

## ANTORCHAS EN LAS PLANTAS DE REFINO DE PETRÓLEO

ACTIVIDADES CUBIERTAS SEGÚN NOMENCLATURA	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
SNAP 97	09.02.03
CRF	1B2c2i
NFR	1B2c

### Descripción de los procesos generadores de emisiones

En esta ficha se describen las emisiones debidas a la incineración de gases en las antorchas de las refinerías. Las antorchas cumplen con dos funciones:

- Son el elemento de seguridad más visible en la planta y contribuyen a asegurar la liberación de hidrocarburos en una situación de emergencia como, por ejemplo, una parada de la refinería. También constituyen un sistema de alivio de sobrepresión, en caso necesario.
- Por otro lado, son un elemento de protección medioambiental puesto que contribuyen a la quema controlada de los gases no reutilizables, tanto en situaciones de emergencia como en paradas programadas y que en caso de no quemarse, podrían acumularse y crear una nube tóxica e inflamable.

Para cumplir con ambas funciones, las antorchas se encuentran funcionando todos los días del año y a todas horas.

De forma general y esquemática, las partes de una antorcha son: sello, fuste y quemador.

Como sistemas de seguridad, se mantiene un gas de purga y el sello hidráulico, entre otros. El sistema de gas de purga continuo hacia la antorcha, evita la formación de mezclas explosivas en el interior de la misma en el caso de entrada de aire a través del quemador, así como el retroceso de la llama.

El sello hidráulico, se basa en una contracolumna de líquido y se encuentra en la parte inferior de la antorcha que contiene en su interior agua, y funciona como barrera para controlar la entrada de gas hacia unidades superiores. Cuando el gas tiene la suficiente presión empuja el agua hacia arriba y a través de unas escotaduras se abre paso hacia el fuste. El fuste es el encargado de hacer llegar el gas hasta el quemador y sus dimensiones dependerán de las características que se le quiera imprimir a la antorcha, entre ellas, la intensidad de llama.

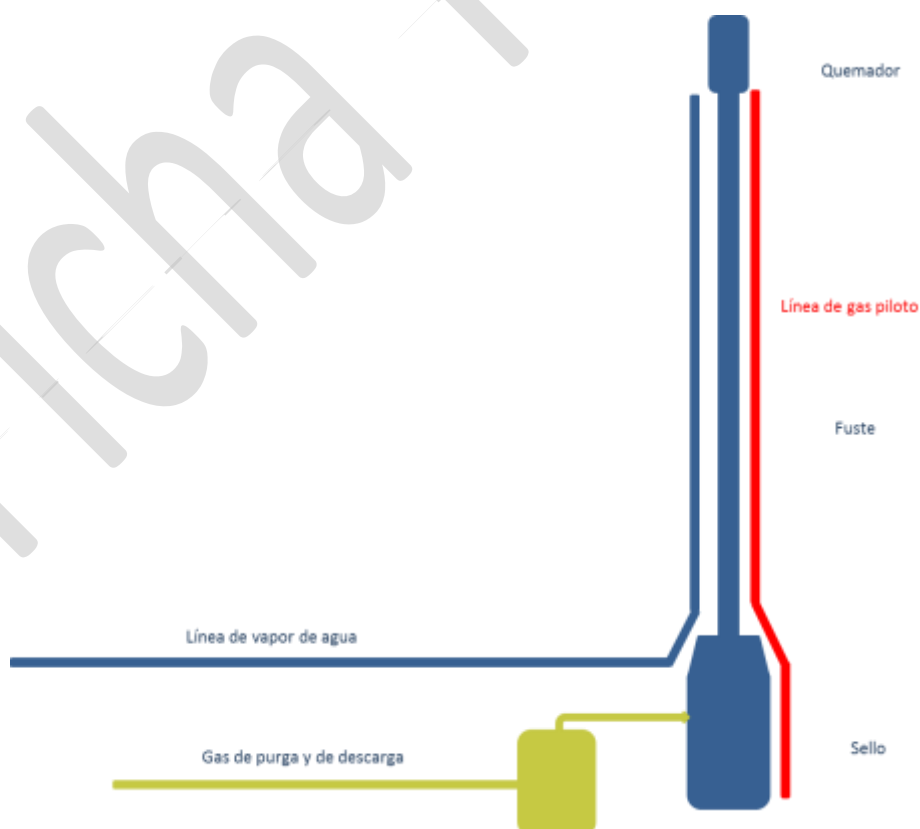


Figura 1. Esquema de una antorcha (Fuente: elaboración propia)

En el fuste se suele instalar una plataforma de 360° cerca de la parte superior de las antorchas y bajo el quemador con escaleras para su acceso, para su mantenimiento e inspecciones.

El quemador es un dispositivo mecánico que debe garantizar la máxima eficiencia en la quema de los hidrocarburos que llegan a la antorcha. Ha de producirse una mezcla adecuada de aire y combustible para que la combustión sea correcta. En el quemador se encuentra el piloto, que es el encargado del encendido de la antorcha.

En el mechero piloto, se puede inyectar, de forma opcional, vapor de agua, y gas de refinería, que facilita la combustión, con el fin de mejorar el funcionamiento de la antorcha, y evitar la generación de humos. Así se garantiza que la llama es continua y no entra aire al circuito.

La llama ha de permanecer siempre encendida para responder inmediatamente ante la descarga de gases que se pudieran producir de forma inesperada.

Las antorchas pueden ser de dos tipos:

- Elevadas, que son las más comunes y las que más se suelen visualizar desde lejos en las refinerías
- De suelo, que presentan algunas ventajas como menor visibilidad de la llama, emisiones y ruido y también algunos inconvenientes como un mayor coste, pudiendo provocar nubes de hidrocarburos en caso de mal funcionamiento.

## Contaminantes inventariados

### Gases de efecto invernadero

CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	HFCs	PFCs	SF <sub>6</sub>
✓	IE	NA	NA	NA	NA

OBSERVACIONES:

- *Notation Keys* correspondientes al último reporte a UNFCCC
- Las emisiones de CH<sub>4</sub> se reportan bajo la categoría CRF 1B2a4

### Contaminantes atmosféricos

Contaminantes principales				Material particulado				Otros	Metales pesados prioritarios			Metales pesados adicionales					Contaminantes orgánicos persistentes					
NO <sub>x</sub>	NM <sub>VOC</sub>	SO <sub>2</sub>	NH <sub>3</sub>	PM <sub>2.5</sub>	PM <sub>10</sub>	TSP	BC	CO	Pb	Cd	Hg	As	Cr	Cu	Ni	Se	Zn	DIOX	PAH	HCB	PCB	
✓	✓	✓	NE	✓	✓	✓	✓	✓	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NA	NA

OBSERVACIONES:

- *Notation Keys* correspondientes al último reporte de CLRTAP

## Sectores del Inventario vinculados

Las actividades del Inventario relacionadas con la presente ficha metodológica son las siguientes:

RELACIÓN CON OTRAS FICHAS METODOLÓGICAS			
ACTIVIDAD SNAP	ACTIVIDAD CRF	ACTIVIDAD NFR	DESCRIPCIÓN
01.03	1A1b	1A1b	Combustión en las plantas de refino de petróleo
04.01	1B2a4	1B2a4	Procesos en la industria de refino de petróleo
09.10.01	5D2	5D2	Tratamiento de aguas residuales en la industria

## Descripción metodológica general

La metodología utilizada en las antorchas es la siguiente:

Contaminante	Tier	Fuente	Descripción
CO <sub>2</sub>	T2/T3	IPCC 2006. Volumen 2, Capítulo 4: Emisiones Fugitivas	- La estimación de las emisiones se realiza basándose en medidas, facilitadas por las propias refinerías o que figuran en sus informes ETS <sup>1</sup> - En otros casos, se emplean factores de emisión deducidos de las características de los combustibles
SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , CO	T1/T2/ T3	EMEP/EEA 2016. Capítulo 1B2c, Venteo y antorchas	- Mediciones aportadas por las propias refinerías - En algunos casos, se emplean factores de emisión deducidos de las características de los combustibles - En el caso de no disponer de mediciones o de características de combustibles, se recurre a factores de emisión por defecto
NMVOC	T1	EMEP/EEA 2016. Capítulo 1B2c, Venteo y antorchas	- Factores de emisión por defecto
TSP, PM <sub>10</sub> , PM <sub>2,5</sub> y BC	T2/T3	EMEP/EEA 2016. Capítulo 1A1 Energía	- Se dispone de mediciones de TSP para una de las refinerías. Con estos datos se ha calculado un factor de emisión implícito que se asigna al resto de refinerías. Se asume que PM <sub>2,5</sub> y PM <sub>10</sub> tienen el mismo valor que TSP.

Una descripción más detallada de las metodologías de estimación de las emisiones mencionadas, se encuentra en las Fichas Introductorias A, B y C.

## Variable de actividad

Variable	Descripción
Crudo de petróleo procesado (t)	Este dato socioeconómico es el considerado en los FE empleados para el cálculo. El dato relativo al volumen de gases volcados a antorchas en las refinerías, no está disponible para toda la serie temporal y su aplicación no es factible.

## Fuentes de información sobre la variable de actividad

Periodo	Fuente
1990-2016	IQ facilitados por las 10 refinerías existentes en España

Las refinerías consideradas en el Inventario son las siguientes:

Empresa	Nombre	Provincia
REPSOL	Escombreras	Murcia
	Puertollano	Ciudad Real
	Tarragona	Tarragona
	La Coruña	La Coruña
PETRONOR	Somorrostro	Vizcaya
CEPSA	La Rábida	Huelva
	Tenerife	Santa Cruz de Tenerife
	Gibraltar	Cádiz
BP OIL	Castellón	Castellón
ASESA	Tarragona	Tarragona

<sup>1</sup> ETS, siglas en inglés de European Union Emission Trading Scheme (DIRECTIVA 2009/29/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero)

Y su localización:

El sistema español de inventario de emisiones de gases de efecto invernadero se basa en la información que se proporciona por los países miembros y por los reportes de los países miembros y por los reportes de los países miembros y por los reportes de los países miembros.



Figura 2. Distribución de las refinadoras en España  
(Fuente: AOP, Memoria 2014)

### Fuente de los factores de emisión

Contaminante	Tipo	Fuente	Descripción
CO <sub>2</sub>	CS	IQ/ ETS	Emisiones medidas en los propios IQ de las refinadoras o en los informes de verificación de ETS Balance de masas
		FE calculado	Se utiliza el FE de 3,15 kg/t de crudo producido. Procede de la ecuación del balance del CO <sub>2</sub> = 0,86 x 1/1000 x 44/12, siendo: <ul style="list-style-type: none"> <li>- 0,86 contenido de carbono del crudo (84% - 87% según la referencia "Refino de petróleo, gas natural y petroquímica"</li> <li>- 1/1000 cantidad de carbono del crudo que finalmente se emite como CO<sub>2</sub> por las antorchas</li> <li>- 44 peso molecular del CO<sub>2</sub></li> <li>- 12 Peso atómico del C</li> </ul>
NO <sub>x</sub>	CS	IQ	Emisiones medidas
	D	EMEP/EEA 2016 Capítulo 1B2c Venteo y quema en antorcha, tabla 3-2	FE por defecto
NMVOC	D	EMEP/EEA 2016 Capítulo 1B2c Venteo y quema en antorcha, tabla 3-2	FE por defecto
SO <sub>2</sub>	CS	IQ	Emisiones medidas o balance de masas
	D	EMEP/EEA 2016 Capítulo 1B2c Venteo y quema en antorcha, tabla 3-2	FE por defecto
CO	CS	IQ	Emisiones medidas
	D	EMEP/EEA 2016 Capítulo 1B2c Venteo y quema en antorcha, tabla 3-2	FE por defecto
TSP, PM <sub>10</sub> , PM <sub>2,5</sub>	CS	IQ	Emisiones medidas para una refinadora. Emisiones extrapoladas al resto de refinadoras en función del Factor de Emisión Implícito (FEI) calculado
BC	D	EMEP/EEA 2016 Capítulo 1A1 Industrias energéticas, tabla 4-7	FE por defecto

Observaciones: D: por defecto (del inglés "Default"); CS: específico del país (del inglés "Country Specific"); OTH: otros (del inglés "Other"); M: modelo (del inglés "Model")

## Incertidumbres

La incertidumbre de esta actividad se calcula a nivel de CRF 1B2c y es la recogida en la siguiente tabla.

Contaminante	Inc. VA	Inc. FE	Descripción
	(%)	(%)	
CO <sub>2</sub>	20	47,69	<u>Variable de actividad</u> : Se estima en un 10% para las relacionadas con los productos petrolíferos y un 20% para las relacionadas con el gas natural <u>Factores de emisión</u> : la incertidumbre se determina a partir de la metodología IPCC 2006

La incertidumbre de esta actividad se calcula a nivel de NFR 1B2c y es la recogida en la siguiente tabla.

Contaminante	Inc. VA	Inc. FE	Descripción
	(%)	(%)	
NO <sub>x</sub>	-	-	No estimada. El Inventario contempla en su estimación de incertidumbre total, aquellos sectores que más emiten hasta completar el 97% de las emisiones totales, quedando esta actividad y contaminante fuera del cómputo. Para más información, consultar la metodología para el cálculo de incertidumbres de los reportes a UNFCCC y CLRTAP.
NMVOC	-	-	
SO <sub>2</sub>	10	18,87	<u>Variable de actividad</u> : Se estima en un 10% para las relacionadas con los productos petrolíferos <u>Factor de emisión</u> : la incertidumbre se determina a partir de la metodología EMEP/EEA 2016
CO	-	-	Para estos contaminantes no se realizan análisis de incertidumbre. Para más información consultar la metodología para el cálculo de incertidumbres del reporte CRLTAP
PM <sub>2,5</sub>	-	-	
PM <sub>10</sub>	-	-	
TSP	-	-	
BC	-	-	
	-	-	

## Coherencia temporal de la series

En general se considera que las series de variables de actividad (crudo de petróleo procesado) presentan un alto grado de coherencia temporal por provenir la información de las propias refinerías. La serie de los factores de emisión presenta un grado aceptable de homogeneidad temporal.

## Observaciones

No procede.

## Criterio para la distribución espacial de las emisiones

El nivel de desagregación para el cálculo de las emisiones es a nivel provincial, basado en la ubicación de cada refinería, constituyendo un modelo "bottom-up".

## Juicio de experto asociado

No procede.

## Fecha de actualización

Abril 2018.

## ANEXO I

### Datos de la variable de actividad

Año	Crudo de petróleo procesado Toneladas
1990	53.555.851
1991	56.045.217
1992	57.241.235
1993	55.014.244
1994	56.606.145
1995	55.753.644
1996	55.523.960
1997	57.126.867
1998	60.859.067
1999	60.023.064
2000	59.173.795
2001	57.319.955
2002	57.891.767
2003	58.764.530
2004	61.733.697
2005	61.985.883
2006	62.341.006
2007	61.189.433
2008	62.779.336
2009	56.606.563
2010	57.882.304
2011	56.988.796
2012	64.884.275
2013	64.427.670
2014	65.189.930
2015	67.704.809
2016	67.959.468

## ANEXO II

### Datos de factores de emisión

SO <sub>2</sub> (g/t petróleo refinado)	NO <sub>x</sub> (g/t petróleo refinado)	NM VOC (g/t petróleo refinado)	CH <sub>4</sub> (g/t petróleo refinado)	CO (g/t petróleo refinado)	CO <sub>2</sub> (kg/t)	PM <sub>2,5</sub> (g/t alim.)	PM <sub>10</sub> (g/t alim.)	TSP (g/t alim.)	BC (g/t alim.)
87,2	61,2	2,3	IE	13,6	3,15	0,3	0,3	0,3 <sup>1</sup>	0,0075

Fuente: Libro Guía EMEP/EEA 2016, Capítulo 1B2c Venting and flaring, Tabla 3-2

IPCC 2006. Volumen 2, Capítulo 4, Tabla 4.2.4

Para convertir los FE de las tablas a las unidades necesarias para el Inventario, se ha utilizado la densidad de 883 kg/m<sup>3</sup> (véase referencia "Refino de petróleo, gas natural y petroquímica", pág 670)

<sup>1</sup> Se ha dispuesto de información de las emisiones de TSP en una de las refinерías para el periodo 2000-2012 deduciéndose a partir de esta información un factor de emisión medio para TSP, y se ha asumido para PM<sub>2,5</sub> y PM<sub>10</sub> ese mismo factor

## ANEXO III

### Cálculo de emisiones

Para la combustión, en general, el cálculo de las emisiones se realiza siguiendo la siguiente fórmula:

$$\text{Emisiones} = \text{Variable de actividad} \times \text{Factor de emisión}$$

Como ejemplo se plantea el cálculo de las emisiones para la LPS=0080, part=17 y para el contaminante NMVOC. Los datos son los siguientes:

AR = 10.825.839 Mg de crudo

FE<sub>NMVOC</sub> = 2,3 g/Mg petróleo refinado;

Emisión = 10.825.839 (Mg) \* 2,3 (g/Mg) / 10<sup>6</sup> = 24,9 t

Ficha Técnica



## ANEXO IV

### Emisiones

AÑO	SO <sub>2</sub> (t)	NO <sub>x</sub> (t)	NMVOC (t)	CO (t)	CO <sub>2</sub> (kt)	PM <sub>2,5</sub> (t)	PM <sub>10</sub> (t)	TSP (t)	BC (t)
1990	24.363,06	4.037,77	123,18	728,36	168,70	-	-	-	-
1991	18.609,15	3.273,09	128,90	762,21	176,54	-	-	-	-
1992	12.062,56	2.687,90	131,65	778,48	180,31	-	-	-	-
1993	25.995,77	5.603,15	126,53	748,19	173,29	-	-	-	-
1994	25.911,67	2.791,57	130,19	718,30	178,75	-	-	-	-
1995	22.959,60	2.893,74	128,23	706,55	184,47	-	-	-	-
1996	24.610,17	3.252,16	127,71	701,95	183,63	-	-	-	-
1997	19.448,61	2.690,27	131,39	724,42	181,04	-	-	-	-
1998	22.765,89	2.861,28	139,98	780,98	195,59	-	-	-	-
1999	18.296,54	2.825,76	138,05	765,29	192,69	-	-	-	-
2000	22.029,11	2.756,93	136,10	756,13	193,88	18,03	18,03	18,03	0,45
2001	16.437,07	3.133,18	131,84	721,38	193,76	16,72	16,72	16,72	0,42
2002	13.586,04	3.212,57	133,15	732,97	188,47	17,28	17,28	17,28	0,43
2003	13.244,70	3.211,65	135,16	745,24	153,78	17,11	17,11	17,11	0,43
2004	14.704,29	3.548,54	141,99	780,70	198,26	18,02	18,02	18,02	0,45
2005	14.032,87	2.923,23	142,57	785,36	196,17	18,06	18,06	18,06	0,45
2006	8.006,28	2.948,60	143,38	793,38	232,47	18,19	18,19	18,19	0,45
2007	6.905,44	2.956,40	140,74	784,17	504,88	17,85	17,85	17,85	0,45
2008	4.279,80	2.982,08	144,39	797,82	365,09	18,33	18,33	18,33	0,46
2009	4.901,51	2.717,72	130,20	718,05	318,17	16,45	16,45	16,45	0,41
2010	3.720,13	2.807,34	133,13	733,94	269,16	16,75	16,75	16,75	0,42
2011	2.681,07	2.813,58	131,07	721,44	337,75	16,62	16,62	16,62	0,42
2012	3.547,87	3.369,49	149,23	837,43	312,38	19,36	19,36	19,36	0,48
2013	3.106,38	3.250,83	148,18	821,38	272,32	18,71	18,71	18,71	0,47
2014	3.103,73	3.167,97	149,94	823,09	234,69	18,77	18,77	18,77	0,47
2015	4.663,24	3.323,64	155,72	856,18	210,89	19,32	19,32	19,32	0,48
2016	5.482,06	2.732,53	156,31	860,57	223,69	15,91	15,91	18,85	0,40