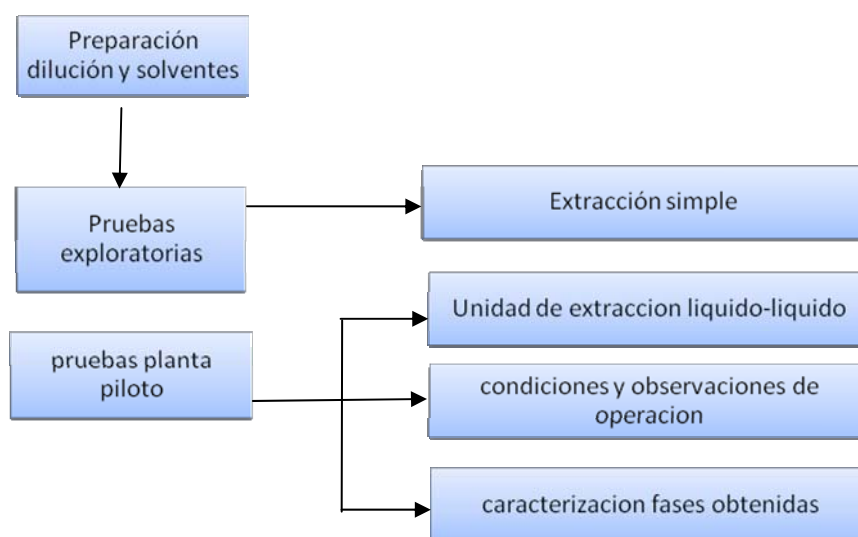


Figura 2. Metodología general del proyecto

En la primera fase se plantea establecer parámetros que permitan que se lleve a cabo la extracción. En el caso de los crudos JAZMIN y TECA NARE por ser crudos pesados, en su estado natural son muy viscosos y no permiten manipularse fácilmente, esta condición dificulta llevar a cabo una operación de extracción, por lo tanto se debe encontrar un disolvente que facilite la operación, se decidió diluir con nafta virgen que es la mezcla que se utiliza para

poder transportar estos crudos y que en un estudio previamente realizado este no descompone a los carboxílicos presentes ni altera la estabilidad del crudo. Igualmente, en la literatura aconsejan varias soluciones con las cuales se puede tener éxito para remover ácidos, recalcando que son muchos los factores que tienen influencia en el proceso lo que no permite generalizar los resultados debido a la variedad fisicoquímica de los crudos; por tanto es necesario probar varias concentraciones hasta encontrar aquella que logre separación de fases específicamente para los crudos a tratar.

En las pruebas exploratorias se estableció evaluar cinco solventes de diferente clasificación química, para determinar el impacto que tiene cada uno de ellos sobre el número ácido, medido como TAN de acuerdo a la norma ASTM D664. Los solventes se evaluaron de acuerdo a los factores de más alta influencia por medio de un diseño experimental que permite analizar los efectos de estos a diferentes niveles, presentando la tendencia de cada uno en la variable escogida como respuesta (TAN). Por costos, tiempo, planeación y recomendaciones se decidió como única respuesta medir el grado de acidez, pues el objetivo es escoger aquel que disminuya considerablemente esta medida y posteriormente al solvente escogido se le aplique un minucioso análisis con respecto a los efectos que tiene sobre el crudo.

Bajo este criterio, en la última fase se determino necesario realizar un estudio riguroso con el solvente elegido, para analizar su incidencia por medio de pruebas que cuantifican los efectos de la operación, permitiendo llevar a cabo una caracterización de las fases obtenidas y brindar una idea de lo que ocurre en el proceso, de la misma manera se evaluara el solvente a escala piloto lo que permitirá analizar a otro nivel de escalado el impacto producido para que en posteriores investigaciones se modifiquen condiciones y se pueda ir perfeccionando la operación.

## **2.1 FASE 1. PARAMETROS DE LA EXTRACCION DILUCION**

## SOLUCION EXTRACTORA

Los crudos analizados fueron el JAZMIN y el TECA-NARE porque son catalogados como los crudos de más alta acidez con una medida estimada de 6,31 y de 6,57 (mg de KOH/g crudo) respectivamente.

Para realizar las pruebas de extracción liquido-liquido, la dilución se realiza con nafta virgen con el fin de permitir una adecuada manipulación de la muestra, basándose en los parámetros de transporte de este crudo. Como se recalco anteriormente la nafta virgen no interfiere con la banda carboxílica, por lo que se puede utilizar como disolvente en el crudo.

En la Figura 3. Se puede observar el procedimiento llevado a cabo para seleccionar el porcentaje de dilución a trabajar.

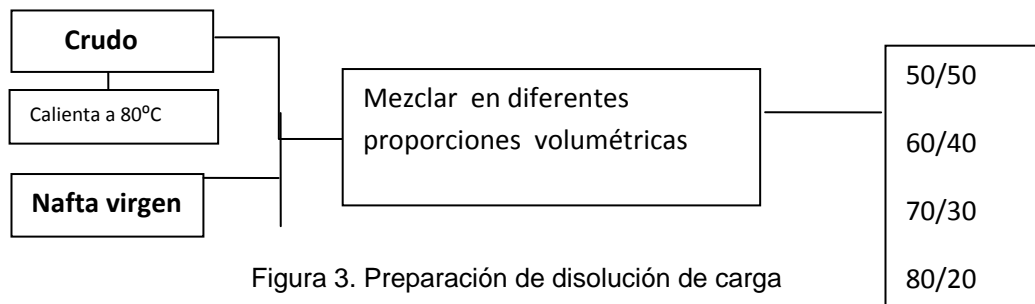


Figura 3. Preparación de disolución de carga

## SOLUCION EXTRACTORA (solvente)

### Preparación del solvente

Las operaciones de extracción liquido-liquido describen de forma general los parámetros que se deben considerar para escoger solventes (capítulo anterior); En la revisión literaria, se encontró la posibilidad de tratar los crudos ácidos con una gran variedad de elementos y compuestos químicos, preparando diversas soluciones, advirtiendo que todos eran altamente selectivos, de fácil regeneración, con costo moderado, buena disponibilidad y sobretodo reportando porcentajes de remoción elevados; de igual forma otro parámetro de selección se basó en que cada uno de ellos represente una familia de compuestos con una estructura molecular diferente para verificar con cuál de ellos se obtienen mejores resultados; con base en estos antecedentes se eligen los solventes para comprobar su efecto sobre los crudos Colombianos.

Las concentraciones seleccionadas para preparar la solución se determinaron en recomendaciones encontradas en la literatura tomando como parámetro la concentración en que la solución proporciona la esperada separación de fases. En la tabla.1. Se observan las concentraciones tomadas para llevar a cabo la elaboración de cada una de las soluciones.

SOLVENTE		BASES	AMINAS		Sol. Etilenglicol con amonio
VARIABLES	C1	0,5 molar	Pura		5%p. amonio
	C2	0,7 molar	5%agua 5%alcohol		10%p. amonio
	C3	1 molar	5%agua	10%agua	15 % p. amonio

Tabla 1. Concentraciones para la preparación de solventes

## 2.2 FASE 2. PRUEBAS EXPLORATORIAS

Las pruebas exploratorias se realizaron con la finalidad de estudiar el comportamiento de los solventes en una extracción simple a 3 diferentes condiciones de relación solvente/carga (S/C) y 3 temperaturas (T), tomando las demás variables de la operación (agitación, tiempo de contacto, tiempo de extracción) en valores estándar. A los productos obtenidos se les determino como principal criterio de rendimiento y selección del solvente el grado de acidez arrojando el respectivo porcentaje de remoción proporcionado por cada uno; Adicionalmente mediante estas pruebas se obtiene un intervalo de operación del solvente y unas condiciones operacionales que servirán para realizar un estudio más riguroso en la planta piloto.

Para realizar estas pruebas se opto por tomar como carga de estudio solamente un crudo pesado (JAZMIN) porque el objeto es identificar y seleccionar el solvente que cause mayor reducción de la acidez

Es importante aclarar que la finalidad de las pruebas exploratorias se basa en encontrar un solvente que reduzca considerablemente la acidez mediante un procedimiento a nivel laboratorio en el que se pretende obtener esta medida a

juicio de la interacción causada por las variables más influyentes en el proceso, en esta fase era muy complicado caracterizar cada una de las fases obtenidas, por eso se planeo una metodología en la que al solvente elegido se le aplicaran una serie de pruebas que determinaran esta inquietud.

## **DISEÑO EXPERIMENTAL.**

Las variables escogidas que permiten determinar el número de experimentos a realizar tomo como base un diseño experimental donde se ensayaron 5 factores involucrados en un proceso de extracción liquido-liquido, estableciendo la temperatura y la relación solvente/carga como las variables fundamentales en este proceso

► **Relación S/C:** Advierte la cantidad de solvente que se debe utilizar; se recomienda tomar en cuenta pequeñas relaciones con el objeto de evitar grandes cantidades a recuperar y despojar lo que podría traducirse en mayores costos, además para evitar lo que se cuestiona en la literatura, que grandes cantidades de solventes en el crudo desencadena una serie de inconvenientes que van desde reacciones indeseadas (principalmente formación de emulsiones y sales) hasta promover graves incrustaciones y taponamientos por la interacción y rompimiento de moléculas acidas. Además la operación más eficiente se encamina en utilizar solventes que permitan operar a relaciones solvente-carga bajas, garantizando el procesamiento de la máxima cantidad de carga obteniendo altos rendimientos y excelente calidad.

► **Temperatura:** Evaluar la tendencia del o los solventes respecto a esta variable proporciona diferentes datos del poder de solvencia que tiene la solución extractora

Consecuentemente a lo anterior para seleccionar los niveles de evaluación se realizaron pruebas preliminares con los solventes estudiando sus propiedades, a diferentes condiciones, verificando que no se presentaran evaporación, espuma, volatilidad, solidificación y proporcionara una salida constante de los productos; de esta manera se estableció un intervalo que permite elegir los

valores más adecuados. Se escogieron 3 niveles de temperatura y 3 de relación solvente/carga porque normalmente para estudiar la influencia de las variables en la temperatura se considera representativo una variación de +/- (5-10) °C del nivel normal y en la relación S/C se considera representativo una variación de 0,2-0,5 puntos.

Al finalizar estas pruebas los intervalos de temperatura encontrados para las soluciones acuosas de base están entre los 40 y 60 °C y para las aminas se eligieron valores entre 40 y 80 °C; en cuanto a la relación S/C se especificaron que fueran pequeños lo que orientaba a encontrar el valor de relación inferior que resulto de 0,3. Estos resultados permiten tomar dentro de este rango las condiciones de operación establecidas en la tabla .2.

VARIABLE	Bases			Aminas		
Relación S/C	s/c1	s/c2	s/c3	s/c1	s/c2	s/c3
	0,3	0,5	0,7	0,3	0,5	0,7
Temperat	T1	T2	T3	T1	T2	T3
	40	50	60	40	60	80

Tabla 2. Condiciones de pruebas exploratorias

### Condiciones de operación

Las condiciones fijas que deben ajustarse antes de iniciar el proceso experimental, son llamadas condiciones fijas y son la agitación, tiempo de contacto y tiempo de decantación establecidos de acuerdo a recomendaciones encontradas en la literatura y las pruebas previas mencionadas anteriormente

Tiempo de agitación y velocidad	5 minutos a 250 r.p.m
Tiempo de contacto	20-30 minutos
Tiempo de decantación	4 horas

Tabla 3. Condiciones fijas pruebas exploratorias

En una investigación experimental, los buenos resultados que se desean obtener dependen en gran manera de la forma como se recopilen los datos. Es por esto que se debe hacer una planeación adecuada especialmente cuando se pretende evaluar el comportamiento de una variable.

Para cumplir con este objetivo, se selecciono la herramienta STATGRAPHICS PLUS para encontrar el diseño experimental adecuado, este programa es ampliamente utilizado en experimentos donde se ven involucrados varios factores que tienen una gran influencia en su desarrollo y cuando se desea estudiar el efecto conjunto que tienen ellos sobre una respuesta o resultado.

### RESUMEN DEL DISEÑO EXPERIMENTAL<sup>9</sup>

Para las condiciones descritas el diseño experimental apropiado es el factorial

**Nombre del diseño:** 3-niveles factorial de 3x2

**Factores experimentales:** 2

**Respuestas:** 1

**Número de ensayos:** 9 para cada solvente

**Repeticiones:** 0

---

<sup>9</sup> Diseño experimental y descripción obtenido por la herramienta STAPGRAPHICS PLUS 5.1.

## DESCRIPCION DEL MODELO

El modelo se compone de 2 factores experimentales la temperatura (T) y la relación solvente carga (S/C) cada uno a tres niveles; este análisis se hace para cada solvente (1, 2, 3, 4 y 5). Como variable de respuesta se analiza la medida del número ácido por tanto el número de respuestas será de una (1). Debido al tiempo, a los costos de operación y el valor de las pruebas de caracterización, no se realizaron replicas en esta fase. Bajo esta circunstancia se empleó la metodología para un diseño con experimentos no replicados. El total de pruebas fueron nueve (9) para cada solvente en una sola carga (dilución con JAZMIN) a las condiciones de operación relacionadas anteriormente en la tabla4., para un total de 45 ensayos en la fase exploratoria. Como se muestra en la tabla 4.

TEMPERATURA	S/C	TAN Sol1	TANSolv2	TANSolv3	TANSolv4	TANSolv5
T1	s/c1					
T1	s/c2					
T1	s/c3					
T2	s/c1					
T2	S/C2					
T2	S/C3					
T3	S/C1					
T3	S/C2					
T3	S/C3					

Tabla 4. Número de experimentos de acuerdo al diseño factorial

## MATRIZ DE DISEÑO

En la tabla se presenta el arreglo estándar para un experimento factorial donde se muestran las posibles combinaciones que posee este diseño. Los niveles de los factores se denotaron para las temperaturas (T) como T1, T2 y T3 y para relaciones solvente/carga S/C1 S/C2 y S/C3.

El cálculo de los efectos se basa en la determinación de las interacciones de cada uno de los parámetros que se involucran. Estos efectos fueron determinados por el algoritmo proporcionado por la herramienta.

	Variables	Respuesta
--	-----------	-----------

Nº Experimento	T(°C)	S/C	TAN mgKOH/g	% remoción
1	T1	S/C1		
2	T1	S/C2		
3	T1	S/C3		
4	T2	S/C1		
5	T2	S/C2		
6	T2	S/C3		
7	T3	S/C1		
8	T3	S/C2		
9	T3	S/C3		

Tabla 5. Posibles combinaciones del diseño factorial para cada solvente

Cabe mencionar que en la tabla 5. Se exponen los valores seleccionados para las 3 (T) y las 3 relaciones (S/C) expuestas; Los resultados de estas pruebas y las de la planta piloto son analizados en el siguiente capítulo.

### 2.3 Tercera fase: PRUEBAS EN PLANTA PILOTO

Las pruebas a realizar en planta piloto se llevaran a cabo luego de escoger por medio del procedimiento mostrado anteriormente (fase exploratoria) el solvente que haya tenido un mejor rendimiento relacionado con la reducción de acidez respecto a los demás solventes. Luego este será evaluado variando las condiciones de operación normales en la unidad de extracción liquido-liquido para determinar los efectos que tienen sobre el rendimiento y la calidad de los productos.

Como en esta fase experimental se contempla evaluar el comportamiento del solvente bajo una operación de extracción líquido-liquido, en la fase exploratoria se definieron las variables influyentes y se logro establecer la tendencia proporcionada por el solvente, facilitando un intervalo de operación adecuado para tener en cuenta en esta fase.

**Caracterización de las fases obtenidas:** De acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas exploratorias en las que se convino el rendimiento

con base en la reducción de acidez, en esta instancia de la investigación surgió la necesidad de direccionar la investigación hacia la caracterización de las fases que se obtienen con la aplicación del solvente.

Con base en la literatura se tienen en cuenta los puntos a favor y en contra que se pueden originar al utilizar esta solución adjudicando el enfoque principal a establecer los efectos que tiene el solvente sobre el crudo, para este fin los cuestionamientos encontrados en la literatura al respecto son:

- ▶ Las bases fuertes generalmente promueven la formación de emulsiones, si se usan cantidades altas estas quedan como remanente en el crudo promoviendo la reacción de una serie de compuestos indeseables
- ▶ Es posible que los ácidos nafténicos no se estén eliminando y por el contrario se estén formando principalmente como sales nafténicas y se esté produciendo saponificación de los ácidos carboxílicos.
- ▶ La medida del número ácido, bajo la norma ASTM D664, proporciona una medida de todas las especies ácidas que se encuentran en crudo, esta formulación plantea corroborar por otro medio la disminución de los ácidos carboxílicos con otra técnica o método.

Con base a los parámetros expuestos anteriormente se deben caracterizar adecuadamente las fases que se obtienen mediante el proceso de extracción practicado.

En la literatura se recomienda la técnica de cromatografía (GC-MS) para identificar las especies ácidas que se encuentran en el crudo, pero no fue posible encontrar ni adecuar esta técnica en los laboratorios a los que se tenía acceso, ya que solo está contemplada para fracciones livianas y aun no existe una técnica para crudo pesado en Colombia.

Debido a las anteriores consideraciones para esta fase se optó por tomar como criterio de evaluación y rendimiento del solvente las siguientes pruebas:

- ▶ **Toma de espectro infrarrojo:** la medida de la banda carboxílica en la toma del infrarrojo entre los 1701 y 1709  $\text{cm}^{-1}$  se atribuye a los nafténicos por tanto reducirse o eliminarse indica que fueron atacados los ácidos carboxílicos que son el compuesto principal a remover.

- ▶ **Contenido de metales:** dará una medida del contenido de K que queda en el crudo, además si existe aumento en el contenido de otros metales se puede atribuir a formación de sales nafténicas y la interacción del solvente con otros metales.
- ▶ **Contenido de azufre** un aumento puede significar la interacción producida entre los nafténicos con otros agentes corrosivos.
- ▶ **BSW (Lodos y sedimentos):** Esta prueba da una medida de la cantidad de agua remanente en el crudo que puede contribuir a la formación de las indeseables emulsiones y el aumento de sedimentos se puede atribuir a formación de depósitos causados por los naftenatos en el crudo.

**Balance de masa:** Permite verificar la confiabilidad de las pruebas efectuadas y de alguna manera garantiza la apropiada realización de los experimentos. Para este balance se tuvo en cuenta la masa de entrada (Crudo jazmín o Teca+ nafta virgen) y la masa de salida (Extracto + Refinado) utilizada en cada ensayo para estimar el % de pérdidas que se presentan.

**Prueba a tres etapas:** La planta disponible consta de nueve etapas de contacto y las pruebas preliminares simulaban una etapa; por tanto se decidió realizar una prueba que permita simular tres etapas de contacto a las mismas condiciones establecidas para las pruebas en la planta piloto.

Para seleccionar las condiciones de operación se observa en los resultados del solvente que los únicos tratamientos insatisfactorios fueron los realizados a la menor relación solvente-carga de 0,3 en cambio para los demás tratamientos la remoción fue total. Por tanto para instaurar las condiciones de operación se estableció elegir una relación S/C mínima, ya que al ir aumentando esta relación se acrecienta el contenido de potasio en el crudo lo que implica formación de naftenatos indeseados en el crudo: Especificado este criterio previamente se probó la relación a 0,4 resultando finalmente como la elegida así mismo la disponibilidad de la planta fue muy corta ya que normalmente se utiliza para bases lubricantes y adecuarla para trabajar con crudo resultó

bastante complicando lo que disminuyo el tiempo disponible para nuestros ensayos :

TEMPERATURA	S/C
40	0.4
50	0.4
60	0.4

Tabla 6. Condiciones de operación pruebas en planta piloto

A continuación se presenta la tabla para recolección de resultados para pruebas en planta piloto (Toma de datos de las corridas).

N° Ensayo	Variables		Respuestas									
	T(°C)	S/C	TAN mgKOH/g	(% w) azufre	BSW (%v)	Metales (ppm)						
						K	Ca	Na	Fe	Mg	Ni	V
1	40	0.4										
2	50	0.4										
3	60	0.4										

Tabla 7. Numero de experimentos en planta piloto y criterios de evaluación

### 3. RESULTADOS

El conocimiento de las cargas constituye el primer paso en el desarrollo de la presente investigación será el punto de partida y posterior criterio de evaluación y comparación de las fases obtenidas en la operación de extracción

#### Caracterización detallada de la carga

ANALISIS		Jazmín	Teca-Nare	ANALISIS		Jazmín	Teca-Nare
ANALISIS CUANTITATIVO DE CRUDOS	Metales	ppm	Ppm	ESTANDAR PRUEBAS	Gravedad API	20,9	16,4
	Calcio	394,6	388,6		Gravedad especifica	0,9292	0,9565
	Cobre	0,9292	0,9565		Insolubles en N-pentano %peso	4,92	5,52
	Hierro	19,20	24,36		Insolubles en N-heptano % peso	4,92	5,52
	Magnesio	2,31	2,43		Numero Acido (mg KOH/g)	6,31	6,97
	Níquel	74,39	78		BSW (%v)	0,56	0,80
	Potasio	0,919	0,80		Cenizas (%w)	0,120	0,230
	sodio	5,9	12,6		Contenido de agua(%w)		0,32
	Vanadio	84,96	75,07		Residuo carbón micro % peso	8,53	7,97
					Nitrógeno Básico (%w)	0,182	0,213
SARA	Fracción	%peso		Azufre (%w)	1,266	1,589	
	Saturados	16,5	19,1	Sal en crudo (lb/1000 BLS)	1,04	2,52	
	Aromáticos	32,7	38,3	Visco a t1 80°C(cSt)	306.02	301,2	
	Resinas	19,5	20,6	Chispa (°C)	173	185	
	Asfáltenos	2,3	2,8				

Tabla 8. Caracterización de las cargas de estudio (Tomado en laboratorios ICP)

Los crudos seleccionados poseen propiedades similares, entre las más sobresalientes están: son catalogados como pesados, con elevado número ácido y alto contenido de calcio.

Es importante resaltar que las propiedades del crudo cambian constantemente, por lo cual las características y propiedades de las muestras pueden variar ligeramente, además hay que tener en cuenta que las pruebas siguen un protocolo similar pero la toma de resultados como en todo método experimental está expuesta igualmente a ciertas variaciones.

De acuerdo a la metodología planteada descrita en el capítulo anterior el proyecto se dividió en tres fases experimentales con resultados claves y

necesarios dependientes entre sí fraccionados y presentados de la siguiente manera:

**Fase 1.** Parámetros preparación de dilución y soluciones

**Fase 2.** Pruebas exploratorias

**Fase 3.** Pruebas planta piloto

### 3.1 FASE 1. PARAMETROS PREPARACION

#### DILUCION

Por las propiedades del crudo evaluado se necesita de un diluyente que proporcione una carga de estudio que permita realizar una operación de extracción, se había mencionado que se utilizó la nafta virgen para este fin, por tanto se probaron diferentes porcentajes de dilución tratando de encontrar la mínima relación de diluyente posible, además escatimando costos.

Gracias a los laboratorios de reología y caracterización de crudos se realizó un estudio previo en el ICP buscando encontrar una mezcla que proporcione fluidez sobre los crudos, simultáneamente se aprobó las condiciones de dilución establecidas y se encontró que la mezcla imparte estabilidad en todas los porcentajes estimados, sin alterar factores importantes sobre el crudo y al mismo tiempo se mantienen las propiedades con varios días de efectuada la mezcla. Anexo 4.

PORCENTAJE DILUCION	SALIDA CONSTANTE DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
50/50	Si	Buena fluidez de productos
60/40	Si	Buena fluidez de productos
70/30	Si	Buena fluidez de productos
80/20	No	Aun se observa alta

Tabla 9. Resultados dilución

La elegida fue la relación 70% crudo 30% de nafta virgen además se consultó en este resultado porque es el porcentaje de transporte del crudo en el campo del Magdalena Medio.

#### **SOLUCION EXTRACTORA (solvente)**

Los solventes fueron seleccionados de acuerdo a recomendaciones encontradas en la literatura, (los parámetros de elección se describieron anteriormente) para comprobar la eficiencia de cada uno en la remoción de ácidos para nuestros crudos Colombianos

Las concentraciones escogidas Tabla 10. para preparar la solución se determinaron con base en recomendaciones encontradas en la literatura y se busco la composición que proporcionara la separación de fases.

<b>TEMPERATURA °C</b>		40			
<b>RELACION SOLVENTE/ CARGA</b>		0,5			
<b>RELACION DILUCION</b>		1			
<b>SOLVENTE</b>		<b>BASES</b>	<b>AMINAS</b>		<b>AMONIO-ETILENGLICOL</b>
<b>VARIABLES</b>	C1	A 0,5 molar	pura		5% Peso de Amonio
	C2	A 0,7 molar	5%H <sub>2</sub> O 5% alcohol		10% Peso de Amonio
	C3	A 1 molar	5%H <sub>2</sub> O	10%H <sub>2</sub> O	15% Peso de Amonio

Tabla 10. Preparación de las soluciones

### 3.2 PRUEBAS EXPLORATORIAS

Con base en el diseño experimental descrito en el capítulo anterior a continuación se presentan los resultados encontrados para cada uno de los solventes evaluados.

### 1 Solución (NaOH a 1M –50:50 de agua y metanol)

Nº Experimento	Variables		Respuesta	
	T	S/C	TAN	% remoción
1	40	0,3	5,27	22,15
2	40	0,5	3,81	43,68
3	40	0,7	1,79	73,56
4	50	0,3	4,36	35,57
5	50	0,5	2,36	65,10
6	50	0,7	1,78	70,31
7	60	0,3	3,93	41,95
8	60	0,5	1,01	85,02
9	60	0,7	1,78	73,70

Tabla 11. Resultados con solución NaOH

### 2. SOLUCION (KOH 1M METANOL-AGUA)

Nº Experimento	Variables		Respuesta	
	T	S/C	TAN	% remoción
1	40	0,3	6,97	0
2	40	0,5	0,1	98,52
3	40	0,7	0	100
4	50	0,3	4,56	63,51
5	50	0,5	0	100
6	50	0,7	0	100
7	60	0,3	5,04	25,55
8	60	0,5	0	100
9	60	0,7	0	100

Tabla 12. Resultados con solución KOH

### 3. SOLUCION AMONIACAL CON ETILENGLICOL

Nº Experimento	Variables		Respuesta	
	T	S/C	TAN	% remoción
1	40	0,3	5,26	22,31
2	40	0,5	4,03	44,65
3	40	0,7	3,41	49,49
4	50	0,3	4,11	39,23
5	50	0,5	3,74	40,43
6	50	0,7	3,40	49,64
7	60	0,3	4,11	39,29
8	60	0,5	3,01	55,48
9	60	0,7	2,77	59,02

Tabla 13. Resultados con solución amoniacal

#### 4. METANOLAMINA CON 10 % AGUA (MEA)

N° Experimento	Variables		Respuesta	
	T	S/C	TAN	% remoción
1	40	0,3	4,84	26,33
2	40	0,5	4,64	29,37
3	40	0,7	4,60	29,98
4	60	0,3	4,39	33,18
5	60	0,5	4,41	34,78
6	60	0,7	4,48	32,87
7	80	0,3	4,22	35,76
8	80	0,5	4,38	33,33
9	80	0,7	4,07	39,05

Tabla 14. Resultados con MEA

#### 1. TRIETANOLAMINA CON 10% AGUA (TEA)

N° Experimento	Variables		Respuesta	
	T	S/C	TAN	% remoción
1	40	0,3	5,89	10,35
2	40	0,5	4,64	29,37
3	40	0,7	3,27	50,22
4	60	0,3	5,41	17,65
5	60	0,5	4,12	37,29
6	60	0,7	2,87	56,31
7	80	0,3	4,45	32,26
8	80	0,5	3,25	50,53
9	80	0,7	2,78	57,68

Tabla 15. Resultados con TEA

#### 4. ANALISIS DE RESULTADOS

Se había definido que para la fase exploratoria se seleccionaría el solvente que suministrara mejores rendimientos, de acuerdo a la reducción de acidez que presentara; En los resultados obtenidos es claro que el solvente que redujo significativamente el contenido ácido es la solución de KOH, sobresaliendo notablemente sobre los demás ya que generó porcentajes (%) de remoción de hasta el 100% en varios tratamientos. Este resultado es tan bueno y significativo que lo catalogo como el solvente seleccionado, además se tuvo en cuenta que cumpliera con los parámetros previamente establecidos y descritos anteriormente

Aunque fue contundente el rendimiento mostrado con este solvente no se puede desconocer, ni dejar de presentar el análisis proporcionado por el diseño experimental previamente establecido para conocer la tendencia de cada solvente en el proceso de reducción de acidez.

De acuerdo a lo anterior, a continuación se presenta un breve análisis de los resultados obtenidos para cada uno de los solventes evaluados.

Para presentar resultados y evitar nombres extensivos se decidió designar a:

- ▶ **TAN:** Valor de la acidez
- 1. **Solución NaOH** :a ( solución 1M de NaOH 50:50 agua y alcohol)
- 2. **Solución KOH** : a (solución 1M de NaOH 50:50 agua y alcohol)
- 3. **Solución amoniacal:** a ( solución de hidróxido amoniacal con 15 % etilenglicol)
- 4. **MEA** :a ( Solución de metanol amina con 10 % de agua )
- 5. **TEA** :a ( Solución de trietanol amina con 10 % de agua

#### **4.1 COMPORTAMIENTO DE LOS SOLVENTES**

En la extracción líquido- líquido, el solvente interactúa con los ácidos presentes en el crudo, primero disuelve lo que es eminentemente ácido y luego lo que tiene un carácter intermedio, liberando el refinado de estructuras ácidas, mientras el extracto (fracción soluble) se va enriqueciendo de componentes ácidos. Por tanto evaluando el poder del solvente por medio de variaciones en la temperatura y la relación solvente carga se pueden alterar los rendimientos de refinado, basado en la disminución del número ácido que imparta cada solvente.

Los resultados de las pruebas exploratorias con los solventes elegidos son satisfactorios ya que todos lograron disminuir en cierta cantidad el número ácido comparado con la medida del crudo inicial, demostrando la incidencia directa de los solventes sobre el rendimiento basado en el porcentaje de remoción de ácidos, aún cuando en estas pruebas exploratorias se realizan a extracción simple y a nivel laboratorio, si fue posible describir la tendencia que presenta cada uno en cuanto a la variable de respuesta (número ácido) .

La planeación establecida para estas pruebas de acuerdo al diseño factorial establecido  $3^2$  para cada solvente permite estudiar los efectos de 2 factores en nueve pruebas realizadas; gracias a la herramienta STATGRAPHICS Plus se pueden encontrar los efectos más relevantes con respecto a los datos generados por cada solvente. Estos resultados se presentan en los anexos 6, 7 y 8.

##### **Análisis general de los efectos de los solventes a cada nivel de operación.**

En general los solventes presentaron mejor rendimiento tanto en el incremento de la temperatura como en la relación solvente/carga, deduciendo de manera favorable y significativa en la remoción de ácidos, sin embargo su comportamiento de extracción fue particular para cada solvente al conjunto de niveles evaluados.

Para la solución de NaOH se observa que la relación solvente carga y la temperatura influye directamente en el poder de remoción proporcionado por

este solvente, al ir aumentando la relación se disminuye el número ácido en todos los tratamientos y de igual forma para la temperatura, lo que se traduce que la selectividad del solvente se perjudica a menor temperatura, aunque la observación más importante que se presenta es que en la relación de 0.7, el intervalo de temperatura no presenta incidencia pues el valor de acidez se mantuvo entre (1,78-1,79) indicando que a este nivel la temperatura no influye en la extracción.

El poder de solvencia para el amoníaco se eleva al aumentar la temperatura y la relación solvente/carga, representado en aumento del rendimiento con la disminución del número ácido.

Para las aminas evaluadas (MEA y TEA), con la TEA se observa una mayor variación en los resultados obtenidos ya que la MEA presenta valores constantes de acidez entre los (4,07-484) para todas sus interacciones. En cuanto a la TEA, se observó que le brindó al crudo un crecimiento en la viscosidad, considerando que un aumento en la temperatura y en la relación eleva el poder de solvencia y la miscibilidad entre el crudo alimentado y el solvente, expresado en mejores rendimientos por una mayor cantidad de componentes ácidos removidos, produciendo menor cantidad de refinado pero de mejor calidad.

#### **4.2 FASE 3. SELECCIÓN DEL SOLVENTE Y PRUEBAS EN PLANTA PILOTO**

##### ***Solución KOH 1M 50-50 (metanol/agua des ionizada)***

Los resultados en cuanto a reducción de la acidez, proporcionada por este solvente fueron muy buenos, por eso fue el escogido.

A través de las pruebas exploratorias con la solución de KOH se establece que la relación solvente carga influye un poco más que la temperatura, ya que los resultados son excelentes en todos los tratamientos practicados excepto a relación solvente carga inferior de 0,3, aunque se mejora al ir acrecentando la temperatura que puede interpretarse como un aumento en la miscibilidad de la carga con el solvente ya que al incrementar la temperatura generalmente se

aumenta la solubilidad de los componentes; de igual forma se observa que en los demás refinatos obtenidos con el uso del solvente se presenta reducción de acidez del 100 por ciento (%). Por tanto se realizó la selección de las variables de operación para la planta piloto a razón de fijar una relación S/C lo más mínima posible porque en estudios previos un aumento en cantidad de solvente disminuye la calidad del crudo pues provoca interacción de metales y formación de naftenatos, esta situación conlleva a probar previamente una relación de 0,4 que resulto satisfactoria y se estableció como la relación a evaluar en el intervalo de temperaturas de 40-50 y 60 con ensayos a tres y nueve etapas descritos en Tabla.6.

Se busca que con la utilización del solvente, no solo se disminuya la acidez si no que también se mantenga la calidad del crudo proporcionándole condiciones que procuren no alterar ni provocar ineficiencias peores que las atribuidas con los nafténicos; estas podrían darse si el solvente usado no logra remover los naftenicos, si no que al contrario se estén atacando otras especies acidas o se estén provocando reacciones o descomposición de la molécula, convirtiéndose todos los ácidos en sales metálicas.

Por esta razón la última etapa del proyecto se enfoco en determinar los efectos de la operación sobre el refinato; los análisis seleccionados para practicarle a estos refinatos descritos en el capítulo anterior nos proporcionarán indicios si reducir la acidez sacrifica la calidad de los productos abruptamente, lo que descartaría definitivamente o establecería recomendaciones a tener en cuenta en estudios posteriores con el solvente.

### **4.3 RESULTADOS AL TRATAMIENTO CON SOLUCION KOH EN PRUEBAS EN PLANTA PILOTO**

#### **1. Balance de masa, numero acido, BSW, % azufre y contenido de metales.**

- Resultados a 9 etapas pruebas en planta piloto

Nº Expo.	Variables		Respuestas									
	T(°C)	S/C	TAN (mgKOH/g)	(%w)azufre	BSW(%v)	Metales( ppm)						
						K	Ca	Na	Fe	Mg	Ni	V
1	40	0.4	3,86	1,230	2	9210,0	263,2	334,8	23,56	4,90	56,55	66,52
2	50	0.4	3,32	1,208	2,1	7609,1	241,7	533,1	28,22	6,07	67,40	73,21
3	60	0.4	3,30	1,210	1,5	7756,8	250,8	545,8	29,2	7,00	67,01	72,86

Tabla 16. Resultados a 9 etapas con crudo Jazmín

### - Balance de masa

Nº Expo.	Peso dilución(gr)	Peso solvente(gr)	Peso refinato (gr)	Peso extracto(gr)	Balance masa (%)
1	881,1	399,8	-	-	-
2	880,1	401,3	641,3	275,6	71,0
3	876,4	398,7	688,9	290,0	76,7

Tabla 17. Balance de masa para Crudo Jazmín a 9 etapas

Esta situación descarta que incrementar el número de etapas sea conveniente para nuestro proceso debido a que la tendencia presentada en estos análisis permite observar y concluir que al ir aumentando el número de etapas de contacto se favorece la interacción de los metales, el número ácido se concentra en un valor de 3, lo que supone que a mayor etapas de contacto lo que se produce es reacción de los ácidos con los metales (formación de sales metálicas y naftenatos) pues todos aumentan su contenido, lo que desfavorece y perjudica la calidad del crudo.

Al realizar las pruebas en la planta piloto, se refleja la necesidad de cuantificar los metales presentes por tanto se orienta la investigación en monitorear el contenido de metales en el refinato, como se aclaró esta cuantificación da una medida de la formación de sales propias de estos metales, que perjudican la calidad del crudo.

#### 4.4 RESULTADOS DE DILUCION CRUDO TECA-NARE

Debido a que el tratamiento con crudo JAZMIN en la planta piloto no fue favorable, se opto que para la carga con crudo TECA realizar ensayos a 3 etapas.

N° Expo	Variables		Respuestas									
	T(°C)	S/C	TAN mgKOH/g	(%w) azufre	BSW(%v)	Metales (ppm)						
						K	Ca	Na	Fe	Mg	Ni	V
1	40	0,4	0,19	1,292	0,4	3290	240,5	99,3	27,9	2,59	46,9	56,9
2	50	0,4	N/D	1,245	0,1	3337	241,7	100,2	28,2	2,51	43,9	50,1
3	60	0,4	N/D	1,234	0,3	3833	250,4	139,5	13,6	2,53	43,5	50,5

Tabla 18. Resultados a 3 etapas con crudo TECA -NARE

#### 4.5 RESULTADOS DILUCION CRUDO JAZMIN

##### - A 3 ETAPAS

N° Expo.	Variables		Respuestas									
	T(°C)	S/C	TAN mgKOH/g	(% w) azufre	BSW (%v)	Metales (ppm)						
						K	Ca	Na	Fe	Mg	Ni	V
1	40	0,4	1,29	1,234	0,6	3416	286,4	62,4	24,17	2,29	45,77	78,9
2	50	04	N/D	1,201	0,6	3987	212,2	105,2	16,72	2,30	34,98	76,9
3	60	0,4	N/D	1,209	0,5	4112	268,6	87,4	17,50	3,01	40,90	76,9

Tabla 19. Resultados a 3 etapas con crudo Jazmín

##### - Balance de masa

N° Expo	Peso dilución(gr)	Peso solvente(gr)	Peso refinato (gr)	Peso extracto(gr)	Balance masa (%)
1	450,50	203,01	450,09	184,45	97,1
2	444,11	195,01	458,39	146,34	94,6
3	445,28	197,33	459,01	148,30	94,5

Tabla 20. Balance de masa para Crudo Jazmín a 3 etapas

Definido que el inconveniente principal en esta fase se concentra en el contenido de metales en el refinato; se planteo analizar de igual manera el contenido de metales en el contacto a una etapa.

- **A UNA ETAPA**

N° Expo	Variables		Respuestas									
	T(°C)	S/C	TAN mgKOH/g	(% w)azufre	BSW(%v)	Metales ppm						
						K	Ca	Na	Fe	Mg	Ni	V
1	40	0.4	0.1	1,201	0,6	4789,9	266,7	61,2	6,12	1,18	50,7	33,8
2	50	0.4	N.D	1,059	0,5	2862,9	227,8	56,9	6,94	1,14	48,4	54,0
3	60	0.4	N.D	1,014	0,5	3195,8	230,4	60,8	8,91	1,18	36,3	45,2

Tabla 21. Resultados del seguimiento a metales a una etapa con crudo Jazmín

**BALANCE DE MASA**

N° Exp	Peso dilución(gr)	Peso solvente(gr)	Peso refinato (gr)	Peso extracto(gr)	Balance masa (%)
1	84,54	40,58	25,91	92,69	94,7
2	84,32	45,66	44,78	83,20	98,4
3	85,66	46,34	45,91	84,25	98,6

Tabla 22. Balances de masa a una etapa

Los anteriores resultados para los tratamientos a tres (3) y una (1) etapa reflejan que al incrementar el número de etapas se va favoreciendo la reacción de los ácidos con la base (solvente empleado), formando sales metálicas, situación que se confirma al tratamiento de nueve etapas. Aunque a tres etapas los incrementos de los metales no son drásticos, si se identifica mayores cantidades de sodio (Na) y de potasio (K).

En general se observa que para una relación S/C fija, un aumento en la temperatura proporciona mayor poder de solvencia de la solución, representado por una mayor cantidad de componentes ácidos removidos a la fase extracto, produciendo menor cantidad de refinato pero de mejor calidad; Esta situación es interesante al comparar los tratamientos a una y tres etapas, ya que en la primera se obtiene gran cantidad de refinato a diferencia del contacto a una etapa donde la calidad del crudo es mejorada pero a menor cantidad de refinato obtenido; una posible explicación a esta situación podría ser que a mas etapas producen una extracción

n más profunda y un contacto más fuerte, además el aumento de la temperatura conlleva a alterar la selectividad del solvente, al incrementar la solubilidad puede haber un descenso en la tensión interfacial, pudiéndose presentar arrastre de sustancias de otra naturaleza ácida o no ácida al extracto. Sin embargo puede ser deseable permitir mejor contacto entre las fases, para este fin se recomendará variar el tiempo de extracción para estudiar este efecto en el contacto a una etapa.

En cuanto a los demás resultados presentados, refiriendo al número ácido, contenido de azufre y BSW, se observa de forma general que:

La medida del número ácido se ve favorecida al ir aumentando la temperatura, aunque es leve la disminución del tratamiento pues a 40°C el valor es cercano a 0 y a 50°C, no se detecta acidez luego el porcentaje de remoción (%) es alrededor del 100%, sin embargo entre la temperatura de 50 y 60 son pequeñas las diferencias de resultados presentando medida final de número ácido en N.D ( no detectada ), asegurando que el refinato está libre de ácidos , este significativo resultado se pretende confirmar con la eliminación de la banda carboxílica en el IR. En cuanto a los demás resultados, se presenta una leve disminución del contenido de azufre circunstancia que advierte que no hay interacción de los ácidos con otros agentes corrosivos y de la misma manera no aumenta el BSW en el refinato sirviendo de referencia para indicar que no se forman sedimentos ( lodos, emulsiones ) ; en cuanto al contenido de metales se aumentan el potasio (K) y se observa un aumento en el sodio (Na), atribuido a la posible interacción del solvente en el crudo formando sales, este resultado advierte en que posteriormente se deben buscar mecanismos que logren reducir el contenido de estos metales en el refinato por medio de la extracción líquido-líquido. Aunque el aumento es considerable y puede quitarle creencia al procedimiento planteado; hay que tener en cuenta que la operación se proyecta para ser acoplada en campo petrolero, con un crudo sin tratamientos previos sobretodo antes de un desalado donde los niveles de estos metales se esperan sean reducidos.

Además se evidencio que es un solvente con alta volatilidad lo que facilita su recobro y posee excelente selectividad ya que en el contacto de una sola etapa logro reducir totalmente la acidez lo que también se traduce en menor número de etapas de contacto a recurrir.

#### **4.7 RESULTADO ESPECTRO INFRARROJO**

La concentración de acidez en el crudo ha sido típicamente expresada y aceptada en el mundo bajo la norma ASTM D664 descrita (anexo) Representativamente el decrecimiento en el contenido acido puede ser determinado por la disminución del número de neutralización (TAN). El análisis con IR es particularmente utilizado en casos en los cuales un decrecimiento del numero acido es cuestionado por la eliminación de otras especies acidas o por el tratamiento del crudo con bases de KOH como en nuestro caso; por tanto con la toma del espectro infrarrojo un decrecimiento en intensidad de la banda carboxílica alrededor de los  $1708\text{ cm}^{-1}$  nos asegura que se está disminuyendo la fracción naftenica en el crudo. Es necesario aclarar que para estas pruebas solo se seleccionaron dos tratamientos para tomar espectro infrarrojo debido a inconvenientes presentados en el laboratorio de espectroscopia y que la finalidad es evidenciar el ataque a los carboxílicos con la solución de KOH.

**CARGA JAZMIN**

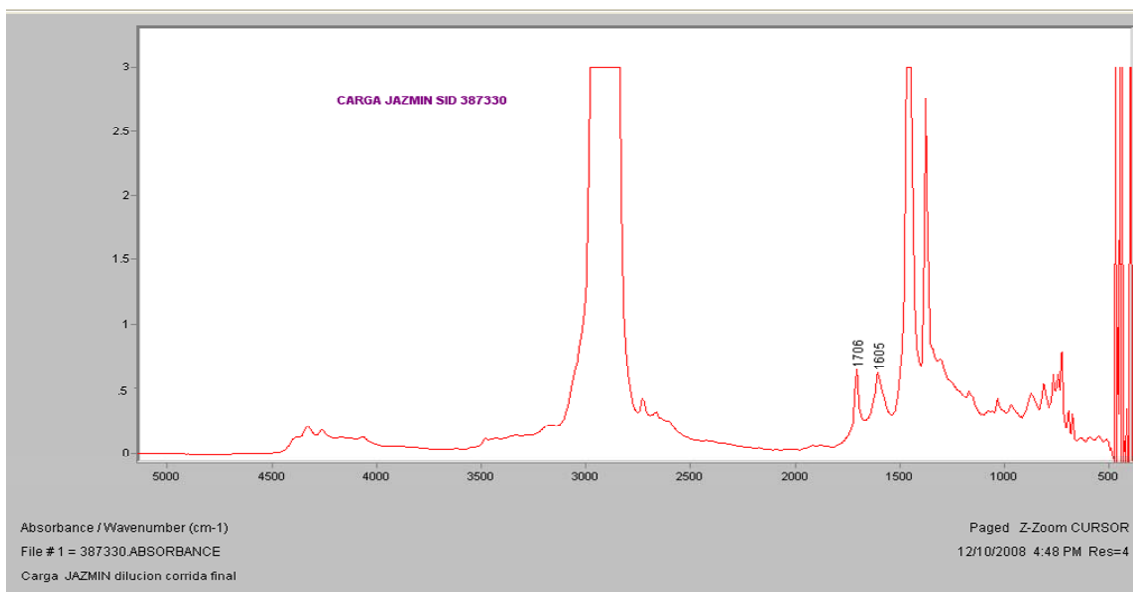


Figura 4. Espectro Infrarrojo crudo Jazmín

**CARGA TECA - NARE**

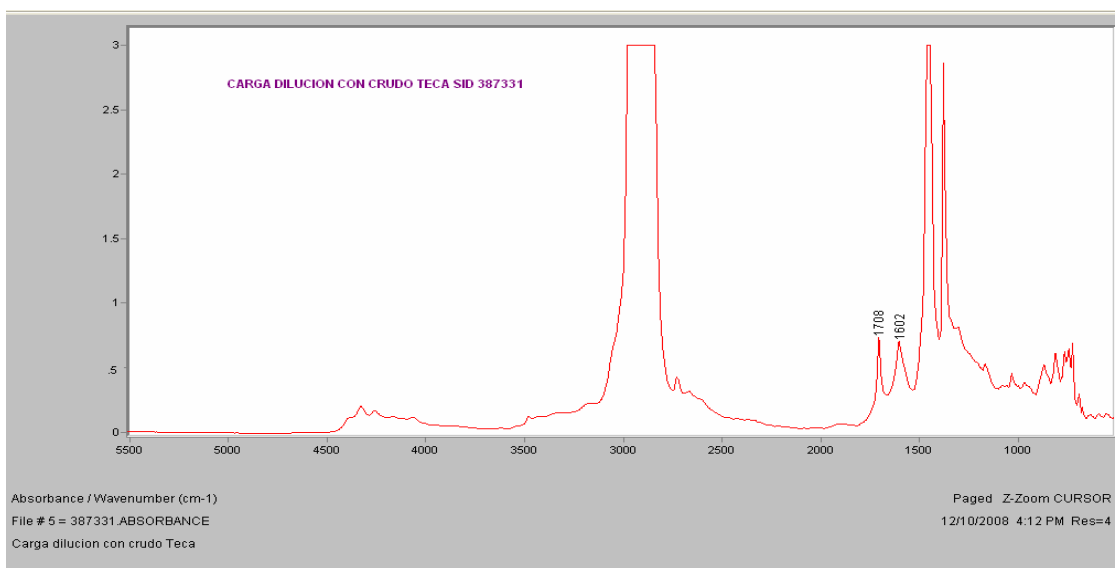


Figura 5. Espectro Infrarrojo crudo Teca-Nare

## DESPUES DEL TRATAMIENTO

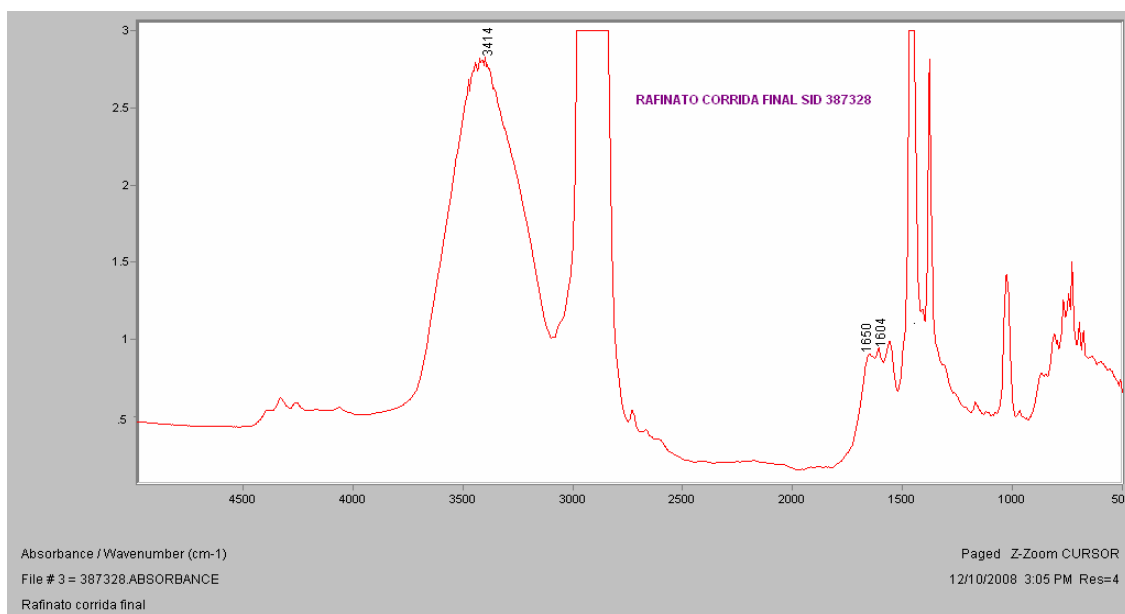


Figura 6. Espectro Infrarrojo después del tratamiento para el crudo Jazmín

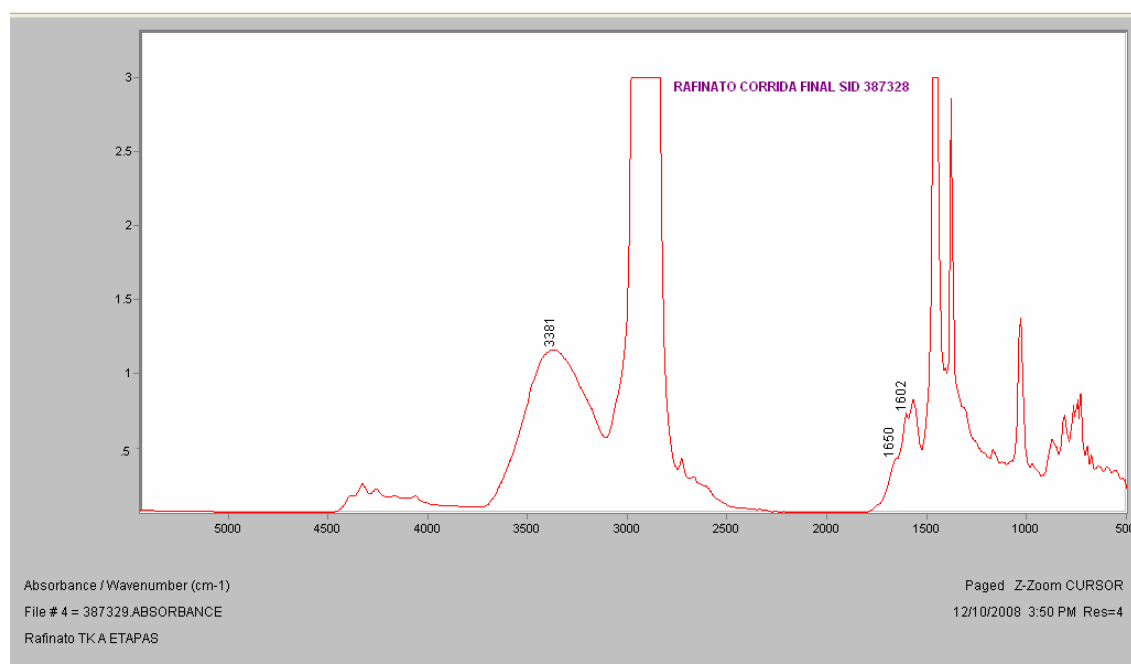


Figura 7. Espectro Infrarrojo después del tratamiento para el crudo Teca-Nare

En los resultados de I.R es posible observar la completa disminución de la banda carboxílica lo que nos suministra evidencia del ataque a los carboxílicos (nafténicos), dando validez al tratamiento efectuado en la investigación; aunque es necesario aclarar que el primer IR que se observa fue tomado sin despojar el solvente por tanto la aparición de la banda atribuida a los alcoholes, aunque en el segundo tratamiento aparece con menor intensidad se puede relacionar a que hay que mejorar el despojo de solvente en el refinato.

## **CONCLUSIONES**

### **Fase exploratoria**

La operación de extracción líquido-líquido es una buena alternativa para eliminar el contenido ácido en el crudo, puesto que los 5 solventes evaluados disminuyeron en cierta cantidad el número ácido, por tanto se recomienda seguir probando con los demás solventes un proceso similar al aplicado para el solvente elegido y poder establecer el impacto y efectos que proporciona cada uno de ellos en el refinado obtenido.

En general los solventes evaluados presentan al ir incrementando la temperatura mayor poder de solvencia y remoción de ácidos, de igual manera sucede con la relación solvente/carga.

### **Fase selección del solvente**

La eliminación de ácidos nafténicos para los crudos JAZMIN y TECA-NARE con la solución de KOH presenta excelentes resultados en cuanto a la disminución del número ácido pues se logra reducir completamente esta medida.

Se logró establecer las condiciones de operación para el proceso, encontrando que el intervalo de temperaturas apropiado está entre los 40-60°C y la óptima relación solvente carga es de 0.4, determinado teniendo en cuenta parámetros de calidad del refinado, a razón que a mayor relación se aumenta el contenido de metales y de igual manera ocurre al incrementar el número de etapas, ambas situaciones desfavorecen la calidad del refinado, debido a que se favorece la interacción de los metales, formando las indeseadas sales metálicas y naftenatos.

Fue posible obtener una descripción del proceso de extracción líquido-líquido con la solución de KOH encontrando que el contacto a una etapa proporciona buenos resultados pues reduce completamente el contenido ácido en el crudo, que es el objetivo principal del proyecto, demostrando que el solvente es altamente selectivo, favoreciendo los costos de una posible implementación del proyecto y en cuanto a la calidad del refinado obtenido se aumentan metales como el K y Na pero los demás disminuyen levemente, además la cantidad de refinado recuperado decrece a costa de la calidad.

## RECOMENDACIONES

La excelente reducción del número ácido y la leve disminución de otros criterios de evaluación tomados para determinar el impacto del solvente en el crudo ( % de azufre, BSW y otros metales) descompensan con el aumento de metales como el potasio (K) y el sodio (Na) contrarrestando la eficiencia lograda por medio de la operación planteada, esta situación prevé la necesidad de seguir realizando pruebas con el solvente para encontrar un mecanismo que evite el remanente de potasio que se forma en el refinato.

Con la anterior apreciación se evidencian varios aspectos como: Primero perfeccionar el método para despojar el solvente del refinato obtenido, puesto que en la toma del espectro I.R se evidencia el crecimiento de la banda atribuida a los alcoholes, el segundo aspecto surge del contacto presentado a una etapa donde la calidad del refinato se mejora a razón de menor cantidad de refinato obtenido, insinuando la necesidad de proponer posibles alternativas para contrarrestar esta situación, se recomienda realizar un estudio variando el tiempo de extracción a una etapa de contacto.

Realizar una evaluación técnico-económica completa para determinar el beneficio que tiene implementar el proceso de acuerdo a las descripciones que se lograron establecer.

El impacto proporcionado por el solvente y la seguridad para determinar el impacto que causa el solvente y lograr establecer si se forman naftenatos de K y de Na se recomienda realizarlo por medio de técnicas de cromatografía de alta resolución (HPLC) o (GC-MS). Por tanto se sugiere implementar en el Instituto Colombiano del Petróleo técnicas de análisis para los crudos pesados que permitan avanzar en este aspecto.

Es conveniente realizar un estudio que simule el proceso de desalado para el refinado que se obtiene por medio del proceso descrito, de esta manera se puede determinar si las sales y el agua que se pudieron haber formado son eliminadas en esta operación, permitiendo determinar realmente la calidad adquirida por el crudo para que posteriormente sea refinado.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANNUAL BOOK ASTM STANDARDS**; Section 5 petroleum products, and fossil fuels, volume 05.01.
  
- **BABAIAN-Kibala, E., CRAIG Jr., H.L., Rusk, G.L., BLANCHARD, K.V., Rose, T.J., UEHLEINB.L. Quinter, R.C;** summers, M.A.“Naphthenic Acid Corrosion in a Refinery Setting”, CORROSION/97, Paper No. 631.
  
- BERGER, B.D ANDERSON, K E** .Refinery Operations (Plant operations Training Series; Vol I y II Tulsa. Pennwell 1979.
  
- EE.UU. Pat. N ° 2302281, 3806437, 3847774, 4033860, 4199440 y 5011579; ALEMANIA patentes 2001054 y 2511182; CANADA de Patentes 1067096 CHINA Patentes 59-179588
  
- **HAYNES, D.** “Opportunities for Asia Pacific Refiners in processing High TAN Crude Feedstocks”, ARTC 2003.
  
- **Headley, J.V., K.M. Peru, D.W. McMartin** and M. Winkler. 2002. Determination of dissolved naphthenic acids in natural waters using negative-ion electrospray Mass spectrometry. Journal of the AOAC International 85(1): 182-187.
  
- **JOHNSON, D., McATEER, G., ZUK, H.,** “Mitigating Corrosion from Naphthenic Acid Streams”, Petroleum and Technology Quarterly 2003.
  
- MARCK P. BARROW L.A McDONNELL X.F,** Analisis chemical 2003. Pag 860-868.
  
- **MATHER R.David, P. KETTLE, A., Jones, P;** “Management and mitigation of the issues associated with processing High Acid Crudes using a chemistry

based approach with a focus on Doba processing at ChevronTexaco Pembroke”, High TAN Crude Conference, Singapore, May 2005.

**-PERRY, Robert H;** Manual del Ingeniero Químico. Tomo II. Sexta edición. Madrid. Mc. Graw Hill.2000

**-SKIPPINS J. JOHNSON D. Davies, R;** “Corrosion mitigation program improves economics for processing naphthenic crudes”, Oil & Gas Journal, September 11 Del 2000

**-TOMCZYCK N.A WINANS J.H. Shinn and R.C Robinson;** Energy & Fuels, 2001, 15. Pag. 1498 -1504

## ANEXOS

### ANEXO A. CLASIFICACION DE LOS CRUDOS SEGÚN API

Hay varios métodos para clasificar un crudo, según: su °API, el contenido de azufre, el tipo de hidrocarburo, etc. El método más utilizado es el de °API (Tabla 1.1). Según esta clasificación, un crudo de 40 °API es de mayor valor que un crudo de 20 °API, debido a que contiene más fracciones livianas (gasolina) y menor cantidad de hidrocarburos pesados tales como residuos asfálticos; sin embargo, para su valoración es necesario incluir el contenido de azufre. Cuanto mayor sea el contenido de azufre, menor será su precio en el mercado.

Aceite crudo	Densidad ( g/ cm <sup>3</sup> )	° API
Extrapesado	>1.0	0-10
Pesado	1.0 - 0.93	10 – 20
Medio	0.93 - 0.87	20 – 30
Liviano	0.87 - 0.83	30 – 39
Superliviano	< 0.83	> 39

**Tabla 25.** Clasificación de los crudos según su °API

## Anexo B. Propiedades Físicas y químicas de los ácidos nafténicos.

<b>Parametro</b>	<b>Característica general</b>
Color	Amarillo pálido, Ámbar, Amarillo café, negro.
Olor	Primariamente imparte por la presencia de fenol y sulfuro.
Estado	Líquido viscoso
Peso molecular	Generalmente entre (140-750)
Solubilidad	< 50 mg/L a pH 7 in agua; completamente en solventes orgánicos
pK <sub>a</sub>	entre 5 y 6
Puntos de ebullición	Rango entre 250 a 400 °C

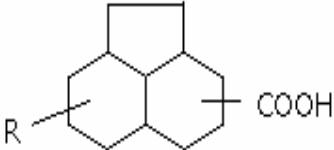
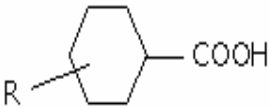

Fuente (Brient, 1998; CEATAG, 1998; Brient *et al.*, 1995; Herman *et al.*, 1993; Headley *et al.*, 2002a)

### Usos industriales de los ácidos nafténicos

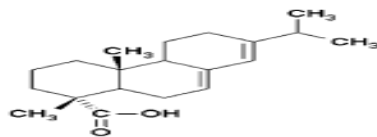
<b>Acidos (Sales Metal)</b>	<b>Aplicacion Industrial</b>
Na salt	Emulsificador.
K salt	Romper emulsion (oil industry)
Ca naftenato	Aditivo para aceite lubricante
Fe and Mn naftenatos	Aditivo del diesel para reducir tiempo de combustión
Pb & Ba sales	En catalisis para oil-base pinturas
Cu & Zn naftenatos	Preservantes
Co naftenato	Agente curado, recubrimientos y resinas
	Promotor Adhesion (steel)
Mn, Pb, Co, and Ca	Jabones-Oxidacion y catalisis

Fuente (Brient, 1998; St. John *et al.*, 1998; Herman *et al.*, 1994; Davis, 1967)

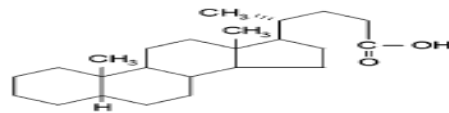
**Anexo C. ALGUNAS ESTRUCTURAS ACEPTADAS COMO ACIDOS  
NAFTENICOS**

R-COOH	
	

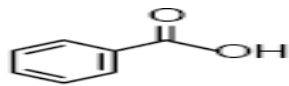
- Fuente: estructuras de ácidos nafténicos presentes en crudos pesados. LAREDO G.C. Naphthenics acids, total acid number and sulfur content profile characterization in Isthmus and Maya crude oils. Fuel. 2004. Paper. No. 83.



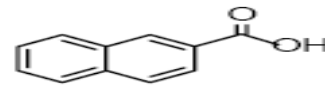
**ÁCIDO ABIÉTICO**



**ACIDO CHOLANICO**

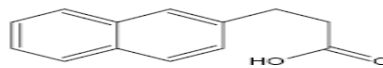


**ÁCIDO BENZOICO**



**2-ÁCIDO NAFTOICO**

Figura 6. Ejemplos de algunas estructuras moleculares aceptadas actualmente como ácidos r



**3-(2 NAFTIL) ÁCIDO PROPNOICO**

## ANEXO D. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE LA DILUCIÓN CRUDO NAFTA-VIRGEN

Inicialmente

ANALISIS	CRUDO JAZMIN
	°C
	°F
IVT	°F
FVT	°F
API 15.6°C (60°F)	11,3
Densidad a 15.0°C (g/ cc)	0,9906
P-value	5,12
IEC	3,3679
Pa	0,8165
Po	0,9404
FRmax	0,1835

Estabilidad de la mezcla

MZ 90/10	MZ 80/20	MZ 70/30	MZ 60/40
4,82	3,99	3,98	3,96
3,1193	2,4628	2,4458	2,3978
0,8164	0,8231	0,8198	0,8093
0,8851	0,7062	0,7178	0,7557
0,1836	0,1769	0,1802	0,1907

## **ANEXO E. ETAPA DE DESPOJO Y RECUPERACIÓN DE SOLVENTE**

La mayoría de los procesos de extracción traen consigo una etapa posterior que involucra despojar el solvente arrastrado por el (refinado) producto del tratamiento y un segundo para recuperar el solvente del extracto obtenido en el proceso de extracción líquido-líquido, ya que de esta manera la operación es viable y rentable, pero establecer la manera adecuada del tratamiento de la corriente de extracto para cada uno de los cinco solventes no se tomo como prioridad debido al gran número de corridas y los alcances definidos previamente que demarcan como objetivo principal la corriente (refinado).

Aunque en la planeación se considero que fueran solventes fáciles de despojar y si era elegido en la siguiente fase se recomendaría la forma de recuperarlo para que más adelante se le de continuidad en este sentido a la investigación

### **SISTEMA DESPOJADOR DE SOLVENTE**



Figura 9. Equipo de roto evaporación para despojo de solvente

## **ANEXO F. MEDIDAS DE LOS ANÁLISIS PRACTICADOS A LOS RAFINATOS**

## **MEDIDAS DEL CONTENIDO ACIDO**

Para la medida del grado de acidez de las muestras se realizaron bajo el procedimiento descrito por la norma estándar ASTM D664 basado en titulación potenciométrica acido-base determinada en el equipo PH/mv meter (Oakton PH510 Series)

## **CONTENIDO DE AZUFRE**

El contenido de azufre es una propiedad utilizada para la clasificación de los crudos. El azufre es un contaminante natural que tiene impacto negativo tanto en el proceso de refinación, como en la calidad de los productos finales y clasifica al Crudo de bajo azufre (menor de 0.7 % peso) denominado Crudo dulce (Sweet crude). Mayor de 0.7 % peso es denominado crudo ácido (Sour crude). Además el azufre y sus compuestos promueven la corrosión en los equipos de proceso y también actúan como veneno temporal en los catalizadores. Por esta razón el contenido de azufre debe controlarse y de presentarse un aumento en el tratamiento practicado indicaría que la molécula de los ácidos interactúa con los otros componentes corrosivos en el crudo.

## **BSW (Lodos y sedimentos)**

Medida del contenido de agua y sedimentos en el crudo por medio de la norma ASTM D4007-95, se lleva a cabo por centrifugación. Se considera apto para un crudo en rango entre 1 y 1.5 % en (%v)

## ANEXO G. RESULTADOS PRUEBAS EXPLORATORIAS TRATAMIENTO ESTADISTICO

### **Variable de efecto principal para cada solvente**

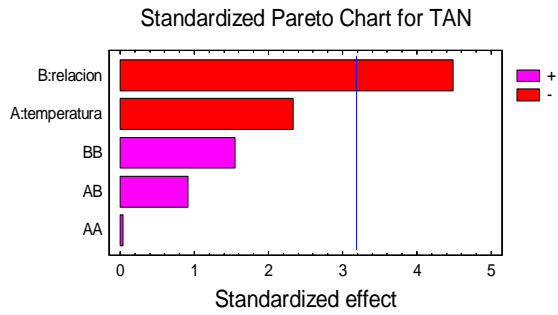
El efecto principal de la variable puede conformarse por diversos efectos según el número de niveles de tal variable; así una variable de dos niveles solo tendrá un efecto lineal, mientras que una variable de tres niveles estará compuesta por un efecto lineal y un efecto cuadrático respectivamente.

Para analizar la interacción de los efectos tratados en cada ensayo y su influencia sobre el TAN (variable respuesta) la herramienta STATGRAPHICS contiene una serie de elementos valiosos que ayudan a interpretar de la mejor manera los resultados obtenidos

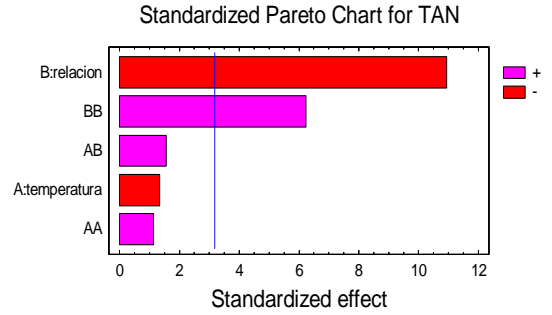
Para analizar la interacción de los efectos tratados en cada ensayo y su influencia sobre el TAN (variable respuesta) la herramienta STATGRAPHICS contiene una serie de elementos valiosos que ayudan a interpretar de la mejor manera los resultados obtenidos

**Pareto chart:** Este elemento permite observar cual de los factores analizados tiene más incidencia sobre la variable elegida como respuesta, en este caso el TAN, por medio de la estimación de los efectos en orden decreciente de magnitud. La línea vertical (azul) que divide estos gráficos se interpreta como un efecto de juzgamiento el cual si se sobrepasa advierte que los efectos son significativos y que el factor es de alta influencia para la variable respuesta (efecto en el TAN)

**SOLUCION NaOH**

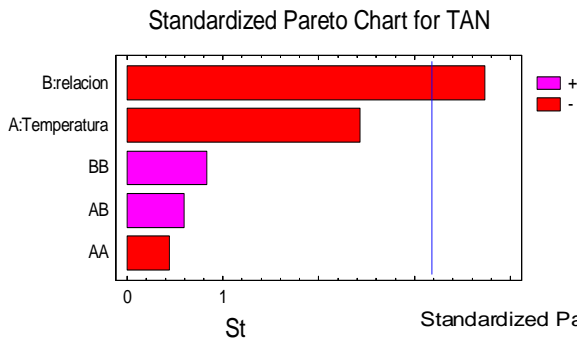


**SOLUCION DE KOH**



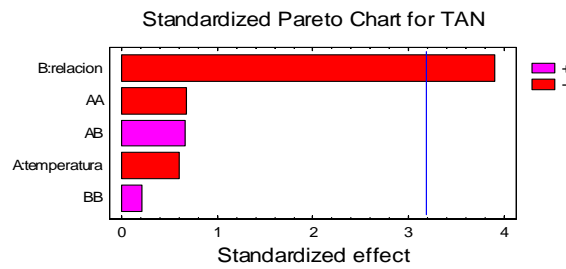
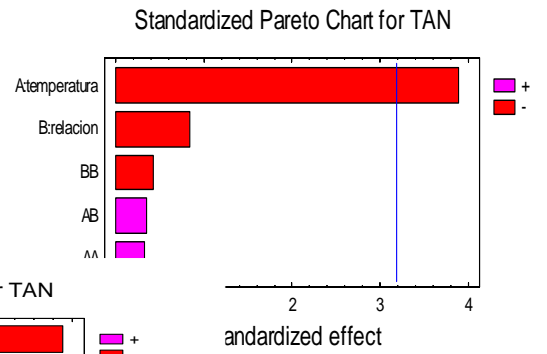
**MEA**

**SOLUCION AMONIACAL**



**MEA**

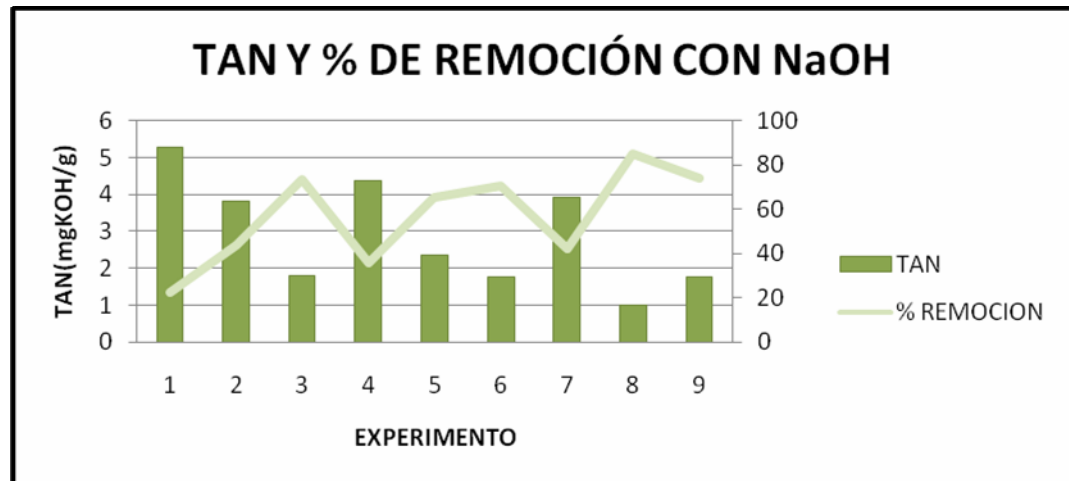
**ME**



**factor significativo con la relacion con 2 efectos**  
**significativo con la relacion**  
**TEA**

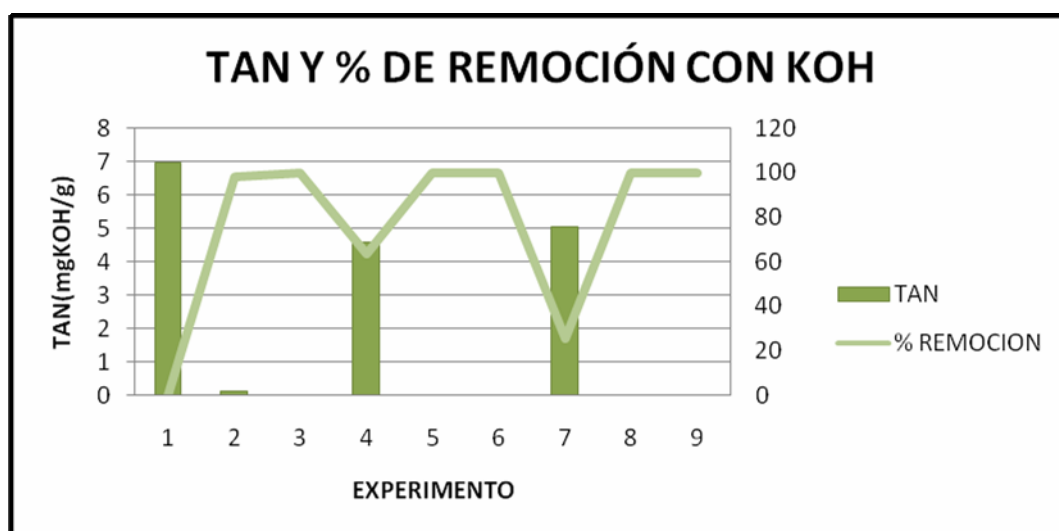
**ANEXO H. GRAFICAS DE RENDIMIENTOS PROPORCIONADOS POR CADA SOLVENTE DE ACUERDO AL ARREGLO EXPERIMENTAL**

RESULTADOS NaOH		
2N. EXPERIMENTO	TAN	% DE REMOCION
1	5,27	22,15
2	3,81	43,68
3	1,79	73,56
4	4,36	35,57
5	2,36	65,10
6	1,78	70,31
7	3,93	41,95
8	1,01	85,02
9	1,78	73,70

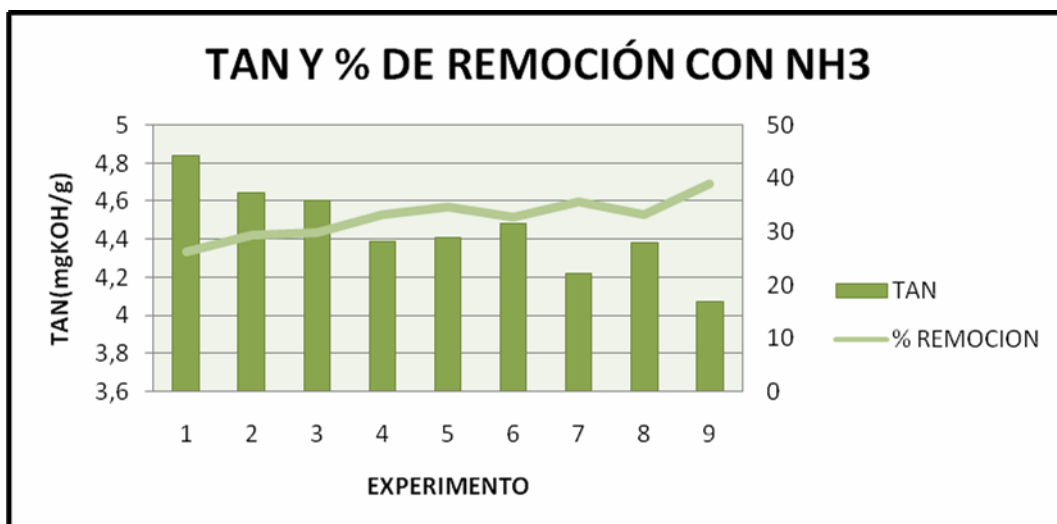


RESULTADOS KOH		
N. EXPERIMENTO	TAN	% DE REMOCION
1	6,97	0,00
2	0,10	98,52
3	0,00	100,00
4	4,56	63,51

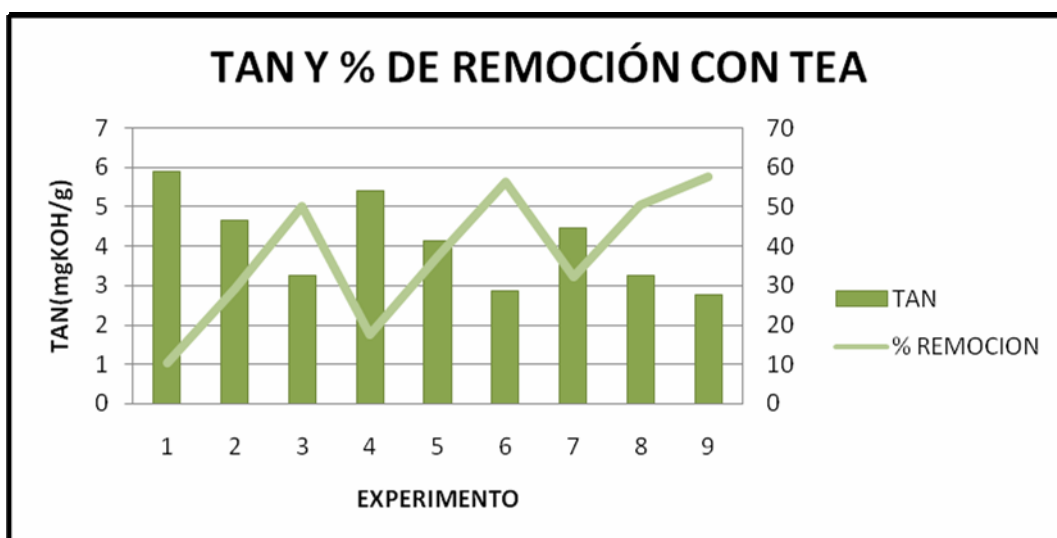
5	0,00	100,00
6	0,00	100,00
7	5,04	25,55
8	0,00	100,00
9	0,00	100,00



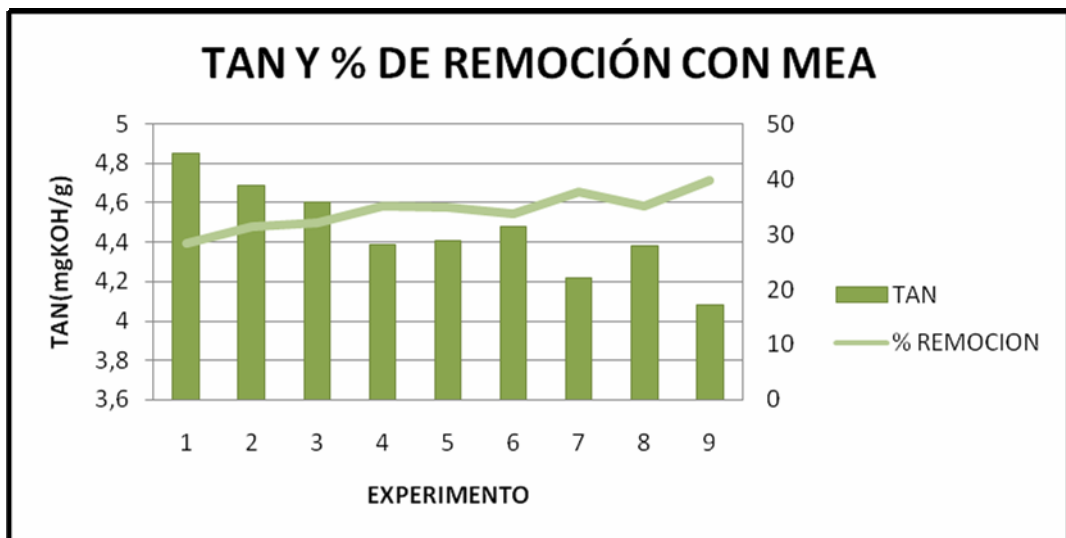
RESULTADOS NH3		
N. EXPERIMENTO	TAN	% DE REMOCION
1	4,84	26,33
2	4,64	29,37
3	4,60	29,98
4	4,39	33,18
5	4,41	34,78
6	4,48	32,87
7	4,22	35,76
8	4,38	33,33
9	4,07	39,05



RESULTADOS TEA		
N. EXPERIMENTO	TAN	% DE REMOCION
1	5,89	10,35
2	4,64	29,37
3	3,27	50,22
4	5,41	17,65
5	4,12	37,29
6	2,87	56,31
7	4,45	32,26
8	3,25	50,53
9	2,78	57,68



RESULTADOS MEA		
N. EXPERIMENTO	TAN	% DE REMOCION
1	4,85	28,30
2	4,69	31,40
3	4,60	32,05
4	4,39	35,15
5	4,41	34,78
6	4,48	33,81
7	4,22	37,66
8	4,38	35,21
9	4,08	39,79



**ANEXO i. PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DE SUSTANCIAS  
UTILIZADAS (FICHAS DE SEGURIDAD)**

Potasa cáustica, Hidróxido potásico, KOH.

**Masa molecular:** 56.1

**ESTADO FISICO; ASPECTO:**

Sólido blanco, delicuescente, inodoro.

**PELIGROS FISICOS**

**PELIGROS QUIMICOS**

La sustancia es una base fuerte, reacciona violentamente con ácidos y es corrosiva en ambientes húmedos para metales tales como cinc, aluminio, estaño y plomo originando hidrógeno (gas combustible y explosivo). Rápidamente absorbe dióxido de carbono y agua a partir del aire. El contacto con la humedad o el agua puede generar desprendimiento de calor

**PROPIEDADES FISICAS**

**Punto de ebullición:** 1324°C

**Punto de fusión:** 380°C

**Densidad relativa (agua = 1):** 2.04

**Solubilidad en agua, g/100 ml a 25°C:** 110

**Presión de vapor, kPa a 714°C:** 0.13

**FICHA INTERNACIONAL DE SEGURIDAD QUIMICA- ETILEN GLICOL**

ETANO-1,2-DIOL - 1,2-Dihidroxietano- HOCH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>OH

**Masa molecular:** 62.1

**ESTADO FISICO; ASPECTO:** Líquido incoloro, inodoro, viscoso e hidroscópico.

**PELIGROS FISICOS**

**PELIGROS QUIMICOS** Por combustión, formación de gases tóxicos.

Reacciona con oxidantes y bases fuertes.

**RIESGO DE INHALACION:** Por evaporación de esta sustancia a 20°C se puede alcanzar bastante lentamente una concentración nociva en el aire.

**PROPIEDADES FISICAS**

**Punto de ebullición:** 198°C

**Punto de fusión:** -13°C

**Densidad relativa (agua = 1):** 1.1

**Solubilidad en agua:** Miscible

**Presión de vapor, Pa a 20°C:** 7

**Densidad relativa de vapor (aire = 1):** 2.1

**Densidad relativa de la mezcla vapor/aire a 20°C (aire = 1):** 1.00

**Punto de inflamación:** 111°C (c.c.)

**Temperatura de autoignición:** 398°C

**FICHA INTERNACIONAL DE SEGURIDAD QUIMICA- TRIETANOLAMINA-  
T.E.A**

2,2',2''-NITRILO-3-TRJETANOL,  $C_6H_{15}NO_3 / (CH_2OHCH_2)_3N$

**Masa molecular:** 149.2

**ESTADO FISICO: ASPECTO:**

Líquido higroscópico viscoso, incoloro, o cristales, de olor característico.

**PELIGROS QUIMICOS:** La sustancia es una base débil. Reacciona con oxidantes. La sustancia se descompone al arder, produciendo humos tóxicos y corrosivos, incluyendo óxidos de nitrógeno.

**RIESGO DE INHALACION:** La evaporación a 20°C es despreciable; sin embargo, se puede alcanzar rápidamente una concentración nociva de partículas en el aire cuando se dispersa.

**PROPIEDADES FISICAS**

**Punto de ebullición:** 335.4°C

**Punto de fusión:** 21.6°C

**Densidad relativa (agua = 1):** 1.1

**Solubilidad en agua:** miscible

**Presión de vapor, Pa a 25°C:** <1

**Densidad relativa de vapor (aire = 1):** 5.1

**Densidad relativa de la mezcla vapor/aire a 20°C (aire = 1):** 1.0

**Punto de inflamación:** 179°C

**Temperatura de autoignición:** 324°C

**Límites de explosividad, % en volumen en el aire:** 3.6 - 7.2

**Coeficiente de reparto octanol/agua como log Pow:** -2.3