

The background of the page is a faded, high-angle photograph of an offshore oil platform. The platform's complex network of steel beams and structures is visible against the light blue and white tones of the sky and sea. The text is centered over the upper portion of the image.

**OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO  
DE ENDULZAMIENTO DEL GAS  
NATURAL EN LAS PLATAFORMAS  
MARINAS DE LA ZONDA DE CAMPECHE**

## **OBJETIVO GENERAL**

Describir el proceso de Endulzamiento del gas natural , así como las etapas de absorción y regeneración que constituye dicho proceso, aplicado en las plataformas marinas de la Sonda de Campeche.

En los complejos marinos, se hacen necesario el Endulzamiento del gas natural utilizándolo como combustible para las diferentes maquinas que se encargan de comprimir el gas y bombear el crudo enviándolos a tierra firme.

## Índice

I. Introducción.....	4
II. Antecedentes.....	5
III. Generalidades.....	7
1. Definición del Gas Natural.....	7
IV. Componentes del Gas Natural.....	8
1. Gases Ácidos.....	10
V. Procesamiento del gas Natural.....	11
1. Procesos de Endulzamiento.....	11
2. Descripción del Proceso.....	12

## I.- INTRODUCCION

El gas natural es un recurso no renovable, que debido a sus características combustibles se le ha dado una amplia gama de aplicaciones que van desde el uso doméstico hasta las diversas ramas industriales. Para que este combustible pueda ser utilizado es conveniente que pase por un proceso de purificación, que es denominado endulzamiento ya que el gas tal como es extraído de los yacimientos, contiene algunos compuestos indeseables como el ácido sulfhídrico, bióxido de carbono y agua, los que ocasionan contaminación, corrosión y restan poder calorífico al gas.

Como en todos los procesos que abarca la industria química, la necesidad de reducir en las plantas los costos operativos y aumentar la producción dentro de los estándares de calidad que rigen el mercado, han llevado al desarrollo de nuevos procesos y a optimizar los yacimientos ya establecidos. El aumento en la demanda de gas natural obliga a mejorar los procesos de endulzamiento, con el incremento de la producción de gas dulce y la disminución de los costos de operación. Estudios realizados en esta área se encaminan a la reducción de pérdidas de amina, mediante la manipulación de las variables operativas e implementación de dispositivos, obteniéndose excelentes resultados en el ahorro de costos sin alterar la capacidad ni la calidad de endulzamiento.

Ante la problemática presentada en las plantas endulzadoras de gas amargo, ubicadas en la Sonda de Campeche, donde se presentan pérdidas de amina así como bajos porcentajes de eficiencia en las plantas; la necesidad de analizar los factores y causas que lo originan, así como las condiciones y estado que guardan los equipos, es de una importancia relevante. Este trabajo se enfoca en las plantas endulzadoras de Abkatun-A y Pool-A.

Esta problemática se acentúa ante la necesidad de incrementar la producción en los campos, incremento que se realiza por medio de un sistema artificial de exploración denominado bombeo neumático, en el cual los requerimientos de gas con bajo contenido de  $H_2S$  y  $CO_2$  es necesario.

## II.- ANTECEDENTES

1950

1. Se inicia la construcción de diferentes plantas en los Complejos de Poza Rica y Reynosa.
2. En el año 1958 se construye la primera planta de absorción en el Complejo Ciudad Pemex.

1960

3. El incremento de la demanda impulsa la expansión de la industria petrolera; se inicia la construcción y operación de otra planta de absorción en el Complejo la Venta en el año 1963.

1970

4. En 1972 inician su operación las plantas criogénicas en el Complejo la Venta y en Pajaritos, Ver.
5. A mediados de la década, la expansión en los descubrimientos de los campos petrolíferos del Mesozoico Chiapas-Tabasco propicia la construcción del Complejo Cactus.
6. En 1977 inicia su operación la planta criogénica en el Complejo Poza Rica.
7. Durante 1978 y 1979 se ponen en operación las tres plantas criogénicas modulares en el Complejo Cactus.

1980

8. Durante 1981 y 1982 inician su operación las plantas endulzadoras de gas y recuperadoras de azufre 1 y 2 en Ciudad Pemex.
9. Con objeto de aprovechar de manera eficiente los yacimientos de la sonda de Campeche y del Mesozoico se inicia la construcción del Complejo Nuevo Pemex.
10. Inician su operación la planta criogénica y la fraccionadora de hidrocarburos en la Cangrejera.
11. Entre 1985 y 1988 entran en operación las plantas criogénicas 1 y 2 en el Complejo Nuevo Pemex.

1990

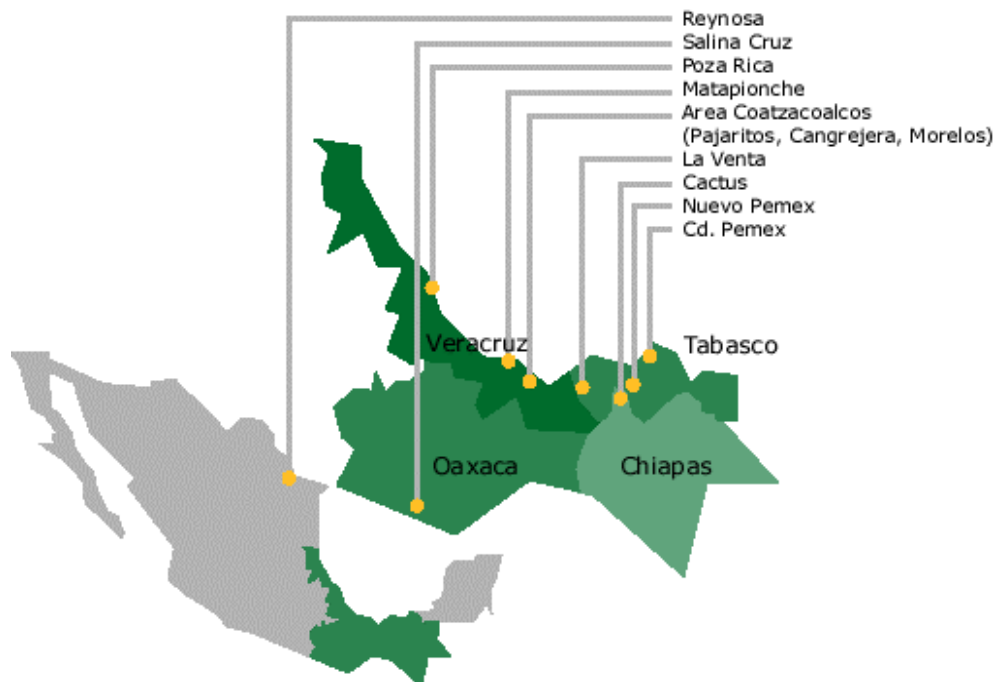
12. En 1990 inicia la operación de la planta fraccionadora de hidrocarburos en Morelos, perteneciente al Complejo Area Coatzacoalcos.

13. En 1992 inicia su operación la planta criogénica modular en el Complejo Matapionche.

14. En 1997 se construye la planta criogénica 1 en el Complejo Cactus.

15. En 1998 inicia su operación la planta criogénica 3 en el Complejo Nuevo Pemex.

16. En 1999 inicia su operación la planta criogénica 2, la más moderna en el Complejo Ciudad Pemex.



### **III.- GENERALIDADES**

#### **1 DEFINICION DEL GAS NATURAL**

El gas natural es un combustible que se obtiene de rocas porosas del interior de la corteza terrestre y se encuentra mezclado con el petróleo crudo cerca de los yacimientos. Como se trata de un gas, puede encontrarse sólo en yacimientos separados. La manera más común en que se encuentra este combustible es atrapado entre el petróleo y una capa rocosa impermeable. En condiciones de alta presión se mezcla o disuelve aceite crudo.

El gas natural arrastra desde los yacimientos componentes indeseables como son: el ácido sulfhídrico ( $H^2S$ ), bióxido de carbono ( $CO^2$ ) y agua en fase gaseosa, por lo que se dice que el gas que se recibe es un gas húmedo, amargo e hidratado; amargo por los componentes ácidos que contiene, húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos e hidratado por la presencia de agua que arrastra desde los yacimientos.

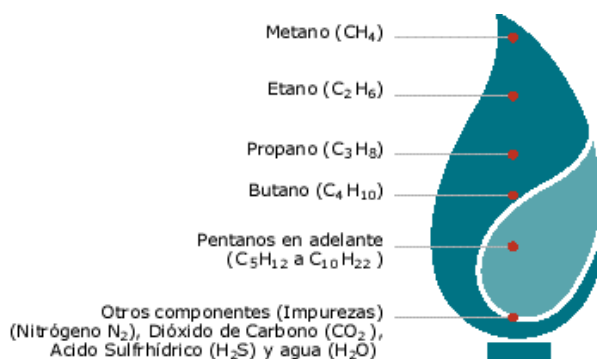
Existen diversas denominaciones que se le al gas natural y por lo general se asocia a los compuestos que forman parte de su composición. Por ejemplo cuando en el gas natural hay  $H_2S$  a nivel por encima de 4 ppm por cada pie cúbico de gas se dice que es un gas "amargo" y cuando la composición desciende a menos de 4 ppm se dice que es un gas "dulce".

#### IV.- COMPONENTES DEL GAS NATURAL

No existe una composición o mezcla que se pueda tomar para generalizar la composición del gas natural. Cada gas tiene su propia composición, de hecho dos pozos de un mismo yacimiento puede tener una composición diferente entre si. También la composición del gas varía conforme el yacimiento va siendo explotado, es por eso que se deberá hacer un análisis periódico al gas que es extraído, para adecuar los equipos de explotación a la nueva composición y evitar problemas operacionales.

Cuando el gas natural es extraído de los yacimientos presenta impurezas las cuales hay que eliminar ya que pueden provocar daños al medio ambiente, corrosión en equipos o disminuir el valor comercial del gas. Normalmente se compone de hidrocarburos con muy bajo punto de ebullición. El Metano es el principal constituyente de este combustible, con un punto de ebullición de  $-154^{\circ}\text{C}$ , el etano con un punto de ebullición de  $-89^{\circ}\text{C}$ , puede estar presente en cantidades de hasta 10%; el propano cuyo punto de ebullición es de hasta  $-42^{\circ}\text{C}$ , representa un 3%. El butano, pentano, hexano y octano también pueden estar presentes.

La composición de una mezcla de gas natural puede ser expresada tanto en fracción mol, fracción volumen o fracción peso de sus componentes, aunque también puede ser expresada en porcentaje mol, en porcentaje volumen o porcentaje peso.



La siguiente tabla nos presenta los componentes que a menudo son encontrados en la composición del gas natural.



## COMPONENTES DEL GAS NATURAL

CLASE	COMPONENTE	FORMULA
Hidrocarburos	Metano	CH <sub>4</sub>
	Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
	Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
	i-Butano	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
	n-Butano	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
	i-Pentano	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
	n-Pentano	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
	Ciclopentano	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>
	Hexanos y pesados	
Gases inertes	Nitrógeno	N <sub>2</sub>
	Helio	He
	Argón	Ar
	Hidrógeno	H <sub>2</sub>
	Oxígeno	O <sub>2</sub>
Gases ácidos	Acido sulfídrico	H <sub>2</sub> S
	Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>
Compuestos de azufre	Mercaptanos	R-SH
	Sulfuros	R-S-R
	Disulfuros	R-S-S-R
Otros	Vapor de agua	
	Agua dulce o salada	

## 1. GASES ACIDOS

Al  $H_2S$  y al  $CO_2$  se les denomina gases ácidos del gas natural. En muchos campos de donde es extraído el gas natural la presencia de estos compuestos es elevada los cuales le dan la denominación de "amargo" al gas natural. El ácido sulfúrico, también conocido como sulfuro de hidrógeno, tiene la característica de tener un desagradable olor y ser muy tóxico. Cuando es separado del gas natural mediante el proceso de endulzamiento, es enviado a plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para sus diversos usos industriales (producción de pólvora o sus médicos) .

Por su parte el dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es tóxico pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. Se puede licuar fácilmente por compresión, sin embargo, cuando se enfría a presión atmosférica se condensa como sólido en lugar de hacerlo como líquido. El dióxido de carbono es soluble en agua y la solución resultante puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbonilo, he aquí la propiedad corrosiva que el  $CO_2$  presenta en presencia de agua.

## V. PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

Su procesamiento consiste principalmente en:

- ?? La eliminación de compuestos ácidos ( $H_2S$ ) y  $CO_2$ ) mediante el uso de tecnologías que se basan en sistemas de absorción - agotamiento utilizando un solvente selectivo. El gas alimentado se denomina "amargo", el producto "gas dulce" y el proceso se conoce como **Endulzamiento**.
- ?? La recuperación de etano e hidrocarburos licuables mediante procesos criogénicos ( uso de bajas temperaturas para la generación de un líquido separable por destilación fraccionada) previo proceso de deshidratación para evitar la formación de sólidos.
- ?? Recuperación del azufre de los gases ácidos que se generan durante el proceso de endulzamiento.
- ?? Fraccionamiento de los hidrocarburos líquidos recuperados, obteniendo corrientes ricas en etano, propano, butanos y gasolina; en ocasiones también resulta conveniente separar el isobutano del n- butano para usos muy específicos.

### 1 PROCESOS DE ENDULZAMIENTO

Las condiciones del gas a tratar son:

- ?? Concentración de impurezas
- ?? Temperatura y presión disponible.
- ?? Volumen de gas a procesar
- ?? Composición de Hidrocarburos.
- ?? Selectividad de los gases ácidos por mover.
- ?? Especificaciones del gas ácido residual.

Los procesos de endulzamiento los podemos clasificar de acuerdo al tipo de reacción que presente:

1. Absorción Química (proceso de Amina)
2. Absorción Física (solventes físicos)

### 3. Combinación de ambas técnicas (solución Mixtas)

La selectividad de un agente endulzamiento es una medida del grado en la que el contaminante se elimina en relación a otros.

## PROCESOS DE AMINA

Uno de los procesos más importantes en el endulzamiento de gas natural es la eliminación de gases ácidos por absorción química con soluciones acuosas con alcanolaminas. De los solventes disponibles para remover H<sub>2</sub>s y CO<sub>2</sub> de una corriente de gas natural, las alcanolaminas son generalmente las más aceptadas y mayormente usadas que los otros solventes existentes en el mercado.

## 2 DESCRIPCION DEL PROCESO

Este proceso consta de dos etapas:

**Absorción de gases ácidos:** Es la parte del proceso donde se lleva a cabo la retención del ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono de una corriente de gas natural amargo utilizando una solución acuosa de Dietanolamina a baja temperatura y alta presión.

**Regeneración de la solución absorbente:** Es el complemento del proceso donde se lleva a cabo la desorción de los compuestos ácidos, diluidos en la solución mediante la adición de calor a baja presión, reutilizando la solución en el mismo proceso.

## **ABSORCIÓN DE GASES ACIDOS.**

La sección de absorción cuenta con los siguientes equipos:

- Torre Absorbedora de gases ácidos
- Separador de gas combustible

A esta sección se le alimenta dos corrientes, una de gas amargo proveniente de los módulos de compresión y otra de solución acuosa de Dietanolamina.

El gas amargo es alimentado por el fondo de la torre Absorbedora a una presión de 84.1 Kg/cm<sup>2</sup> y 35°C, para ponerse en contacto a contracorriente con la solución de Dietanolamina regenerada (DEA POBRE), misma que es alimentada por el primer plato de la torre. Antes de entrar a la torre Absorbedora la DEA POBRE pasa por un enfriador tipo soloaire donde se abate la temperatura hasta unos 40°C aproximadamente.

La torre Absorbedora de gas amargo, cuenta con 20 platos en los cuales la solución de DEA POBRE se pone en contacto íntimo con el gas, absorbiéndole casi la totalidad de los gases ácidos presentes en la corriente de gas amargo alimentada a la planta endulzadora.

El gas dulce abandona la torre por el domo dirigiéndose al separador del gas combustible, el cual cuenta con una malla separadora para asegurar la recuperación de la DEA que el gas haya podido arrastrar. El gas dulce después de pasar por la válvula de control que regula la presión a esta sección es enviado a la red de gas combustible.

La DEA recuperada sale del separador de gas combustible y se une a la corriente de DEA proveniente del fondo de la torre Absorbedora (DEA RICA), que se envía de nivel a la sección de regeneración de la Dietanolamina.

## REGENERACION DE DIETANOLAMINA

Esta sección cuenta con los siguientes equipos:

- Torre Regeneradora de DEA
- Intercambiador DEA RICA/DEA POBRE
- Rehervidor de la Torre Regeneradora
- Enfriador de DEA y Gas Acido
- Tanque de Balance de DEA
- Tanque de Desorción de Hidrocarburos
- Acumulador de Reflujo de la Torre Regeneradora
- Bombas de Reflujo de la Torre Regeneradora
- Filtros de DEA POBRE Y DEA RICA
- Bombas de DEA POBRE

La solución de DEA RICA proveniente del fondo de la torre absorbidora y el separador de gas combustible se alimenta al tanque de desorción (o de flasheo) con el fin de eliminar los hidrocarburos líquidos y parte de los gases ácidos retenidos por la DEA que por efecto de presión se encuentren disueltos en esta solución.

La amina rica acumulada en el tanque de desorción, se envía por diferencia de presiones al Intercambiador de calor DEA RICA / DEA POBRE, donde se calienta por medio de contracorriente de DEA pobre procedente del Rehervidor de la torre regeneradora.

Una vez precalentada, la Amina pasa al filtro de DEA RICA tipo cartucho, con la finalidad de eliminar los sólidos y partículas de sulfuro presentes en la solución de DEA, formados por el ensuciamiento de la Amina con el gas. Una vez filtrada la solución continúa hacia la torre regeneradora.

La DEA rica procedente del filtro es alimentada al plato No. 3 de la torre regeneradora la cual consta de 20 platos de los cuales los 18 de la parte inferior son para efectuar la regeneración de la solución absorbente y en los dos restantes, fluye agua a contracorriente con los gases ácidos con el fin de llevar a cabo el lavado de éstos y evitar pérdidas de DEA por arrastre.

El gas ácido saturado con agua sale del domo de la torre regeneradora fluyendo hacia el enfriador tipo soloaire donde se disminuye la temperatura hasta unos 49°C aproximadamente condensándose de esta manera los vapores de agua. Una corriente de inhibidor de corrosión es suministrada a la línea de alimentación del enfriador, con la finalidad de minimizar la corrosión en este equipo.

La mezcla de ácidos-agua condensada, entran al acumulador de reflujo de la torre regeneradora donde se lleva a cabo la separación de esta mezcla, los gases ácidos son e enviados al quemador a control de presión al quemador y el agua acumulada en este recipiente, se retorna al plato superior de la torre regeneradora en forma de reflujo siendo utilizado para determinar y eliminar el calor de la parte superior de la columna, para que se condensen los compuestos más pesados.

La solución de dietanolamina regenerada que sale por el fondo de la torre, entra al rehervdor que actúa como un plato más de la misma torre; la solución es enviada al Rehervidor con la finalidad de elevarle la temperatura produciéndose de esta manera los vapores necesarios para el agotamiento de los ácidos, los cuales salen por la parte superior del Rehervidor retornándose a la torre regeneradora donde a contracorriente son la solución de Amina Rica descendente la despojan de los gases ácidos.

El tanque de balance actúa como tanque de carga para las bombas de inyección de dietanolamina. En este tanque se tiene una alimentación de gas combustible para mantener una presión interna constante y proporcionar una carga neta positiva a las bombas.

La DEA POBRE, es succionado del tanque de balance por las bombas de Amina tipo reciprocante de tres pistones, con el fin de mandar la solución al domo de la torre absorbadora, la presión de descarga de las bombas es de 84.1 Kg/cm<sup>2</sup>. , en la descarga de las bombas se cuenta con un cartucho que sirve para inyectar agente antiespumante, que controle la formación de espuma en la torre absorbadora.