

**PROCESO Y DISPOSITIVO PARA REDUCIR CONTAMINANTES
AMBIENTALES EN COMBUSTIBLE MARINO PESADO.**

Antecedentes

001. Existen dos tipos de combustible marino, el combustible marino a base de destilado y el combustible marino a base de residuos. El combustible marino a base de destilado, también conocido como Gas Oleo Marino (MGO) o Combustible Diesel Marino (MDO) comprende fracciones de petróleo separadas del petróleo crudo en una refinería a través de un proceso de destilación. El gasóleo (también conocido como diesel medio) es un destilado de petróleo intermedio en el intervalo de ebullición y viscosidad entre el queroseno y el aceite lubricante que contiene una mezcla de hidrocarburos C₁₀₋₁₉. El gasóleo se usa para calentar hogares y usa para equipos pesados como grúas, excavadoras, generadores, lincs, tractores y cosechadoras. Generalmente, la maximización de la recuperación de gasóleo de los residuos es el uso más económico de los materiales por parte de las refinerías porque pueden romper gasóleos en gasolina y destilados valiosos. Los aceites diesel son muy similares a los gasóleos con diesel que contiene predominantemente una mezcla de hidrocarburos C₁₀ a C₁₉, que incluyen aproximadamente 64% de hidrocarburos alifáticos, 1-2% de hidrocarburos olefínicos y 35% de hidrocarburos aromáticos. Los motores diésel marinos pueden contener hasta un 15% de corrientes residuales de proceso y, opcionalmente, hasta un máximo del 5% en volumen de hidrocarburos aromáticos policíclicos (asfaltenos). Los combustibles diesel se utilizan principalmente como combustible de transporte terrestre y como componente de mezcla con queroseno para formar combustible para aviones.

18651/002WO1

002. Los combustibles de base residual o el combustible marino pesado (HMFO) comprenden una mezcla de residuos del proceso: las fracciones que no ebulen ni se vaporizan incluso en condiciones de vacío, y tienen un contenido de asfaltenos entre 3 y 20 por ciento en peso. Los asfaltenos son hidrocarburos policíclicos grandes y complejos con una propensión a formar precipitados complejos y cerosos. Una vez que los asfaltenos se han precipitado, son notoriamente difíciles de re-disolver y describen como lodos de tanques de combustible en la industria de transporte marítimo y la industria de combustible de búnker marino.
003. Los grandes buques oceánicos han confiado en HMFO para impulsar grandes motores diesel de dos tiempos durante más de 50 años. El HMFO es una mezcla de aromáticos, destilados y residuos generados en el proceso de refinería de petróleo crudo. Las corrientes típicas incluidas en la formulación de HMFO incluyen: fondos de torres atmosféricas (i.e., residuos atmosféricos), fondos de torres de vacío (i.e., residuos de vacío), residuos de visbreaker, FCC Combustible de ciclo ligero (LCO), FCC Combustible de ciclo pesado (HCO), también conocidos como fondos de FCC, FCC Combustible de lodos, gasóleos pesados y aceite de craqueo retardado (DCO), hidrocarburos aromáticos policíclicos, aceites de motor de transporte terrestre recuperados y pequeñas partes (menos del 20% en volumen) de aceite de corte, queroseno o diesel para lograr la viscosidad deseada. El HMFO tiene un contenido aromático más alto que los combustibles destilados marinos mencionados anteriormente. La composición de HMFO es compleja y varía con la fuente de petróleo crudo y los procesos de refinería utilizados para extraer el mayor valor de un barril de petróleo crudo. La mezcla de componentes generalmente se caracteriza por ser viscosa, alta en contenido de azufre y metal, y alta en

asfaltenos, lo que convierte el HMFO en el único producto del proceso de refinación que tiene un valor por barril menor que el petróleo crudo.

004. Las estadísticas de la industria indican que aproximadamente el 90% del HMFO vendido contiene 3.5% en peso de azufre. Con un consumo total estimado mundial de HMFO de aproximadamente 300 millones de toneladas por año, la producción anual de dióxido de azufre por parte de la industria naviera se estima en más de 21 millones de toneladas por año. Las emisiones de la quema de HMFO en barcos contribuyen significativamente a la contaminación atmosférica global y a los niveles locales de contaminación atmosférica.
005. El Convenio internacional para la prevención de la contaminación por los buques, MARPOL, administrado por la Organización Marítima Internacional (IMO) se promulgó para prevenir la contaminación de los buques. En 1997, se agregó un nuevo anexo a MARPOL; El Reglamento para la Prevención de la Contaminación del Aire por los Buques - Anexo VI para minimizar la contaminación del aire por las emisiones de los buques (SO_x, NO_x, ODS, VOC) y su contribución a la contaminación del aire. En octubre de 2008 se adoptó un Anexo VI revisado con límites de emisiones más estrictas que entró en vigencia el 1 de julio de 2010 (en adelante denominado Anexo VI (revisado) o simplemente Anexo VI).
006. El Anexo VI de MARPOL (revisado) estableció un conjunto de estrictos límites de emisiones para operaciones de embarcaciones en áreas designadas de control de emisiones (ECA). Las ECA en virtud del Anexo VI de MARPOL (revisado) son: i) Área del Mar Báltico - como se define en el Anexo I de MARPOL - SO_x solamente; ii) área del Mar del Norte - como

se define en el Anexo V de MARPOL - SO_x solamente; iii) América del Norte - como se define en el Apéndice VII del Anexo VI de MARPOL - SO_x, NO_x y PM; y, iv) área del Mar Caribe de los Estados Unidos - como se define en el Apéndice VII del Anexo VI de MARPOL - SO_x, NO_x y PM.

007. El Anexo VI (revisado) fue codificado en los Estados Unidos por la Ley para Prevenir la Contaminación de los Buques (APPS). Bajo la autoridad de APPS, la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (EPA), en consulta con la Guardia Costera de los Estados Unidos (USCG), promulgó regulaciones que incorporan por referencia el texto completo del Anexo VI de MARPOL (revisado). Ver 40 C.F.R. § 1043.100 (a) (1). El 1 de agosto de 2012, el contenido máximo de azufre de todos los combustibles marinos utilizados a bordo de buques que operan en aguas de EE. UU./ECA no puede superar el 1,00% en peso. (10,000 ppm) y el 1 de enero de 2015, el contenido máximo de azufre de todos los combustibles marinos utilizados en la ECA de América del Norte se redujo a 0,10% en peso. (1,000 ppm). Al momento de la implementación, el gobierno de los Estados Unidos indicó que los operadores de embarcaciones deben prepararse vigorosamente para el 0,10% en peso. (1,000 ppm) estándar de azufre de combustible marino ECA de EE. UU. Para alentar el cumplimiento, la EPA y la USCG se negaron a considerar que el costo del aceite combustible bajo en azufre que cumple con los requisitos sea una base válida para afirmar que el aceite combustible no estaba disponible para la compra. Durante los últimos cinco años ha habido un incentivo económico muy fuerte para satisfacer las demandas de la industria marina de HMFO bajo en azufre, sin embargo, no se han logrado soluciones técnicamente viables. Existe una demanda continua y urgente de procesos

y métodos para hacer un HMFO bajo en azufre que cumpla con los requisitos de emisiones del Anexo VI de MARPOL.

008. Debido a las ECA, todos los buques oceánicos que operan tanto fuera como dentro de estas ECA deben operar con diferentes aceites combustibles marinos para cumplir con los límites respectivos y lograr la máxima eficiencia económica. En tales casos, antes de ingresar al ECA, se requiere que un barco cambie por completo para usar el combustible marino que cumpla con la ECA, y que tenga a bordo procedimientos escritos sobre cómo se debe llevar a cabo. Del mismo modo, el cambio del uso de aceite combustible que cumple con ECA a HMFO no comenzará hasta después de salir de la ECA. Con cada cambio se requiere que se registren las cantidades de los aceites combustibles a bordo que cumplen con la ECA, con la fecha, la hora y la posición del barco al completar el cambio antes de la entrada o comenzar el cambio después de la salida de tales zonas. Estos registros deben hacerse en un libro de registro según lo prescrito por el Estado del pabellón del barco, a falta de cualquier requisito específico que el registro se pueda hacer, por ejemplo, en el Libro de registro de petróleo del Anexo I del barco.
009. El Anexo VI (revisado) también establece límites globales para las emisiones de óxido de azufre y óxido de nitrógeno de los gases de escape de los buques y las partículas y prohíbe las emisiones deliberadas de sustancias que agotan el ozono, como los hidroclorofluorocarbonados. Según el Anexo VI revisado de MARPOL, el límite global de azufre para HMFO se redujo a 3,50% en peso, vigente el 1 de enero de 2012; luego se redujo aún más al 0,50% en peso, en vigencia a partir del 1 de enero de 2020. Esta regulación ha sido objeto de mucha discusión tanto en la

industria del transporte marítimo como en la de abastecimiento de combustible marino. Por debajo del límite global, todos los barcos deben usar HMFO con un contenido de azufre de no más de 0,50% en peso. La IMO ha indicado repetidamente a la industria del transporte marítimo que, a pesar de la disponibilidad de combustible compatible o el precio del combustible compatible, cumple con el 0,50% en peso. El límite de azufre para HMFO se producirá el 1 de enero de 2020 y la IMO espera que el mercado de combustible resuelva este requisito. Ha habido un incentivo económico muy fuerte para satisfacer las demandas internacionales de la industria marina de HMFO bajo en azufre, sin embargo, no se han logrado soluciones técnicamente viables. Por lo tanto, existe una demanda continua y urgente de procesos y métodos para hacer un HMFO bajo en azufre que cumpla con los requisitos de emisiones del Anexo VI de MARPOL.

010. El Reglamento 14 de la IMO establece los valores límite y los medios para cumplirlos. Estos se pueden dividir en métodos denominados primarios (en los que se evita la formación del contaminante) o secundarios (en los que se forma el contaminante, pero se elimina antes de la descarga de la corriente de gases de escape a la atmósfera). No existen pautas con respecto a ningún método primario (que podría abarcar, por ejemplo, la mezcla a bordo de aceites combustibles líquidos o el uso de combustible dual (gas/líquido)). En los métodos de control secundario, se han adoptado directrices (MEPC.184 (59)) para los sistemas de limpieza de gases de escape; al usar tales arreglos, no habría restricción en el contenido de azufre de los combustibles según el abastecimiento, diferente, a la dada por el sistema de certificación. Por numerosas razones técnicas y económicas, los controles secundarios han sido rechazados por

las principales compañías navieras y no han sido ampliamente adoptados en la industria del transporte marítimo. El uso de controles secundarios no es visto como una solución práctica por la industria del transporte marítimo.

011. **Soluciones de control primario:** un enfoque para el cumplimiento de los requisitos de MARPOL se ha centrado en las soluciones de control primario para reducir los niveles de azufre en los componentes del combustible marino antes de la combustión basada en la sustitución de HMFO con combustibles alternativos. Sin embargo, el cambio de HMFO a combustibles alternativos plantea una serie de problemas para los operadores de embarcaciones, muchos de los cuales aún no son entendidos por la industria naviera o la industria de refinación. Debido a los riesgos potenciales para los sistemas de propulsión de los barcos (i.e., sistemas de combustible, motores, etc.) cuando un barco cambia de combustible, el proceso de conversión debe realizarse de manera segura y efectiva para evitar cualquier problema técnico. Sin embargo, cada combustible alternativo tiene dificultades económicas y técnicas para adaptarse a las décadas de infraestructura de envío y sistemas de abastecimiento basados en HMFO utilizado por la industria de transporte marítimo.
012. **LNG:** La solución de control primario más frecuente en la industria del transporte marítimo es la adopción de LNG como combustible primario o aditivo para HMFO. Un número creciente de barcos está utilizando gas natural licuado (LNG) como combustible primario. El gas natural como combustible marino para turbinas de combustión y en motores diesel conduce a emisiones insignificantes de óxido de azufre. Los beneficios del

gas natural han sido reconocidos en el desarrollo por parte de la IMO del Código internacional para buques que utilizan gases y otros combustibles de bajo punto de inflamación (el Código IGF), que fue adoptado en 2015. Sin embargo, el LNG presenta desafíos operativos a la industria marina que incluyen: -el almacenamiento a bordo de un líquido criogénico en un entorno marino requerirá una amplia renovación y reemplazo de los sistemas de almacenamiento y transferencia de combustible del búnker del barco; el suministro de LNG está lejos de ser ubicuo en los principales puertos mundiales; Se requerirán calificaciones actualizadas de la tripulación y capacitación para operar motores de LNG o combustible dual antes de salir al mar.

013. **Biocombustibles libres de azufre:** Otra solución primaria propuesta para lograr el cumplimiento de los requisitos de MARPOL es la sustitución de HMFO por biocombustibles libres de azufre. El biodiésel ha tenido un éxito limitado en el desplazamiento del diésel derivado del petróleo, sin embargo, el suministro sigue siendo limitado. El metanol se ha utilizado en algunos servicios de mar corto en el ECA del Mar del Norte en transbordadores y otros barcos litorales. La adopción generalizada del biocombustible, como el biodiésel o el metanol, presenta muchos desafíos para los propietarios de embarcaciones y la industria de combustible de abastecimiento. Estos desafíos incluyen: se requerirá la compatibilidad del sistema de combustible y la adaptación de los sistemas de combustible existentes; contaminación durante el almacenamiento de metanol y biodiesel a largo plazo por el agua y contaminación biológica; el contenido de calor de metanol y biodiésel por tonelada es sustancialmente menor que el HMFO; y el metanol tiene una alta presión de vapor y presenta serias preocupaciones de seguridad por incendios repentinos.

014. **Reemplazo de combustible pesado con gasóleo marino o diesel marino:** una tercera solución primaria propuesta es simplemente reemplazar HMFO con gasóleo marino (MGO) o diesel marino (MDO). La primera dificultad importante es la restricción en el suministro global de materiales destilados que constituyen más del 90% vol de MGO y MDO. Se informa que la capacidad de reserva efectiva para producir MGO es inferior a 100 millones de toneladas métricas por año, lo que resulta en un déficit anual de combustible marino de más de 200 millones de toneladas métricas por año. Las refinerías no solo carecen de la capacidad para aumentar la producción de MGO, sino que tampoco tienen una motivación económica porque se puede obtener un mayor valor y mayores márgenes del combustible diesel con contenido ultra bajo de azufre para los sistemas de transporte terrestres (i.e., camiones, trenes, sistemas de transporte masivo, equipo pesado de construcción, etc.).
015. **Mezcla:** Otra solución primaria es la mezcla de HMFO con combustibles que contengan menos azufre, como el diesel marino con bajo contenido de azufre (0,1% en peso de azufre) para lograr un Producto HMFO con un contenido de azufre de 0,5% en peso. En un enfoque de mezclado directo (basado en el mezclado lineal) cada tonelada de HSFO (3,5% de azufre) requiere 7,5 toneladas de material MGO o MDO con 0,1% de peso de S para lograr un HMFO con nivel de azufre del 0,5% en peso. Un versado en el arte de la mezcla de combustible comprenderá de inmediato que la mezcla daña las propiedades clave del HMFO, específicamente la viscosidad y la densidad se alteran sustancialmente. Además, un proceso de mezcla puede dar como resultado un combustible con viscosidad y densidad variables que ya no cumplan con los requisitos para un HMFO.

016. Pueden surgir complicaciones adicionales cuando se introduce HMFO mezclado en la infraestructura de abastecimiento de combustible y los sistemas de a bordo diseñados de otra manera para HMFO sin mezclar. Existe un riesgo real de incompatibilidad cuando los dos combustibles se mezclan. La mezcla de un combustible destilado principalmente de tipo parafínico (MGO o MDO) con un HMFO que tiene un alto contenido aromático a menudo se correlaciona con una baja solubilidad de los asfaltenos. Es probable que un combustible mezclado provoque la precipitación de asfaltenos y/o materiales altamente parafínicos del material destilado que forma un lodo del tanque de combustible intratable. El lodo del tanque de combustible causa la obstrucción de los filtros y separadores, las bombas de transferencia y las líneas, la acumulación de lodo en los tanques de almacenamiento, la acumulación en bombas de inyección de combustible (depósitos en el émbolo y el barril) y las boquillas de combustible obstruidas. Tal riesgo para el sistema de propulsión primario no es aceptable para un buque de carga en mar abierto.
017. Finalmente, la combinación de HMFO con productos destilados marinos (MGO o MDO) no es económicamente factible. Un mezclador tomará un producto de alto valor (gasóleo marino (MGO) 0,1% S o diesel marino (MDO)) y lo mezclará 7,5 a 1 con un HMFO de alto valor bajo en azufre para crear un IMO/MARPOL final que cumple HMFO (i.e. 0,5% en peso de S Combustible marino pesado bajo en azufre - LSHMFO). Se espera que LSHMFO se venda a un precio más bajo por tonelada que el valor de las dos componentes solos que se combinan.

018. **Procesamiento de aceite residual.** Durante las últimas décadas, el enfoque de los esfuerzos de investigación de la industria de refinación relacionados con el procesamiento de aceites pesados (petróleos crudos, petróleo desgastados o petróleo residuales) ha sido mejorar las propiedades de estos petróleo de proceso de refinería de bajo valor para crear petróleo más livianos con mayor valor. El desafío ha sido que el petróleo crudo, el petróleo desgastado y los residuos pueden ser inestables y contener altos niveles de azufre, nitrógeno, fósforo, metales (especialmente vanadio y níquel) y asfaltenos. Gran parte del níquel y el vanadio se encuentran en quelatos con porfirinas difíciles de eliminar. Las porfirinas de vanadio y níquel y otros compuestos orgánicos metálicos son responsables de la contaminación del catalizador y los problemas de corrosión en la refinería. El azufre, el nitrógeno y el fósforo se eliminan porque son venenos bien conocidos para los catalizadores de metales preciosos (platino y paladio) utilizados en los procesos corriente abajo de las torres de destilación atmosféricas o de vacío.
019. Las dificultades para tratar las corrientes residuales atmosféricas o de vacío se conocen desde hace muchos años y han sido objeto de considerables consultas e investigaciones. Se han desarrollado numerosos procesos de conversión de residuos de petróleo en los cuales los objetivos son los mismos: 1) crear un producto de hidrocarburos de rango preferiblemente destilado más valioso; y 2) concentrar los contaminantes como azufre, nitrógeno, fósforo, metales y asfaltenos en una forma (coque, residuo pesado de coque, aceite de lechada de FCC) para eliminación de la corriente de la refinería. La práctica bien conocida y aceptada en la industria de refinación es aumentar la severidad de la reacción (temperatura y presión elevadas) para generar productos de

hidrocarburos que sean más livianos y purificados, aumentar la vida útil del catalizador y eliminar azufre, nitrógeno, fósforo, metales y asfaltenos de la corriente de la refinería.

020. También es bien sabido en estos procesos que la naturaleza de la materia prima tiene una influencia significativa sobre los productos generados, la vida del catalizador y, en última instancia, la viabilidad económica del proceso. En un documento técnico representativo, La Cinética de hidrotratamiento de aceites residuales para sistemas de catalizadores graduados: efectos de las materias primas originales y tratadas, afirma que “Los resultados revelaron cambios significativos en la actividad, dependiendo de la materia prima utilizada para las pruebas. El estudio demuestra la importancia de una selección adecuada de las materias primas utilizadas en la evaluación del rendimiento y el cribado del catalizador candidato para los sistemas catalíticos graduados para el hidrotratamiento de aceite residual”. De esto, un versado en el arte entendería que las condiciones requeridas para el hidroprocesamiento exitoso de los residuos atmosféricos no son aplicables para el hidroprocesamiento exitoso de residuos de vacío que no son aplicables para el hidroprocesamiento exitoso de un residuo de visbreaker, y así sucesivamente. Las condiciones de reacción exitosas dependen de la materia prima. Por esta razón, las refinerías complejas modernas tienen múltiples unidades de hidroprocesamiento, cada una de las cuales se dirige a una corriente de hidrocarburos específica con un enfoque en la creación de hidrocarburos ligeros deseables y valiosos y en proporcionar un producto aceptable para el próximo proceso corriente abajo.

021. Otra dificultad en el procesamiento de residuos de petróleo pesado y otros hidrocarburos pesados es la inestabilidad inherente de cada corriente intermedia de refinería. Un versado en el arte entiende que hay muchas razones prácticas por las que cada corriente de refinería se maneja de forma aislada. Una de esas razones es la naturaleza impredecible de los asfaltenos contenidos en cada corriente. Los asfaltenos son hidrocarburos grandes y complejos con una propensión a precipitarse de las corrientes de hidrocarburos de la refinería. Un versado en el arte sabe que incluso pequeños cambios en los componentes o condiciones físicas (temperatura, presión) pueden precipitar asfaltenos que de otra manera se disolverían en solución. Una vez precipitados de la solución, los asfaltenos pueden bloquear rápidamente las líneas vitales, las válvulas de control, recubrir los dispositivos de detección críticos (i.e., sensores de temperatura y presión) y generalmente resultan en la interrupción severa y muy costosa y el cierre de una unidad o de toda la refinería. Por esta razón, ha sido una práctica de larga data en las refinerías no mezclar corrientes de productos intermedios (como residuos atmosféricos, residuos de vacío, aceite de lechada de FCC, etc.) y procesar cada corriente en reactores separados.
022. En resumen, desde el anuncio de los estándares MARPOL que reducen los niveles globales de azufre en HMFO, las refinerías de petróleo crudo no han emprendido los esfuerzos técnicos para crear un sustituto bajo en azufre para HMFO. A pesar de los fuertes incentivos gubernamentales y económicos y de las necesidades de la industria del transporte marítimo internacional, las refinerías tienen pocas razones económicas para abordar la eliminación de contaminantes ambientales de los HMFO. En cambio, la industria global de refinación se ha centrado en generar un

mayor valor de cada barril de petróleo mediante la creación de hidrocarburos ligeros (i.e., diesel y gasolina) y concentrar los contaminantes ambientales en corrientes de valor cada vez más bajos (i.e., residuos) y productos (coque de petróleo, HMFO). Las compañías navieras se han centrado en soluciones a corto plazo, como la instalación de unidades de depuración o la adopción del uso limitado de gasóleo marino y gasóleo marino con bajo contenido de azufre como un sustituto de HMFO. En mar abierto, la mayoría, si no todas, las principales compañías navieras continúan utilizando el combustible económicamente más viable, que es HMFO. Sigue existiendo una necesidad antigua e insatisfecha de procesos y dispositivos que eliminen los contaminantes ambientales (i.e., azufre, nitrógeno, fósforo, metales, especialmente vanadio y níquel) de HMFO sin alterar las cualidades y propiedades que hacen del HMFO el medio más económico y práctico de potenciar embarcaciones oceánicas. Además, sigue existiendo una necesidad duradera y no satisfecha de IMO que cumpla con un HMFO bajo en azufre (i.e., 0,5% en peso de azufre) o ultra bajo (0,10 en peso de azufre) que también cumple con las propiedades a granel requeridas para un HMFO ISO 8217 comercializable.

Resumen

023. Es un objetivo general reducir los contaminantes ambientales de un combustible marino pesado (HMFO) en un proceso que minimiza los cambios en las propiedades deseables del HMFO y minimiza la producción innecesaria de hidrocarburos derivados (i.e., hidrocarburos destilados ligeros), que tiene C1-C8 y nafta salvaje (C5-C20).

18651/002WO1

024. Un primer aspecto y una implementación ilustrativa abarca un proceso para reducir los contaminantes ambientales en un Materia prima de Combustible Marino Pesado, el proceso involucra: mezclar una cantidad de materia prima de Combustible Marino Pesado con una cantidad de mezcla de Gas de Activación para dar una mezcla de materia prima; poner en contacto la mezcla de materia prima con uno o más catalizadores para formar una Mezcla de Proceso a partir de la mezcla de materia prima; recibir dicha Mezcla de Proceso y separar los componentes líquidos de un producto de petróleos combustible marino pesado de la Mezcla de Proceso de los componentes gaseosos y los componentes de hidrocarburos derivados de la Mezcla de Proceso y descargar el petróleos de combustible marino pesado del producto.
025. Un segundo aspecto y una implementación ilustrativa abarca un proceso para reducir los contaminantes ambientales en HMFO, en el que el proceso implica: mezclar una cantidad de materia prima HMFO con una cantidad de mezcla de Gas de Activación para dar una mezcla de materia prima; poner en contacto la mezcla de materia prima con uno o más catalizadores para formar una Mezcla de Proceso a partir de la mezcla de materia prima; recibir dicha Mezcla de Proceso y separar los componentes líquidos de la Mezcla de Proceso de los componentes gaseosos a granel de la Mezcla de Proceso; recibir dichos componentes líquidos y separar cualquier componente gaseoso residual y componentes de hidrocarburos derivados del Producto procesado HMFO; y, descargar el producto procesado HMFO.
026. Un tercer aspecto y una implementación ilustrativa abarca un dispositivo para reducir contaminantes ambientales en un Materia prima HMFO, el

dispositivo tiene un primer recipiente, un segundo recipiente en comunicación fluida con el primer recipiente y un tercer recipiente en comunicación fluida con el segundo recipiente y una línea de descarga desde el tercer recipiente para descargar el Producto HMFO. El primer recipiente recibe una cantidad de Materia prima HMFO mezclado con una cantidad de una mezcla de Gas de Activación y poner en contacto la mezcla resultante con uno o más catalizadores bajo ciertas condiciones de proceso para formar una Mezcla de Proceso. El segundo recipiente recibe la Mezcla de Proceso del primer recipiente y separa los componentes líquidos de los componentes gaseosos a granel dentro de la Mezcla de Proceso. Los componentes gaseosos a granel se envían para su posterior procesamiento. Los componentes líquidos se envían al tercer recipiente que separa cualquier componente gaseoso residual y cualquier componente de hidrocarburo derivado (principalmente nafta ligera y salvaje) del Producto procesado HMFO que posteriormente se descarga.

Descripción de dibujos

027. La Figura 1 es un diagrama de flujo de proceso de un proceso para producir Producto HMFO.
028. La Figura 2 es un diagrama esquemático básico de una planta para producir Producto HMFO.
029. La Figura 3a es un diagrama esquemático básico de una primera variación alternativa de la Sección del Reactor en una planta para producir Producto HMFO en la segunda implementación ilustrativa.

030. La Figura 3b es un diagrama esquemático básico de una segunda variación alternativa de la Sección del Reactor en una planta para producir Producto HMFO en la segunda implementación ilustrativa.

Descripción detallada

031. Los conceptos inventivos tal como se describen en el presente documento utilizan términos que deberían ser bien conocidos por un versado en el arte, sin embargo, ciertos términos se utilizan con un significado específico y estos términos se definen a continuación:

El combustible marino pesado (HMFO) es un combustible derivado del petróleo que cumple con los estándares de la norma ISO 8217: 2017 para las propiedades a granel de los combustibles marinos residuales, excepto los niveles de concentración de los contaminantes ambientales.

Los contaminantes ambientales son componentes orgánicos e inorgánicos de HMFO que resultan en la formación de SO_x, NO_x y materiales particulados durante la combustión.

Materia prima HMFO es un combustible derivado del petróleo que cumple con los estándares de la norma ISO 8217: 2017 para las propiedades a granel de los combustibles marinos residuales, excepto por la concentración de contaminantes ambientales, preferiblemente la materia prima de HMFO tiene un contenido de azufre mayor que el estándar MARPOL global de 0,5% en peso de azufre, y preferiblemente tiene un contenido de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) entre el rango de 5,0% en peso a 1,0% en peso de azufre (ISO 14596 o ISO 8754).

El producto HMFO es un combustible derivado del petróleo que cumple con los estándares de la norma ISO 8217: 2017 para las propiedades a granel de los combustibles marinos residuales y logra un contenido de azufre más bajo que el estándar global MARPOL de 0,5% en peso de azufre (ISO 14596 o ISO 8754), y preferiblemente un contenido máximo de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) entre el rango de 0,05% en peso a 1,0% en peso.

Gas de Activación: es una mezcla de gases utilizados en el proceso combinados con el catalizador para eliminar los contaminantes ambientales del HMFO de la materia prima.

Comunicación fluida: es la capacidad de transferir fluidos (ya sea líquido, gas o combinaciones de estos, que podrían tener sólidos suspendidos) desde un primer recipiente o ubicación a un segundo recipiente o ubicación, esto puede abarcar conexiones hechas por tuberías (también llamadas una línea), carretes, válvulas, tanques de retención intermedios o tanques de compensación (también llamado tambor). **Calidad comercial:** es un nivel de calidad para un combustible marino residual de tal manera que el combustible sea apto para el propósito ordinario para el que está destinado a servir (i.e., servir como fuente de combustible residual para un barco marino) y puede venderse comercialmente y es fungible con combustible pesado o residual de búnker marino.

Bbl o bbl: es una medida volumétrica estándar para el petróleo; 1 bbl = 0,1589873 m³; o 1 bbl = 158,9873 litros; o 1 bbl = 42,00 galones líquidos estadounidenses.

Bpd: es una abreviatura de Bbl por día.

SCF: es una abreviatura para pie cúbico estándar de un gas; un pie cúbico estándar (a 14,73 psi y 60°F) equivale a 0,0283058557 metros cúbicos estándar (a 101,325 kPa y 15°C).

032. Los conceptos inventivos se ilustran con más detalle en esta descripción que hace referencia a los dibujos, en los que la FIGURA 1 muestra los flujos de proceso de bloque generalizados para reducir los contaminantes ambientales en un Materia prima HMFO y producir un HMFO de producto de acuerdo con una primera implementación ilustrativa. Un volumen predeterminado de materia prima HMFO (2) se mezcla con una cantidad predeterminada de Gas de Activación (4) para dar una mezcla de materia prima. La materia prima HMFO utilizado generalmente cumple con las propiedades físicas a granel y ciertas propiedades químicas clave para un combustible residual marino que cumple con ISO8217: 2017 exclusivo de los contaminantes ambientales. Más particularmente, cuando el contaminante ambiental es azufre, la concentración de azufre en la materia prima HMFO puede estar entre el rango de 5,0% en peso a 1,0% en peso. La materia prima HMFO debe tener propiedades físicas a granel que se requieren de un HMFO compatible con ISO8217: 2017 de: una viscosidad cinemática máxima a 50C (ISO 3104) entre el rango de 180 mm²/s a 700 mm²/s y una densidad máxima a 15°C (ISO 3675) entre el rango de 991,0 kg/m³ a 1010,0 kg/m³ y un CCAI es de 780 a 870 y un punto de inflamación (ISO 2719) no inferior a 60,0 C. Otras propiedades de la materia prima HMFO conectada a la formación del material particulado (PM) incluye: un sedimento total máximo envejecido (ISO 10307-2) de 0,10% en peso y un residuo máximo de carbón residual – micrométodo (ISO 10370) entre el rango de 18,00% en peso y 20,00% en

peso y un contenido máximo de aluminio más silicio (ISO 10478) de 60 mg/kg. Los posibles contaminantes ambientales distintos del azufre que pueden estar presentes en la materia prima HMFO por encima de los requisitos ISO pueden incluir vanadio, níquel, hierro, aluminio y silicio sustancialmente reducidos por el proceso de la presente invención. Sin embargo, un versado en el arte apreciará que el contenido de vanadio sirve como un indicador general de estos otros contaminantes ambientales. En una implementación preferida, el contenido de vanadio cumple con ISO, por lo que el MHFO de materia prima tiene un contenido máximo de vanadio (ISO 14597) entre el rango de 350 mg/kg a 450 ppm mg/kg.

033. En cuanto a las propiedades del Gas de Activación, el Gas de Activación debe seleccionarse de mezclas de nitrógeno, hidrógeno, dióxido de carbono, agua gaseosa y metano. La mezcla de gases dentro del Gas de Activación debe tener una presión parcial de gas ideal de hidrógeno (p_{H_2}) mayor del 80% de la presión total de la mezcla de Gas de Activación (P) y más preferiblemente en donde el Gas de Activación tiene una presión parcial de gas ideal de hidrógeno (p_{H_2}) mayor del 95% de la presión total de la mezcla de Gas de Activación (P). Un versado en el arte apreciará que el contenido molar del Gas de Activación es otro criterio, el Gas de Activación debe tener una fracción molar de hidrógeno en el rango entre 80% y 100% de los moles totales de la mezcla de Gas de Activación, más preferiblemente en donde el Gas de Activación tiene una fracción molar de hidrógeno entre 80% y 99% de los moles totales de la mezcla de Gas de Activación

18651/002WO1

034. La mezcla de materia prima (i.e., la mezcla de Materia prima HMFO y Gas de Activación) se lleva a las condiciones de proceso de temperatura y presión e introduce en un primer recipiente, preferiblemente un recipiente reactor, de modo que la mezcla de materia prima se pone en contacto con uno o más catalizadores (6) para formar una Mezcla de Proceso a partir de la mezcla de materia prima.
035. Las condiciones del proceso se seleccionan de modo que la relación de la cantidad del Gas de Activación a la cantidad de materia prima HMFO es $1404 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (250 scf del gas/bbl) de materia prima HMFO a $56146 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (10,000 scf gas/bbl) de materia prima HMFO; y preferiblemente entre $11229 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (2000 scf gas/bbl) de Materia prima HMFO; 5.61 a $28073 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (1 a 5000 scf gas/bbl) de Materia prima HMFO más preferiblemente entre $14036 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (2500 scf gas/bbl) de Materia prima HMFO a $25266 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (4500 scf gas/bbl) de Materia prima HMFO. Las condiciones del proceso se seleccionan de modo que la presión total en el primer recipiente esté entre 1724 KPa (250 psig) y 30684 KPa (3000 psig); preferiblemente entre 3895 KPa (1000 psig) y 17237 KPa (2500 psig), y más preferiblemente entre 10342 KPa (1500 psig) y 15168 KPa (2200 psig). Las condiciones del proceso se seleccionan de modo que la temperatura indicada dentro del primer recipiente esté entre 500°F y 900°F, preferiblemente entre 343 °C (650°F) y 454 °C (850°F) y más preferiblemente entre 360 °C (680°F) y 427 °C (800°F). Las condiciones del proceso se seleccionan de modo que la velocidad del espacio líquido por hora dentro del primer recipiente esté entre 0,05 petróleo/hora/ m^3 de catalizador y 1,0 petróleo/hora/ m^3 de catalizador; preferiblemente entre 0,08 de petróleo/hora/ m^3 de catalizador y 0,5 de petróleo/hora/ m^3 de catalizador; y más preferiblemente entre 0,1 de petróleo/hora/ m^3 de

18651/002WO1

catalizador y 0,3 de petróleo/hora/m³ de catalizador para lograr la desulfuración con niveles de azufre del producto por debajo de 0,5% en peso.

036. Alguien versado en el arte apreciará que las condiciones del proceso están determinadas para considerar la capacidad hidráulica de la unidad. La capacidad hidráulica de ejemplo para la unidad de tratamiento puede estar entre 100 bbl de Materia prima HMFO/día y 100,000 bbl de Materia prima HMFO/día, preferiblemente entre 1000 bbl de Materia prima HMFO/día y 60,000 bbl de Materia prima HMFO/día, más preferiblemente entre 5,000 bbl de Materia prima HMFO/día y 45,000 bbl de materia prima HMFO/día, y aún más preferiblemente entre 10,000 bbl de materia prima HMFO/día y 30,000 bbl de materia prima HMFO/día
037. El proceso puede utilizar uno o más sistemas catalizadores seleccionados del grupo que consiste en: un catalizador heterogéneo de un metal de transición soportado en un lecho en ebullición, un catalizador heterogéneo de metal de transición soportado en un lecho fijo y una combinación de catalizadores heterogéneos de metal de transición soportado en un lecho en ebullición y catalizadores heterogéneos de metales de transición soportados en un lecho fijo. Un versado en el arte apreciará que un catalizador heterogéneo de metal de transición soportado en lecho fijo estará técnicamente más fácil de implementar y prefiere. El catalizador heterogéneo de metal de transición comprende un vehículo poroso catalizador de óxido inorgánico y un catalizador de un metal de transición. El vehículo catalizador de óxido inorgánico poroso es al menos un vehículo seleccionado del grupo que consiste en vehículo de alúmina, vehículo alúmina/boria, un vehículo que contiene aluminosilicato que

contiene metal, vehículo alúmina/fósforo, vehículo compuesto de alúmina/metal alcalinotérreo, vehículo alúmina/titania y vehículo alúmina/zirconia. El componente de metal de transición del catalizador es uno o más metales seleccionados del grupo que consiste en los grupos 6, 8, 9 y 10 de la Tabla Periódica. En una implementación preferida e ilustrativa, el catalizador heterogéneo de metal de transición es un vehículo poroso catalizador de óxido inorgánico y un catalizador de metal de transición, en el que el vehículo catalizador de óxido inorgánico poroso preferido es alúmina y el catalizador de metal de transición preferido es Ni-Mo, Co--Mo, Ni--W o Ni-Co-Mo.

038. La Mezcla de Proceso (10) se retira del primer recipiente y pone en contacto con uno o más catalizadores y envía por comunicación fluida a un segundo recipiente (12), preferiblemente un separador de gas-líquido o un separador en caliente y separadores fríos, para separar los componentes líquidos (14) de la Mezcla de Proceso a partir de los componentes gaseosos a granel (16) de la Mezcla de Proceso. Los componentes gaseosos (16) se tratan más allá de los límites de la batería del proceso inmediato. Dichos componentes gaseosos pueden incluir una mezcla de los componentes de Gas de Activación e hidrocarburos más ligeros (principalmente metano, etano y propano, pero algo de nafta salvaje) que pueden haberse formado inevitablemente como parte de los hidrocarburos derivados del proceso.
039. Los componentes líquidos (14) se envían por comunicación fluida a un tercer recipiente (18), preferiblemente un sistema separador de productos de aceite combustible, para separar los componentes gaseosos residuales (20) y los componentes derivados de los hidrocarburos (22) del producto

HMFO (24). Los componentes gaseosos residuales (20) pueden ser una mezcla de gases seleccionados del grupo que consiste en: nitrógeno, hidrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, agua gaseosa, hidrocarburos C1-C5. Este gas residual se trata fuera de los límites de la batería del proceso inmediato, combinado con otros componentes gaseosos (16) eliminados de la Mezcla de Proceso (10) en el segundo recipiente (12). El componente del producto de hidrocarburo líquido, que son hidrocarburos condensables formados inevitablemente en el proceso (22), puede ser una mezcla seleccionada del grupo que consiste en hidrocarburos C5-C20 (nafta salvaje) (nafta - diesel) y otros hidrocarburos líquido livianos condensables (C4-C8) que pueden utilizarse como parte del grupo de mezcla de combustible para motores o venderse como componentes de mezcla de gasolina y diesel en el mercado abierto.

040. El producto procesado HMFO (24) se descarga a través de la comunicación fluida en tanques de almacenamiento más allá de los límites de la batería del proceso inmediato. El producto HMFO cumple con ISO8217: 2017 y tiene un contenido máximo de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) entre el rango de 0,05% en peso a 1,0% en peso, preferiblemente un contenido de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) entre el rango de 0,05% en peso ppm y 0,7% en peso. y más preferiblemente un contenido de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) entre el rango de 0,1% en peso y 0,5% en peso. El contenido de vanadio del Producto HMFO también cumple con ISO con un contenido máximo de vanadio (ISO 14597) entre el rango de 350 mg/kg a 450 ppm mg/kg, preferiblemente un contenido de vanadio (ISO 14597) entre el rango de 200 mg/kg y 300 mg/kg y más preferiblemente un contenido de vanadio (ISO 14597) entre el rango de 50 mg/kg y 100 mg/kg.

18651/002WO1

041. La Materia prima HFMO debe tener propiedades físicas a granel que cumplan con ISO de: una viscosidad cinemática máxima a 50°C (ISO 3104) entre el rango de 180 mm²/s a 700 mm²/s; una densidad máxima a 15C (ISO 3675) entre el rango de 991,0 kg/m³ a 1010,0 kg/m³; un CCAI está en el rango de 780 a 870; un punto de inflamación (ISO 2719) no inferior a 60,0 C un sedimento total máximo envejecido (ISO 10307-2) de 0,10% en peso; un carbono residual máximo – micrométodo (ISO 10370) entre el rango de 18,00% en peso y 20,00% en peso, y un contenido máximo de aluminio más silicio (ISO 10478) de 60 mg/kg.
042. El Producto HMFO tendrá un contenido de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) entre 1% y 10% del contenido máximo de azufre del Materia prima de Combustible Marino Pesado. Es decir, el contenido de azufre del Producto se reducirá en aproximadamente un 80% o más en comparación con el de la Materia prima HMFO. De forma similar, el contenido de vanadio (ISO 14597) del Producto del Combustible Marino Pesado esta entre 1% y 10% del contenido máximo de vanadio del Combustible Marino Pesado. Un versado en el arte apreciará que los datos anteriores indican una reducción sustancial en el contenido de azufre y vanadio que indican un proceso que ha logrado una reducción sustancial en los contaminantes ambientales de la Materia prima HMFO mientras se mantienen las propiedades deseables de un HMFO compatible con ISO.
043. Como nota al margen, el componente gaseoso residual es una mezcla de gases seleccionados del grupo que consiste en: nitrógeno, hidrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, agua gaseosa, hidrocarburos C1-C5. Un depurador de aminas eliminará efectivamente el contenido de sulfuro de hidrógeno que luego puede procesarse utilizando tecnologías y

procesos bien conocidos por un versado en el arte. En una implementación ilustrativa preferible, el sulfuro de hidrógeno se convierte en azufre elemental usando el conocido proceso Claus. Una implementación alternativa utiliza un proceso patentado para la conversión del sulfuro de hidrógeno en ácido hidrosulfúrico. De cualquier manera, el azufre se elimina de entrar al medio ambiente antes de quemar el HMFO en el motor de un barco. El gas limpio puede ser ventilado, quemado o más preferiblemente reciclado para uso como Gas de Activación.

044. Los componentes derivados de hidrocarburos son una mezcla de hidrocarburos C5-C20 (nafta salvaje) (nafta-diésel) que pueden ser dirigidos a la piscina de mezcla de combustible para motores o vendidos sobre la cerca a una refinería contigua o incluso utilizados para disparar calentadores y turbinas de combustión para proporcionar calor y energía al proceso. Estos productos derivados de hidrocarburos que son el resultado de reacciones de hidrocrackeo deben ser inferiores al 10% en peso, preferiblemente menos del 5% en peso y más preferiblemente menos del 2% en peso del balance general de masa del proceso.
045. Descripción de la planta de producción: Pasando ahora a una implementación ilustrativa más detallada de una planta de producción, la Figura 2 muestra un esquema para una planta de producción que implementa el proceso descrito anteriormente para reducir los contaminantes ambientales en un Materia prima HMFO para producir un producto HMFO de acuerdo con la segunda implementación ilustrativa. Una implementación alternativa para la planta de producción en la que se utilizan reactores múltiples se proporciona en la Figura 3a y la Figura 3b dentro del alcance de la presente invención.

046. Las tablas 2 y 3 proporcionan la identificación de las corrientes y la identificación del equipo utilizado en la Figura 2.

<u>Tabla 2: Identificaciones de corriente utilizadas en la Figura 2.</u>		
ID de la corriente	Nombre	Descripción
A	Materia prima Combustible marino pesado (HMFO)	La Materia prima HMFO es una corriente de hidrocarburos con un contenido de azufre superior a 10000 ppm en peso. Rango de hidrocarburos entre C12 - C70 + El rango de ebullición de la corriente está entre 350°F y 1110 +°F.
A'	Materia prima presurizada HMFO	Materia prima HMFO sometida presión para el proceso
A''	Materia prima HMFO parcialmente calentada y presurizada	La Materia prima HMFO sometida a presión para el proceso y parcialmente calentada
B	Producto HMFO	El producto HMFO es una corriente de hidrocarburos con un contenido de azufre inferior a 5000 ppm en peso. Los hidrocarburos oscilan entre C12 y C70+. El rango de ebullición de la corriente está entre 350°F y 1110+°F.
C	Gas de activación	El gas de activación se selecciona de mezclas de nitrógeno, hidrógeno, dióxido de carbono, agua gaseosa y metano, con una presión parcial de gas ideal de hidrógeno (p_{H_2}) superior al 80% de la presión total de la mezcla de gas de activación (P)
C'	Reciclado del gas de activación	Proporcionado por el absorbedor de Amina y recomprimido para reciclar en el proceso.
C''	Preparación del gas de activación	Proporcionado por OSBL
D	Mezcla de materia	Mezcla de materia prima HMFO y gas de

18651/002WO1

	prima D	activación
D'	Mezcla de materia prima calentada	Mezcla de materia prima HMFO y gas de activación calentado para a las condiciones de proceso
E	Efluente del sistema del reactor	Mezcla de productos del sistema del reactor
E'	Efluente del sistema del reactor parcialmente enfriado	Mezcla de productos del sistema del reactor
F	componentes gaseosos del efluente del sistema del reactor	Enviar al separador en caliente del enfriador del aire de vapor
F'	Componentes gaseosos enfriados del efluente del sistema del reactor.	Corriente gaseoso enviado al separador en frio
F''	Componentes gaseosos F'' del separador en frío	Corriente gaseosa enviada al absorbedor Amina
G	componentes líquidos del efluente del sistema del reactor	Flujo de hidrocarburos enviado al sistema separador de productos de combustible
H	Líquidos hidrocarbonados del separador en frío	Flujo de hidrocarburos enviado al sistema separador de productos de combustible
I	Agua líquida condensada del separador en frío	Enviar al OSBL para tratamiento
J	Amina de apoyo	La amina de apoyo alimenta el absorbedor de

18651/002WO1

		Amina para absorber el H ₂ S contenido en el hidrógeno reciclado.
K	Rico en Amina	El producto rico en amina del absorbedor de amina contiene el sulfuro de hidrógeno absorbido.
L	gas de purga del depurador	El gas de purga del depurador contiene hidrógeno, hidrocarburos, vapor de agua y niveles de ppm de sulfuro de hidrógeno.
M	Desfogue del separador del combustible de petróleo	El desfogue del separador del combustible de petróleo contiene hidrógeno, sulfuro de hidrógeno, vapor e hidrocarburos enviados por OSBL.

Tabla 3: Identificaciones de equipos utilizados en la Figura 2.		
ID del Equipo	Nombre	Descripción
1	Tambor de compensación de alimentación de petróleo	Recipiente que recibe Materia prima HMFO de OSBL y proporciona un volumen de compensación adecuado para garantizar el buen funcionamiento de la unidad.
1b	Línea de alimentación desde el tambor de compensación de alimentación de petróleo a la bomba de alimentación de petróleo	
1c	Línea de descarga de agua desde el tambor de compensación de alimentación	Línea de descarga de agua a OSBL
3	Bomba de alimentación de petróleo	Bomba que suministra petróleo combustible a la presión requerida para el proceso.
3a	Línea desde la bomba de alimentación de petróleo hasta la alimentación de	

18651/002WO1

	petróleo/intercambiador en caliente del producto	
5	Alimentación de petróleo/intercambiador en caliente del producto	Intercambiador cruzado que recupera el calor del producto de petróleo para calentar la alimentación de petróleo.
5a	Línea desde alimentación de petróleo/intercambiador en caliente de producto hasta la alimentación del reactor/intercambiador en caliente del efluente	
7	Alimentación del reactor/intercambiador del efluente	Intercambiador cruzado que recupera el calor del efluente del sistema del reactor a la alimentación del reactor.
7a	Línea desde la alimentación del reactor/intercambiador del efluente hasta el punto de mezclado X	
9	Línea desde el punto de mezcla (X) hasta el horno de alimentación del reactor	Calentador encendido que calienta la alimentación del reactor a la temperatura de entrada del reactor especificada.
9 ^a	Línea desde el punto de mezclado (X) hasta el horno de alimentación del reactor	
9b	Línea desde el horno de alimentación del reactor hasta el sistema	
11	Sistema del reactor	Sistema de recipiente(s) cargado(s) con catalizador(es)
11a	Línea desde el sistema del reactor hasta la alimentación del	

18651/002WO1

	reactor/intercambiador del efluente	
11b	Línea desde la alimentación del reactor/intercambiador del efluente hasta el separador en caliente	
13	Separador en Caliente	Recipiente que recibe el efluente del sistema del reactor después de haber sido enfriado en la alimentación del reactor/intercambiador del efluente.
13a	Línea que conecta el separador en caliente a la línea 17b y con el enfriador de aire del vapor del separador en caliente	
13b	Línea desde el separador en caliente hasta el sistema de separación de producto de petróleo	
15	Enfriador de aire del vapor del separador en caliente	Intercambiador en caliente del aire enfriado que refresca el vapor desde el separador en caliente
15a	Línea que conecta el enfriador de aire del separador en caliente del vapor al separador en frío	
17	Separador en frío	Recipiente que recibe el efluente del enfriador de aire del separador en caliente del vapor.
17a	Línea que conecta el separador en frío con el absorbedor de amina	
17b	Línea que conecta el	

18651/002WO1

	separador en frío con el sistema de separación del producto de petróleo y la línea 13b.	
17c	Línea de descarga de agua desde el separador en frío hasta el OSBL	
19	Sistema de separación del producto de petróleo	Columna de separación y equipo y servicios auxiliares necesarios para eliminar el hidrógeno y el sulfuro de hidrógeno del Producto HMFO.
19a	Línea de la corriente de desfogue del separador del producto de petróleo al OSBL	
19b	Línea de descarga del producto HMFO a OSBL	
21	Absorbedor de amina	Columna absorbadora que elimina el sulfuro de hidrógeno del vapor del separador en frío para formar la corriente de gas de activación del reciclaje
21a	Línea de alimentación de amina de apoyo desde el OSBL	
21b	Línea de descarga rica en amina al OSBL	
21c	Línea de reciclaje del gas de activación desde el absorbedor de amina hasta el compresor de reciclaje	
21d	Línea de la corriente del gas de purga separado al OSBL	
23	Compresor de reciclaje	Para comprimir gas de activación reciclado

		hasta la presión adecuada para las condiciones del proceso
23a	Línea de reciclaje del gas de activación desde el compresor de reciclaje hasta el punto de obtención de la mezcla del gas de activación	
23b	Línea de alimentación para obtener el gas de activación (C”) provisto de OSBL conectado a la línea de reciclaje de gas de activación (23a)	
23c	Línea para transportar la mezcla de Reciclaje de Gas de activación y obtener el Gas de activación para el Punto de Mezcla (X)	

047. En la Figura 2, la materia prima HMFO (A) se alimenta desde fuera de los límites de la batería (OSBL) al tambor de compensación de alimentación de petróleo (1) que recibe alimentación desde fuera de los límites de la batería (OSBL) y proporciona un volumen de compensación adecuado para garantizar un funcionamiento sin problemas de la unidad. El agua arrastrada en la alimentación se elimina del HMFO y el agua se descarga en una corriente (1c) para el tratamiento OSBL.
048. La Materia prima HMFO (A) se extrae del tambor de compensación de alimentación de petróleo (1) a través de la línea (1b) mediante la bomba de alimentación de petróleo (3) y presuriza a la presión requerida para el

proceso. El HMFO presurizado (A') luego pasa a través de la línea (3a) hacia el intercambiador de calor de la alimentación de petróleo/producto (5) donde el HMFO de producto (B) calienta parcialmente la alimentación de HMFO presurizado (A'). El producto HMFO (B) es una corriente de hidrocarburos con un contenido de azufre inferior a 5000 ppm en peso y preferiblemente inferior a 1000 ppm en peso. Los hidrocarburos en la materia prima HMFO y el producto HMFO varían entre C12 y C70+ y el rango de ebullición está entre 350°F y 1110°F. La materia prima presurizada HMFO (A') que pasa a través de la línea (5a) se calienta aún más contra el efluente del sistema del reactor (E) en el intercambiador de calor de la alimentación del reactor/efluente (7).

049. La materia prima HMFO (A'') calentada y presurizada en la línea (7a) se mezcla con el gas de activación (C) provisto a través de la línea (23c) en el punto de mezcla (X) para formar una mezcla de materia prima (D). El punto de mezcla (X) puede ser cualquier sistema de mezcla de gas/líquido o mecanismo de arrastre bien conocido por un versado en el arte.
050. La mezcla de materia prima (D) pasa a través de la línea (9a) al horno de alimentación del reactor (9) donde la mezcla de materia prima (D) se calienta a la temperatura de proceso especificada. El horno de alimentación del reactor (9) puede ser un horno calefactor encendido o cualquier otra clase del tipo de calentador conocido por un versado en el arte si elevará la temperatura de la mezcla de la materia prima a la temperatura deseada para las condiciones del proceso.
051. La mezcla de materia prima completamente calentada (D') sale del horno de alimentación del reactor (9) a través de la línea 9b y alimenta al sistema

del reactor (11). La mezcla de materia prima completamente calentada (D') ingresa al sistema del reactor (11) donde los contaminantes ambientales, tales como azufre, nitrógeno y metales, se eliminan preferentemente del componente de la Materia prima HMFO de la mezcla de materia prima completamente calentada. El sistema del reactor contiene un catalizador que elimina preferentemente los compuestos de azufre en el componente HMFO de la materia prima al hacerlos reaccionar con hidrógeno en el gas de activación para formar sulfuro de hidrógeno. El Sistema del reactor también logrará la desmetalización, desnitrogenación y una cierta cantidad de hidrogenación de apertura de anillo de los compuestos aromáticos y asfaltenos complejos, sin embargo, debe producirse un hidro craqueo mínimo de hidrocarburos. Las condiciones del proceso de presión parcial de hidrógeno, presión de reacción, temperatura y tiempo de residencia medidos por la velocidad del espacio de tiempo se optimizan para lograr la calidad deseada del producto final. Una discusión más detallada del Sistema del reactor, el catalizador, las condiciones del proceso y otros aspectos del proceso se encuentran a continuación en la "Descripción del Sistema del reactor".

052. El efluente del sistema del reactor (E) sale del sistema del reactor (11) a través de la línea (11a) e intercambia calor contra el presurizado y calienta parcialmente la Materia prima HMFO (A') en el intercambiador de alimentación del reactor/efluente (7). El efluente del sistema del reactor parcialmente enfriado (E') fluye a través de la línea (11c) hacia el separador en caliente (13).
053. El separador en caliente (13) separa los componentes gaseosos del efluente del sistema del reactor (F) que se dirigen a la línea (13a) de los

componentes líquidos del efluente del sistema del reactor (G) que se dirigen a la línea (13b). Los componentes gaseosos del efluente del sistema del reactor en la línea (13a) se enfrían contra el aire en el enfriador de aire de vapor del separador en caliente (15) y luego fluyen a través de la línea (15a) al separador en frío (17).

054. El separador en frío (17) separa aún más los componentes gaseosos restantes de los componentes líquidos en los componentes gaseosos enfriados del efluente del sistema del reactor (F'). Los componentes gaseosos del separador en frío (F'') se dirigen a la línea (17a) y alimentan al absorbedor de amina (21). El separador en frío (17) también separa los líquidos de hidrocarburos del separador en frío restantes (H) en la línea (17b) de cualquier agua líquida condensada del separador en frío (I). El agua líquida condensada del separador en frío (I) se envía al OSBL a través de la línea (17c) para tratamiento.
055. Los componentes líquidos de hidrocarburos del efluente del sistema del reactor del separador en caliente (G) en la línea (13b) y los líquidos hidrocarbonados del separador en frío (H) en la línea (17b) se combinan y se alimentan al sistema de separación de productos petrolíferos (19). El Sistema de separación de productos petrolíferos (19) elimina el hidrógeno residual y el sulfuro de hidrógeno del Producto HMFO (B) que se descarga en la línea (19b) al OSBL de almacenamiento. La corriente de desfogue (M) desde el separador de productos de petróleo en la línea (19a) puede enviarse al sistema de gas combustible o al sistema de antorcha que son OSBL. Una descripción más detallada del Sistema de separación de productos petrolíferos se encuentra en la "Descripción del Sistema de separación de productos petrolíferos".

18651/002WO1

056. Los componentes gaseosos del separador en frío (F'') en la línea (17a) contienen una mezcla de hidrógeno, sulfuro de hidrógeno e hidrocarburos ligeros (principalmente metano y etano). Esta corriente de vapor (17a) alimenta un Absorbedor de amina (21) donde se pone en contacto con OSBL provisto de Amina de apoyo (J) a través de la línea (21a) al Absorbedor de amina (21) para eliminar el sulfuro de hidrógeno de los gases que forman la corriente de reciclaje del gas de activación (C'). La amina rica (K) que ha absorbido sulfuro de hidrógeno sale del fondo del Absorbedor de amina (21) y envía al OSBL a través de la línea (21b) para la regeneración de amina y la recuperación de azufre.
057. El vapor superior del Absorbedor de amina en la línea (21c) se recicla preferiblemente al proceso como un Gas de activación de Reciclaje (C') a través del Compresor de Reciclaje (23) y la línea (23a) donde se mezcla con el Gas de activación formado (C'') proporcionado por el OSBL por línea (23b). Esta mezcla de Reciclaje de gas de activación (C') y Gas de activación formado (C'') forman el gas de activación (C) utilizado en el proceso a través de la línea (23c) como se indicó anteriormente. Se toma una corriente de gas de purga depurada (H) de la línea de vapor superior del absorbedor de amina (21c) y se envía a través de la línea (21d) al OSBL para evitar la acumulación de hidrocarburos ligeros u otros no condensables.
058. **Descripción del sistema de reactor:** El sistema de reactor (11) ilustrado en la figura 2 comprende un único recipiente de reactor cargado con el catalizador de proceso y suficientes controles, válvulas y sensores como apreciaría fácilmente un versado en el arte.

059. Los sistemas de reactores alternativos en los que se puede utilizar más de un recipiente del reactor en paralelo como se muestra en la figura 3a o en una serie en cascada como se muestra en la figura 3b, se pueden sustituir fácilmente por el sistema de reactor del recipiente del reactor único (11) ilustrado en la figura 2. En tal implementación en la Figura 3a, cada recipiente del reactor (11, 12a y 12b) se carga de manera similar con el catalizador del proceso y le puede proporcionar la Mezcla de Alimentación calentada (D') a través de una línea común 9b. El efluente de cada uno de los tres reactores se recombina en la línea común (11a) y forma un efluente del reactor combinado (E) para su posterior procesamiento como se describió anteriormente. La disposición ilustrativa permitirá que los tres reactores lleven a cabo el proceso en paralelo multiplicando efectivamente la capacidad hidráulica del Sistema del reactor general. Se pueden usar válvulas de control y válvulas de aislamiento para evitar que la alimentación entre en un recipiente del reactor (11) pero no en otro recipiente del reactor (12a) o (12b). De esta manera, un reactor (11) se puede derivar y colocar fuera de línea para el mantenimiento y la recarga del catalizador, mientras que los reactores restantes (12a) o (12b) continúan recibiendo la mezcla de materia prima calentada (D'). Un versado en el arte apreciará que esta disposición de recipientes de reactor en paralelo no está limitada en número a tres, sino que se pueden agregar múltiples recipientes de reactor adicionales como se muestra en el reactor de línea discontinua (12x). La única limitación para el número de recipientes de reactores paralelos es el espacio entre tramas y la capacidad de proporcionar mezcla de materia prima calentada (D') a cada reactor activo.

18651/002WO1

060. En la implementación mostrada en la Figura 3b, los recipientes del reactor en cascada (14, 16 y 18) se cargan con catalizador de proceso con las mismas o diferentes actividades hacia metales, azufre u otros contaminantes ambientales a eliminar. Por ejemplo, el Reactor (14) puede cargarse con un catalizador de desmetalización altamente activo, el reactor (16) puede cargarse con un catalizador equilibrado de desmetalización/desulfuración, y el reactor (18) puede cargarse con un catalizador de desulfuración altamente activo. Esto permite un mayor control y equilibrio en las condiciones del proceso (temperatura, presión, velocidad del flujo espacial, etc.), por lo que se adapta a cada catalizador. De esta manera, uno puede optimizar los parámetros en cada reactor dependiendo del material que se alimenta a esa combinación específica de reactor/catalizador y minimizar las reacciones de hidrocraqueo. Al igual que con la implementación ilustrativa anterior, se pueden utilizar múltiples series de reactores en cascada (i.e., 14x, 16x y 18x) en paralelo y de esta manera los beneficios de dicha disposición indicada anteriormente (i.e., permitir que una serie esté "en línea" mientras la otra serie está "fuera de línea" para mantenimiento o permite una mayor capacidad de la planta).
061. El(los) reactor(es) que forman el sistema de reactores pueden ser lechos fijos, lechos ebullidos o lechos de lechada o una combinación de estos tipos de reactores. Según lo previsto, se prefieren los reactores de lecho fijo, ya que son más fáciles de operar y mantener.
062. El recipiente del reactor en el Sistema del reactor se carga con uno o más catalizadores de proceso. El diseño exacto del sistema de catalizador del proceso es una función de las propiedades de la materia prima, los requisitos del producto y las restricciones operativas, y la optimización del

18651/002WO1

catalizador del proceso puede llevarse a cabo mediante pruebas y errores de rutina por parte de un versado en el arte.

063. El(los) catalizador(es) del proceso comprenden al menos un metal seleccionado del grupo que consiste en los metales que pertenecen cada uno a los grupos 6, 8, 9 y 10 de la Tabla Periódica, y más preferiblemente se utiliza un catalizador de metal de transición mixto tal como Ni--Mo, Co-Mo, Ni--W o Ni-Co-Mo. El metal está preferiblemente soportado sobre un vehículo poroso de catalizador de óxido inorgánico. El vehículo poroso catalizador de óxido inorgánico es al menos un vehículo seleccionado del grupo que consiste en alúmina, vehículo alúmina/boria, un vehículo que contiene aluminosilicato que contiene metal, vehículo alúmina/fósforo, vehículo compuesto de alúmina/metal alcalinotérreo, vehículo alúmina/titania y vehículo de alúmina/zirconia. El vehículo poroso catalizador de óxido inorgánico preferido es alúmina. El tamaño de poro y las cargas de metal en el vehículo pueden variarse y probarse sistemáticamente con la materia prima y las condiciones de proceso deseadas para optimizar las propiedades del Producto HMFO. Dichas actividades son bien conocidas y rutinarias para un versado en el arte. El catalizador en el (los) reactor (es) de lecho fijo puede estar cargado denso o cargado con calcetín.

064. La selección de catalizador utilizada dentro y para cargar el Sistema del reactor puede ser preferencial para desulfuración diseñando un esquema de carga de catalizador que dé como resultado que la mezcla de Materia prima se contacte primero con un lecho de catalizador que con un catalizador preferencial a la desmetalización seguido corriente abajo por un lecho de catalizador con actividad mixta para desmetalización y

desulfuración seguida corriente abajo por un lecho de catalizador con alta actividad de desulfuración. En efecto, el primer lecho con alta actividad de desmetalización actúa como un lecho protector para el lecho de desulfuración.

065. El objetivo del Sistema del reactor es tratar la Materia prima HMFO con la gravedad requerida para cumplir con la especificación del Producto HMFO. Las reacciones de desmetalización, desnitrogenación e hidrogenación de hidrocarburos también pueden ocurrir en cierta medida cuando las condiciones del proceso se optimizan para que el rendimiento del Sistema del reactor logre el nivel requerido de desulfuración. El hidrocrackeo se minimiza preferiblemente para reducir el volumen de hidrocarburos formados como hidrocarburos derivados del proceso. El objetivo del proceso es eliminar selectivamente los contaminantes ambientales de la materia prima HMFO y minimizar la formación de hidrocarburos derivados innecesarios (hidrocarburos C1-C8).
066. Las condiciones del proceso en cada recipiente del reactor dependerán de la materia prima, el catalizador utilizado y las propiedades finales deseadas del Producto HMFO deseado. Un versado en el arte puede esperar variaciones en las condiciones y éstas pueden determinarse mediante pruebas de planta piloto y optimización sistemática del proceso. Teniendo esto en cuenta, se ha comprobado que la presión de funcionamiento, la temperatura de funcionamiento indicada, la relación entre el gas de activación y el HMFO de alimentación, la presión parcial de hidrógeno en el gas de activación y la velocidad espacial son parámetros importantes para tener en cuenta. La presión de operación del Sistema del reactor debe estar en el rango de 1724 KPa (250 psig) y 20684 KPa (3000

psig), preferiblemente entre 6895 KPa (1000 psig) y 11237 KPa (2500 psig) y más preferiblemente entre 10342 KPa (1500 psig) y 15168 KPa (2200 psig). La temperatura de funcionamiento indicada del Sistema del reactor debe ser de 260 °C (500°F) a 482 °C (900F), preferiblemente entre 177 °C (650°F) y 454 °C (850°F) y más preferiblemente entre 360 °C (680°F) y 427 °C (800F). La relación de la cantidad de Gas de activación a la cantidad de Materia prima HMFO debe estar en el rango de 1404 m³/m³ (250 scf del gas/bbl) de materia prima HMFO a 56146 m³/m³ (10,000 scf gas/bbl) de materia prima HMFO, preferiblemente entre 11229 m³/m³ (2000 scf gas/bbl) de Materia prima HMFO a 25266 m³/m³ (4500 scf gas/bbl) de Materia prima HMFO

El gas de activación debe seleccionarse de mezclas de nitrógeno, hidrógeno, dióxido de carbono, agua gaseosa y metano, por lo que el gas de activación tiene una presión parcial de gas ideal de hidrógeno (p_{H_2}) superior al 80% de la presión total de la mezcla de gas de activación (P) y preferiblemente en donde el gas de activación tiene una presión parcial de hidrógeno ideal de gas (p_{H_2}) mayor que 95% de la presión total de la mezcla de gas de activación (P). El gas de activación puede tener una fracción molar de hidrógeno en el rango entre el 80% de los moles totales de la mezcla de gas de activación y más preferiblemente en donde el gas de activación tiene una fracción molar de hidrógeno entre el 80% y el 99% de los moles totales de la mezcla de gas de activación. La velocidad del espacio líquido por hora dentro del Sistema del reactor debe estar entre 0,05 catalizador de petróleo/hora/m³ y 1,0 catalizador de petróleo/hora/m³; preferiblemente entre 0,08 petróleo/hora/m³ de catalizador y 0,5 petróleo/hora/m³ de catalizador y más preferiblemente entre 0,1 petróleo/hora/m³ de catalizador y 0,3 petróleo/hora/m³ de catalizador para

lograr la desulfuración con niveles de azufre del producto por debajo de 0,1 ppmw.

067. La tasa de capacidad hidráulica del Sistema del reactor debe estar entre 100 bbl de Materia prima HMFO/día y 100,000 bbl de Materia prima HMFO/día, preferiblemente entre 1000 bbl de Materia prima HMFO/día y 60,000 bbl de Materia prima HMFO/día, más preferiblemente entre 5,000 bbl de Materia prima HMFO/día y 45,000 bbl de Materia prima HMFO/día, y aún más preferiblemente entre 10,000 bbl de Materia prima HMFO/día y 30,000 bbl de Materia prima HMFO/día. La capacidad hidráulica deseada puede lograrse en un sistema de reactor de recipiente de reactor único o en un sistema de reactor de recipiente de reactor múltiple.
068. **Descripción del sistema separador de productos petrolíferos:** El sistema separador de productos petrolíferos (19) comprende una columna separadora y equipos y servicios auxiliares necesarios para eliminar hidrógeno, sulfuro de hidrógeno e hidrocarburos ligeros más livianos que el diesel del producto HMFO. Dichos sistemas son bien conocidos por un versado en el arte. En este documento se proporciona una descripción funcional generalizada. El líquido del separador en caliente (13) y el separador en frío (7) alimentan la columna de extracción de productos petrolíferos (19). La eliminación de hidrógeno y sulfuro de hidrógeno e hidrocarburos ligeros más livianos que el diesel se puede lograr a través de un calderín, vapor vivo u otro medio de depuración. El Sistema de separación de productos petrolíferos (19) puede diseñarse con un sistema superior que comprende un condensador superior, un tambor de reflujo y una bomba de reflujo o puede diseñarse sin un sistema superior. Las condiciones del separador de productos petrolíferos pueden optimizarse

para controlar las propiedades a granel del producto HMFO, más específicamente la viscosidad y la densidad.

069. **Descripción del sistema absorbedor de amina:** El sistema absorbedor de amina (21) comprende una columna de contacto de gas líquido y equipos auxiliares y servicios necesarios para eliminar el gas ácido (i.e., sulfuro de hidrógeno) de la alimentación de vapor del separador en frío para que el gas depurado resultante pueda reciclarse y utilizarse como gas de activación. Dichos sistemas son bien conocidos por un versado en el arte. En este documento se proporciona una descripción funcional generalizada. Los vapores del separador en frío (17) alimentan la columna/sistema de contacto (19). La amina de apoyo (u otros fluidos o sistemas de extracción de gases ácidos adecuados) proporcionados por OSBL se utilizan para depurar el vapor del separador en frío para que el sulfuro de hidrógeno se elimine de manera efectiva. El sistema absorbedor de amina (19) puede diseñarse con un sistema de secado de gas para eliminar cualquier vapor de agua arrastrado al gas de activación del reciclaje (C').

070. Los siguientes ejemplos proporcionarán a un versado en el arte una implementación ilustrativa más específica para llevar a cabo el proceso divulgado y reivindicado aquí:

EJEMPLO 1

071. **Descripción general:** El propósito de una prueba piloto es demostrar que la materia prima HMFO puede procesarse a través de un reactor cargado con catalizadores disponibles comercialmente en condiciones específicas

para eliminar contaminantes ambientales, específicamente azufre y otros contaminantes del HMFO para producir un producto HMFO que cumple con MARPOL, es decir, la producción de un Combustible Marino Pesado Bajo en Azufre (LS - HMFO) o un Combustible Marino Pesado Ultra Bajo en Azufre (USL-HMFO).

072. **Configuración de la unidad piloto:** la unidad piloto se configurará con dos reactores de 434 cm³ dispuestos en serie para procesar la materia prima HMFO. El reactor principal se cargará con una mezcla de un catalizador de hidrodeshidrogenación (HDM) disponible comercialmente y un catalizador de hidro-transición de alta disponibilidad (HDT). Un versado en el arte apreciará que la capa de catalizador HDT puede formarse y optimizarse usando una mezcla de catalizadores HDM y HDS combinados con un material inerte para lograr los niveles deseados de actividad intermedia/de transición. El segundo reactor se cargará con una mezcla de la hidro-transición (HDT) disponible comercialmente y una hidrodeshidrogenación disponible comercialmente (HDS). Alternativamente, uno puede cargar el segundo reactor simplemente con un catalizador de hidrodeshidrogenación comercial (HDS). Un versado en el arte apreciará que las propiedades de alimentación específicas de la Materia prima HMFO pueden afectar la proporción de catalizadores HDM, HDT y HDS en el sistema del reactor. Un proceso sistemático de prueba de diferentes combinaciones con la misma alimentación producirá la combinación de catalizador optimizada para cualquier materia prima y condiciones de reacción. Para este ejemplo, el primer reactor se cargará con 2/3 de catalizador de hidrodeshidrogenación y 1/3 de catalizador de hidro-transición. El segundo reactor se cargará con todo el catalizador de hidrodeshidrogenación. Los catalizadores en cada reactor se mezclarán con perlas de vidrio (aproximadamente 50% en volumen) para mejorar la

distribución del líquido y controlar mejor la temperatura del reactor. Para esta prueba piloto, se deben usar estos catalizadores disponibles comercialmente: HDM: serie Albemarle KFR 20 o equivalente; HDT: serie Albemarle KFR 30 o equivalente; HDS: Albemarle KFR 50 o KFR 70 o equivalente. Una vez que se completa la configuración de la unidad piloto, el catalizador puede activarse sulfurando el catalizador usando dimetilsulfuro (DMDS) de una manera bien conocida por un versado en el arte.

073. **Operación de la unidad piloto:** una vez completada la etapa de activación, la unidad piloto estará lista para recibir el HMFO de alimentación y la alimentación de gas de activación. Para el presente ejemplo, el gas de activación puede ser de grado técnico o mejor gas de hidrógeno. La mezcla de materia prima HMFO y el gas de activación se proporcionarán a la planta piloto a las velocidades y condiciones de operación especificadas: Velocidad de alimentación de petróleo: $3.01 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ (108,5 ml/h; velocidad espacial = 0,25/h); Relación hidrógeno/petróleo: 570 Nm³/m³ (3200 scf/bbl); Temperatura del reactor: 372°C (702°F); Presión de salida del reactor: 13,8 MPa (g) (2000 psig).
074. Un versado en el arte sabrá que las velocidades y condiciones pueden ajustarse y optimizarse sistemáticamente dependiendo de las propiedades de alimentación para lograr los requisitos de producto deseados. La unidad se llevará a un estado estable para cada condición y tomarán muestras completas para que se puedan completar las pruebas analíticas. El balance de material para cada condición debe cerrarse antes de pasar a la siguiente condición.

075. Los impactos esperados en las propiedades de la materia prima HMFO son: Contenido de azufre (% en peso): reducido al menos en un 80%; Contenido de metales (% en peso): reducido al menos en un 80%; Contenido de MCR/asfaltenos (% en peso): reducido al menos en un 30%; Contenido de nitrógeno (% en peso): reducido al menos en un 20%; Rendimiento de C1-nafta (% en peso): no más de 3,0% y preferiblemente no más de 1,0%.
076. Las condiciones del proceso en la Unidad Piloto se pueden ajustar sistemáticamente según la Tabla 4 para evaluar el impacto de las condiciones del proceso y optimizar el rendimiento del proceso para el catalizador específico y la materia prima HMFO utilizada.

Tabla 4: Optimización de las condiciones del proceso				
Caso	Tasa de alimentación HC (ml/h), [LHSV(/h)]	Nm ³ H ₂ /m ³ petróleo/scf H ₂ /bbl petróleo	Temperatura (°C/°F)	Presión (MPa(g)/psig)
Línea base	108,5 [0,25]	570/3200	372/702	13,8/2000
T1	108,5 [0,25]	570/3200	362/684	13,8/2000
T2	108,5 [0,25]	570/3200	382/720	13,8/2000
L1	130,2 [0,30]	570/3200	372/702	13,8/2000
L2	86,8 [0,20]	570/3200	372/702	13,8/2000
H1	108,5 [0,25]	500/2810	372/702	13,8/2000
H2	108,5 [0,25]	640/3590	372/702	13,8/2000
S1	65,1 [0,15]	620/3480	385/725	15.2/2200

077. De esta manera, las condiciones de la unidad piloto pueden optimizarse para alcanzar menos del 0,5% en peso de azufre en el producto HMFO y preferiblemente un 0,1% en peso de azufre en el producto HMFO. Las condiciones para producir ULS-HMFO (i.e., 0,1% en peso de producto de

azufre HMFO) serán: tasa de alimentación materia prima HMFO: 65,1 ml/h (velocidad espacial = 0,15/h); Relación hidrógeno/petróleo: 620 Nm3/m3 (3480 scf/bbl); Temperatura del reactor: 385°C (725°F); Presión de salida del reactor: 15 MPa (g) (2200 psig)

078. La Tabla 5 resume los impactos anticipados en las propiedades clave de HMFO.

Tabla 5 Impacto esperado del proceso en las propiedades clave de HMFO			
Propiedad	Mínimo	Típico	Máximo
Conversión/eliminación de azufre	80%	90%	98%
Conversión/eliminación de Metales	80%	90%	100%
Reducción de MCR	30%	50%	70%
Reducción de asfaltenos	30%	50%	70%
Conversión de Nitrógeno	10%	30%	70%
C1 a través del rendimiento de nafta	0,5%	1,0%	4,0%
Consumo de Hidrógeno (scf/bbl)	500	750	1500

079. La Tabla 6 enumera las pruebas analíticas que se llevarán a cabo para la caracterización de la materia prima HMFO y el producto HMFO. Las pruebas analíticas incluyen las requeridas por ISO para la materia prima HMFO y el producto HMFO para calificar y comercializar como combustibles marinos residuales que cumplen con ISO. Los parámetros adicionales se proporcionan para que un versado en el arte pueda comprender y apreciar la efectividad del proceso inventivo.

Tabla 6 Pruebas analíticas y procedimientos de prueba	
Contenido de azufre	ISO 8754 o ISO 14596 o ASTM D4294
Densidad @ 15°C	ISO 3675 o ISO 12185

Viscosidad cinemática @ 50°C	ISO 3104
Punto de fluidez, °C	ISO 3016
Punto de inflamación, °C	ISO 2719
CCAI	ISO 8217, ANNEX B
Contenido de cenizas	ISO 6245
Sedimento total - Envejecido	ISO 10307-2
Micro Residuo de Carbono, % en masa	ISO 10370
H ₂ S, mg/kg	IP 570
Numero de acido	ASTM D664
Agua	ISO 3733
Contaminantes específicos	IP 501 o IP 470 (a menos que se indique otra cosa)
Vanadio	o ISO 14597
Sodio	
Aluminio	o ISO 10478
Silicio	o ISO 10478
Calcio	o IP 500
Zinc	o IP 500
Fosforo	IP 500
Níquel	
Hierro	
Destilación	ASTM D7169
Relación C: H	ASTM D3178
Análisis SARA	ASTM D2007
Asfaltenos, % en peso	ASTM D6560
Nitrógeno total	ASTM D5762
Análisis de componentes del gas de desfogue	Cromatografía de gas FID o comparable

080. La Tabla 7 contiene los resultados de la prueba analítica HMFO de Materia prima y los resultados de la prueba analítica HMFO del producto esperados del proceso inventivo que indican la producción de un HMFO LS. Un versado en el arte notará que, bajo las condiciones, los niveles de

craqueo de hidrocarburos se minimizarán a niveles sustancialmente inferiores al 10%, más preferiblemente menos del 5% e incluso más preferiblemente menos del 1% del total del balance de masa.

Tabla 7 Resultados analíticos		
	Materia prima HMFO	Producto HMFO
Contenido de azufre, % en masa	3,0	0,3
Densidad @ 15 C, kg/m ³	990	950 ⁽¹⁾
Viscosidad cinemática @ 50C, mm ² /s	380	100 ⁽¹⁾
Punto de fluidez, C	20	10
Punto de inflamación, C	110	100 ⁽¹⁾
CCAI	850	820
Contenido de cenizas, % en masa	0,1	0,0
Sedimento total - Envejecido, % en masa	0,1	0,0
Micro Residuo de Carbono, % en masa	13,0	6,5
H ₂ S, mg/kg	0	0
Número de ácido, mg KO/g	1	0.5
Agua, % vol	0,	0
Contaminantes específicos, mg/kg		
Vanadio	180	20
Sodio	30	1
Aluminio	10	1
Silicio	30	3
Calcio	15	1
Zinc	7	1
Fosforo	2	0
Níquel	40	5
Hierro	20	2

Destilación, °C/°F		
IBP	160/320	120/248
5% en peso	235/455	225/437
10% en peso	290/554	270/518
30% en peso	410/770	370/698
50% en peso	540/1004	470/878
70% en peso	650/1202	580/1076
90% en peso	735/1355	660/1220
FBP	820/1508	730/1346
Relación C: H (ASTM D3178)	1,2	1,3
Análisis SARA		
Saturados	16	22
Aromáticos	50	50
Resinas	28	25
Asfaltenos	6	3
Asfaltenos, % en peso	6.0	2.5
Nitrógeno total, mg/kg	4000	3000
Nota: (1) Se espera que la propiedad se ajuste a un valor más alto mediante la eliminación posterior del proceso de material ligero mediante destilación o depuración del producto HMFO.		

081. El producto HMFO producido por el proceso de la invención alcanzará los límites ULS HMFO (i.e., 0,1% en peso de azufre en el producto HMFO) mediante la variación sistemática de los parámetros del proceso, por ejemplo, por una velocidad espacial más baja o mediante el uso de una Materia prima HMFO con un contenido de azufre inicial más bajo.

EJEMPLO 2: HMFO RMG-380

082. **Configuración de la unidad piloto:** se configuró una unidad piloto como se indicó anteriormente en el Ejemplo 1 con los siguientes cambios: el primer reactor se cargó con: como la primera capa (superior) encontrada por la materia prima 70% vol Albemarle KFR 20 series catalizador de

hidro-desmetalización y 30% vol catalizador de hidro-transición de la serie Albemarle KFR 30 como la segunda capa (inferior). El segundo reactor se cargó con catalizador de hidro-transición de la serie Albemarle KFR 30 al 20% como la primera capa (superior) y catalizador de hidro-desulfuración al 80% vol como la segunda capa (inferior). El catalizador se activó sulfurando el catalizador con dimetildisulfuro (DMDS) de una manera bien conocida por un versado en el arte.

083. **Operación de la Unidad Piloto:** Al completar la etapa de activación, la unidad piloto estaba lista para recibir la materia prima HMFO de alimentación y el Gas de Activación de alimentación. El gas de activación era grado técnico o mejor hidrógeno gaseoso. La materia prima HMFO era un HMFO compatible con ISO 8217: 2017 comercialmente disponible y comercializable, excepto por un alto contenido de azufre (2,9% en peso). La materia prima HMFO mezclada y el gas de activación se proporcionaron a la planta piloto a las velocidades y condiciones especificadas en la Tabla 8 a continuación. Las condiciones se variaron para optimizar el nivel de azufre en el material del producto HMFO.

Tabla 8: Condiciones de Proceso					Producto HMFO
Caso	Tasa de alimentación HC (ml/h), [LHSV(/h)]	Nm ³ H ₂ /m ³ petróleo/scf H ₂ /bbl petróleo	Temperatura (°C/°F)	Presión (MPa(g)/psi g)	Azufre % en peso
Línea Base	108,5 [0,25]	570/3200	371/700	13,8/2000	0,24
T1	108,5 [0,25]	570/3200	362/684	13,8/2000	0,53
T2	108,5 [0,25]	570/3200	382/720	13,8/2000	0,15
L1	130,2 [0.30]	570/3200	372/702	13,8/2000	0,53
S1	65,1 [0,15]	620/3480	385/725	15,2/2200	0,10

P1	108,5 [0,25]	570/3200	371/700	/1700	0,56
T2/P1	108,5 [0,25]	570/3200	382/720	/1700	0,46

084. Los datos analíticos para una muestra representativa de la materia prima HMFO y muestras representativas del producto HMFO se proporcionan a continuación:

Tabla 7 Resultados analíticos - HMFO (RMG-380)			
	Materia prima	Producto	Producto
Contenido de azufre, % en masa	2,9	0,3	0,1
Densidad @ 15°C, kg/m³	988	932	927
Viscosidad cinemática @ 50°C, mm²/s	382	74	47
Punto de fluidez, °C	-3	-12	-30
Punto de inflamación, °C	116	96	90
CCAI	850	812	814
Contenido de cenizas, % en masa	0,05	0,0	0,0
Sedimento total - Envejecido, % en masa	0.04	0.0	0.0
Micro Residuo de Carbono, % en masa	11,5	3,3	4,1
H ₂ S, mg/kg	0,6	0	0
Número de ácido, mg KO/g	0,3	0,1	>0,05
Agua, % vol	0	0.0	0.0
Contaminantes específicos, mg/kg			
Vanadio	138	15	<1

18651/002WO1

Sodio	25	5	2
Aluminio	21	2	<1
Silicio	16	3	1
Calcio	6	2	<1
Zinc	5	<1	<1
Fosforo	<1	2	1
Níquel	33	23	2
Hierro	24	8	1
Destilación, °C/°F			
IBP	178/352	168/334	161/322
5% en peso	258/496	235/455	230/446
10% en peso	298/569	270/518	264/507
30% en peso	395/743	360/680	351/664
50% en peso	517/962	461/862	439/822
70% en peso	633/1172	572/1062	552/1026
90% en peso	>720/>1328	694/1281	679/1254
FBP	>720/>1328	>720/>1328	>720/>1328
Relación C: H (ASTM D3178)	1,2	1,3	1,3
Análisis SARA			
Saturados	25,2	28,4	29,4
Aromáticos	50,2	61,0	62,7
Resinas	18,6	6,0	5,8
Asfaltenos	6,0	4,6	2,1
Asfaltenos, % en peso	6,0	4,6	2,1
Nitrógeno total, mg/kg	3300	1700	1600

085. Como se señaló anteriormente en la Tabla 7, tanto la materia prima HMFO como el producto HMFO exhibieron propiedades a granel observadas consistentes con ISO 8217: 2017 para un combustible marino residual comercializable, excepto que el contenido de azufre del producto HMFO se redujo significativamente como se señaló anteriormente en comparación a la materia prima HMFO.
086. Un versado en el arte apreciará que el producto HMFO anterior producido por el proceso inventivo ha logrado no solo un LS HMFO compatible con ISO 8217: 2017 (i.e., 0,5% en peso de azufre) sino también compatible con los límites ULS para HMFO ISO 8217: 2017 (i.e., 0,1% en peso de azufre) del producto HMFO.

EJEMPLO 3: HMFO RMK-500

087. La materia prima para el reactor piloto utilizada en el ejemplo 2 anterior se cambió a un HMFO compatible con RMK-500 comercialmente disponible y comercializable ISO 8217: 2017, excepto que tiene altos contaminantes ambientales (i.e., azufre (3,3% en peso)). Otras características a granel de la materia prima de alto contenido de azufre RMK-500 se proporcionan a continuación:

Tabla 8 Resultados analíticos- Materia prima HMFO (RMK-500)	
Contenido de azufre, % en masa	3,3
Densidad @ 15°C, kg/m³	1006
Viscosidad cinemática @ 50°C, mm²/s	500

088. La materia prima HMFO mixta (RMK-500) y el gas de activación se proporcionaron a la planta piloto en las tasas y condiciones y los niveles de azufre resultantes logrados se muestran en la tabla a continuación

Tabla 9: Condiciones de proceso					Producto (RMK-500)
Caso	Tasa de alimentación HC (ml/h), [LHSV(/h)]	Nm ³ H ₂ /m ³ petróleo/scf H ₂ /bbl petróleo	Temperatura (°C/°F)	Presión (MPa(g)/psig)	Azufre % en peso
A	108,5 [0,25]	640/3600	377/710	13,8/2000	0,57
B	95,5 [0,22]	640/3600	390 /735	13,8/2000	0,41
C	95,5 [0,22]	640/3600	390 /735	11,7/1700	0,44
D	95,5 [0,22]	640/3600	393/740	10,3/1500	0,61
E	95,5 [0,22]	640/3600	393/740	17,2/ 2500	0,37
F	95,5 [0,22]	640/3600	393/740	8,3/1200	0,70
G	95,5 [0,22]	640/3600	416/780	8,3/1200	0,37

089. El producto resultante HMFO (RMK-500) exhibió propiedades a granel observadas consistentes con la materia prima HMFO (RMK-500), excepto que el contenido de azufre se redujo significativamente como se indica en la tabla anterior.

090. Un versado en el arte apreciará que el producto HMFO anterior producido por el proceso de la invención ha logrado un producto HMFO LS (i.e., 0,5% en peso de azufre) el producto HMFO tiene características a granel de un petróleo combustible residual ISO 8217: 2017 compatible con RMK-500. También se apreciará que el proceso se puede llevar a cabo con éxito en condiciones sin hidrocraqueo (i.e., temperatura y presión más bajas) que reducen sustancialmente el hidrocraqueo del material de alimentación. Debe señalarse que cuando las condiciones se

incrementaron a una presión mucho más alta (Ejemplo E) se logró un producto con un contenido de azufre más bajo, sin embargo, se observó que hubo un aumento en la producción de hidrocarburos ligeros y nafta salvaje.

091. Los expertos en la materia apreciarán que se podrían realizar cambios en las implementaciones ilustrativas descritas anteriormente sin apartarse de los amplios conceptos inventivos de las mismas. Se entiende, por lo tanto, que los conceptos inventivos divulgados no se limitan a las implementaciones ilustrativas o ejemplos divulgados, sino que está destinado a cubrir modificaciones dentro del alcance de los conceptos inventivos como se definen por las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un proceso para reducir los contaminantes ambientales en una materia prima de Combustible Marino Pesado, el proceso comprende: mezclar una cantidad de materia prima de Combustible Marino Pesado con una cantidad de mezcla de Gas de activación para dar una mezcla de materia prima; poner en contacto la mezcla de materia prima con uno o más catalizadores para formar una mezcla de proceso a partir de dicha mezcla de materia prima; recibir dicha Mezcla de Proceso y separar los componentes líquidos de un Producto de Petróleo Combustible Marino Pesado de la Mezcla de Proceso de los componentes gaseosos y los componentes de hidrocarburos derivados de la Mezcla de Proceso y descargar el producto de petróleo de Combustible Marino Pesado
2. El proceso de la reivindicación 1, en el que materia prima de materia prima de Combustible Marino Pesado tiene propiedades a granel que cumplen con ISO 8217: 2017 y tiene un contenido de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) en el rango de 5,0% en peso hasta 1,0% en peso.
3. El proceso de la reivindicación 1, en el que dicho producto de Combustible Marino Pesado tiene propiedades a granel que cumplen con ISO 8217: 2017 y tiene un contenido máximo de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) en el rango de 0,05% en peso hasta 1,0% en peso.
4. El proceso de la reivindicación 1, en el que el catalizador comprende: un vehículo poroso catalizador de óxido inorgánico y un catalizador de metal de transición, en el que el vehículo poroso catalizador de óxido inorgánico es al menos un vehículo seleccionado del grupo que consiste en un vehículo de

alúmina, alúmina/boria, un vehículo que contiene aluminosilicato que contiene metal, vehículo de alúmina/fósforo, vehículo de alúmina/compuesto de metal alcalinotérreo, vehículo de alúmina/titania y vehículo de alúmina/zirconia, y en el que el catalizador de metal de transición es uno o más metales seleccionados del grupo que consiste en el grupo 6 , 8, 9 y 10 de la tabla periódica.

5. El proceso de la reivindicación 1, en el que dicho gas de activación se selecciona de mezclas de nitrógeno, hidrógeno, dióxido de carbono, agua gaseosa y metano, de modo que el gas de activación tiene una presión parcial de gas ideal de hidrógeno (p_{H_2}) mayor del 80% de la presión total de la mezcla de Gas de Activación (P), y en donde la relación de la cantidad de Gas de Activación a la cantidad de Materia prima de Combustible Marino Pesado está en el rango de 250 scf gas/bbl de Materia prima de Combustible Marino Pesado a 10,000 scf gas/bbl de materia prima de combustible marino pesado; y en donde la presión total en el primer recipiente está entre 250 psig y 3000 psig; y, en donde la temperatura indicada dentro del primer recipiente está entre 500°F a 900°F, y, en donde la velocidad espacial líquida por hora dentro del primer recipiente está entre 0,05 petróleo/hora/m³ de catalizador y 1,0 petróleo/hora/m³ de catalizador .
6. Un proceso para reducir los contaminantes ambientales en una materia prima de Combustible Marino Pesado, el proceso comprende: mezclar una cantidad de materia prima de Combustible Marino Pesado con una cantidad de mezcla de Gas de activación para dar una mezcla de materia prima; poner en contacto la mezcla de materia prima con uno o más catalizadores para formar una mezcla de proceso a partir de dicha mezcla de materia prima; recibir dicha mezcla de proceso y separar los componentes líquidos de la

mezcla de proceso de los componentes gaseosos a granel de la mezcla de proceso; recibir dichos componentes líquidos y separar los componentes gaseosos residuales y los componentes de hidrocarburos derivados del Producto combustible Marino Pesado; y, descargar el Producto de combustible Marino Pesado.

7. El proceso de la reivindicación 6, en el que dicha Materia prima de Combustible Marino Pesado tiene propiedades a granel que cumplen con ISO 8217: 2017 y tiene un contenido de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) en el rango de 5,0% en peso hasta 1,0% en peso.
8. El proceso de la reivindicación 7, en el que dicha Materia prima de Combustible Marino Pesado tiene: una viscosidad cinemática máxima a 50°C (ISO 3104) en el rango de 180 mm²/s a 700 mm²/s y una densidad máxima a 15°C (ISO 3675) en el rango de 991,0 kg/m³ a 1010,0 kg/m³ y un CCAI en el rango de 780 a 870 y un punto de inflamación (ISO 2719) no inferior a 60,0 C y un sedimento total máximo envejecido (ISO 10307-2) del 0,10% en peso y un residuo máximo de carbono - micrométodo (ISO 10370) en el rango de 18,00% en peso y 20,00% en peso y un contenido máximo de vanadio (ISO 14597) en el rango de 350 mg/kg a 450 ppm mg/kg y un contenido máximo de aluminio más silicio (ISO 10478) de 60 mg/kg.
9. El proceso de la reivindicación 7, en el que dicho gas de activación se selecciona de mezclas de nitrógeno, hidrógeno, dióxido de carbono, agua gaseosa y metano, de modo que el gas de activación tiene una presión parcial de gas ideal de hidrógeno (p_{H_2}) mayor que 90% del total de la presión de la mezcla del gas de activación (P).

18651/002WO1

10. El proceso de la reivindicación 7, en el que la proporción de la cantidad del gas de activación a la cantidad de materia prima de combustible marino pesado está en el rango de 250 scf gas/bbl de materia prima de combustible marino pesado a 10,000 scf gas/bbl de materia prima de combustible marino pesado; y en donde la presión total en el primer recipiente está entre 250 psig y 3000 psig; y en donde la temperatura indicada dentro del primer recipiente está entre 500 F a 900 F, y en donde la velocidad espacial líquida por hora dentro del primer recipiente está entre 0,05 petróleo/hora/m³ de catalizador y 1,0 petróleo/hora/m³ de catalizador.
11. El proceso de la reivindicación 6, en el que dicho uno o más catalizadores se seleccionan del grupo que consiste en: un catalizador heterogéneo de un metal de transición soportado en un lecho en ebullición, un catalizador heterogéneo de metal de transición soportado en un lecho fijo y una combinación de catalizadores heterogéneos de metal de transición soportado en un lecho en ebullición y catalizadores heterogéneos de metales de transición soportados en un lecho fijo.
12. El proceso de la reivindicación 11, en el que el catalizador heterogéneo de metal de transición comprende: un vehículo poroso de catalizador de óxido inorgánico y un catalizador de metal de transición, en el que el vehículo poroso catalizador de óxido inorgánico es al menos un vehículo seleccionado del grupo que consiste en alúmina, vehículo alúmina/boria, un vehículo que contiene aluminosilicato que contiene metal, vehículo de alúmina/fósforo, vehículo de alúmina/compuesto de metal alcalinotérreo, vehículo de alúmina/titania y vehículo de alúmina/zirconia, y en el que el catalizador de metal de transición es uno o más metales seleccionados del grupo que consiste de los grupos 6, 8, 9 y 10 de la tabla periódica.

18651/002WO1

13. El proceso de la reivindicación 12, en el que el catalizador heterogéneo de metal de transición comprende: un vehículo poroso catalizador de óxido inorgánico y un catalizador de metal de transición, en donde el vehículo poroso catalizador de óxido inorgánico preferido es alúmina y en donde el catalizador de metal de transición preferido es Ni--Mo, Co--Mo, Ni--W o Ni-Co-Mo.
14. El proceso de la reivindicación 6, en el que dicho producto de combustible marino pesado tiene propiedades a granel que cumplen con ISO 8217: 2017 y tiene un contenido máximo de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) en el rango de 0,05% en peso a 0,5% en peso.
15. El proceso de la reivindicación 6, en el que dicho producto de combustible marino pesado tiene: una viscosidad cinemática máxima a 50°C (ISO 3104) en el rango de 180 mm²/s a 700 mm²/s; y una densidad máxima a 15C (ISO 3675) en el rango de 991,0 kg/m³ a 1010,0 kg/m³; y un CCAI en el rango de 780 a 870; y un punto de inflamación (ISO 2719) no inferior a 60,0C, y un sedimento total máximo envejecido (ISO 10307-2) de 0,10% en peso, y un carbono residual máximo – micrométodo (ISO 10370) en el rango de 18,00 % en peso y 20,00% en peso, y un contenido máximo de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) en el rango de 0,05% en peso a 1,0% en peso, y un contenido máximo de vanadio (ISO 14597) en el rango de 350 mg/kg a 450 ppm mg/kg, y un contenido máximo de aluminio más silicio (ISO 10478) de 60 mg/kg.
16. Un dispositivo para reducir los contaminantes ambientales en una materia prima de Combustible Marino Pesado, el dispositivo comprende: un primer recipiente para recibir una cantidad de la materia prima de combustible marino pesado mezclado con una cantidad de un Gas de activación y poner

en contacto la mezcla con uno o más catalizadores para formar una mezcla de proceso; un segundo recipiente en comunicación fluida con el primer recipiente, dicho segundo recipiente para recibir dicha mezcla de proceso de dicho primer recipiente, en el que dicho segundo recipiente separa los componentes líquidos de la mezcla de proceso de los componentes gaseosos a granel de la mezcla de proceso; un tercer recipiente en comunicación fluida con el segundo recipiente, dicho tercer recipiente para recibir dichos componentes líquidos de la Mezcla de Proceso, en donde el tercer recipiente elimina componentes gaseosos residuales y componentes de hidrocarburos derivados de dichos componentes líquidos de la Mezcla de Proceso para formar un Producto combustible marino pesado; y, medios para descargar el Producto de Combustible Marino Pesado.

17. El dispositivo de la reivindicación 16, en donde dicha Materia prima de Combustible Marino Pesado tiene propiedades a granel que cumplen con ISO 8217: 2017 y tiene un contenido de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) en el rango de 5,0% en peso a 1,0% en peso.
18. El proceso de la reivindicación 17, en el que el catalizador heterogéneo de metal de transición comprende: un vehículo poroso catalizador de óxido inorgánico y un catalizador de metal de transición, en donde el vehículo poroso catalizador de óxido inorgánico preferido es alúmina y en donde el catalizador de metal de transición preferido es Ni--Mo, Co--Mo, Ni--W o Ni-Co-Mo
19. El dispositivo de la reivindicación 16, en el que el contenido máximo de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) de dicho Producto de Combustible Marino

18651/002WO1

Pesado está entre 1% y 10% del contenido máximo de azufre del Combustible Marino Pesado.

RESUMEN

Un proceso para reducir los contaminantes ambientales en una materia prima de Combustible Marino Pesado que cumple con ISO 8217, el proceso involucra: mezclar una cantidad de la materia prima de Combustible Marino Pesado con una cantidad de mezcla de Gas de activación para dar una mezcla de materia prima; poner en contacto la mezcla de materia prima con uno o más catalizadores para formar una mezcla de proceso a partir de la mezcla de materia prima; separar los componentes líquidos del Producto del Combustible Marino Pesado del Producto de la Mezcla del Proceso de los componentes gaseosos y los componentes de hidrocarburos derivados de la Mezcla del Proceso, y descargar el Producto del Combustible Marino Pesado. El producto combustible marino pesado cumple con ISO 8217 para combustibles marinos residuales y tiene un nivel de azufre con un contenido máximo de azufre (ISO 14596 o ISO 8754) en el rango de 0,05% en peso a 0,5% en peso. El producto del Combustible Marino Pesado se puede usar como combustible marino pesado o como un stock de mezcla para un combustible marino pesado que cumple ISO 8217, IMO MARPOL anexo 7 revisado que cumple un contenido en azufre bajo o ultra bajo. También se describe un dispositivo para llevar a cabo el proceso.

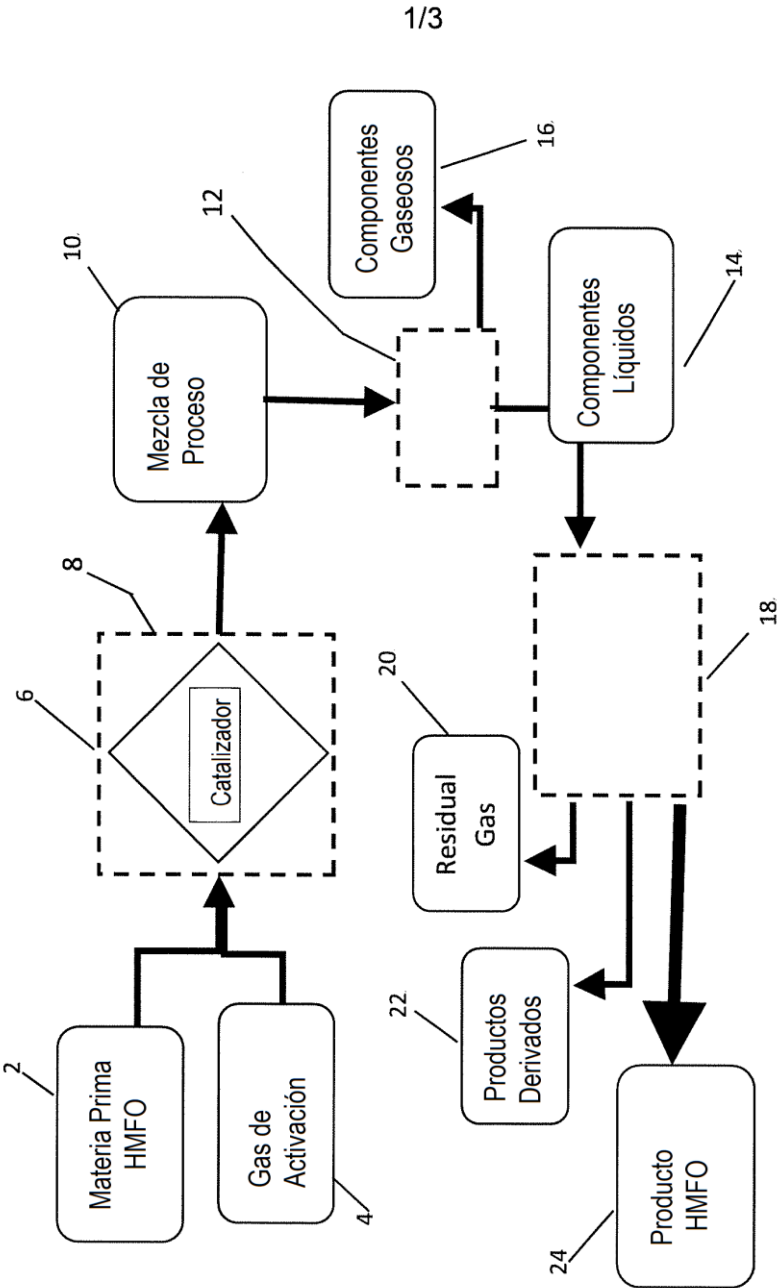


FIG. 1

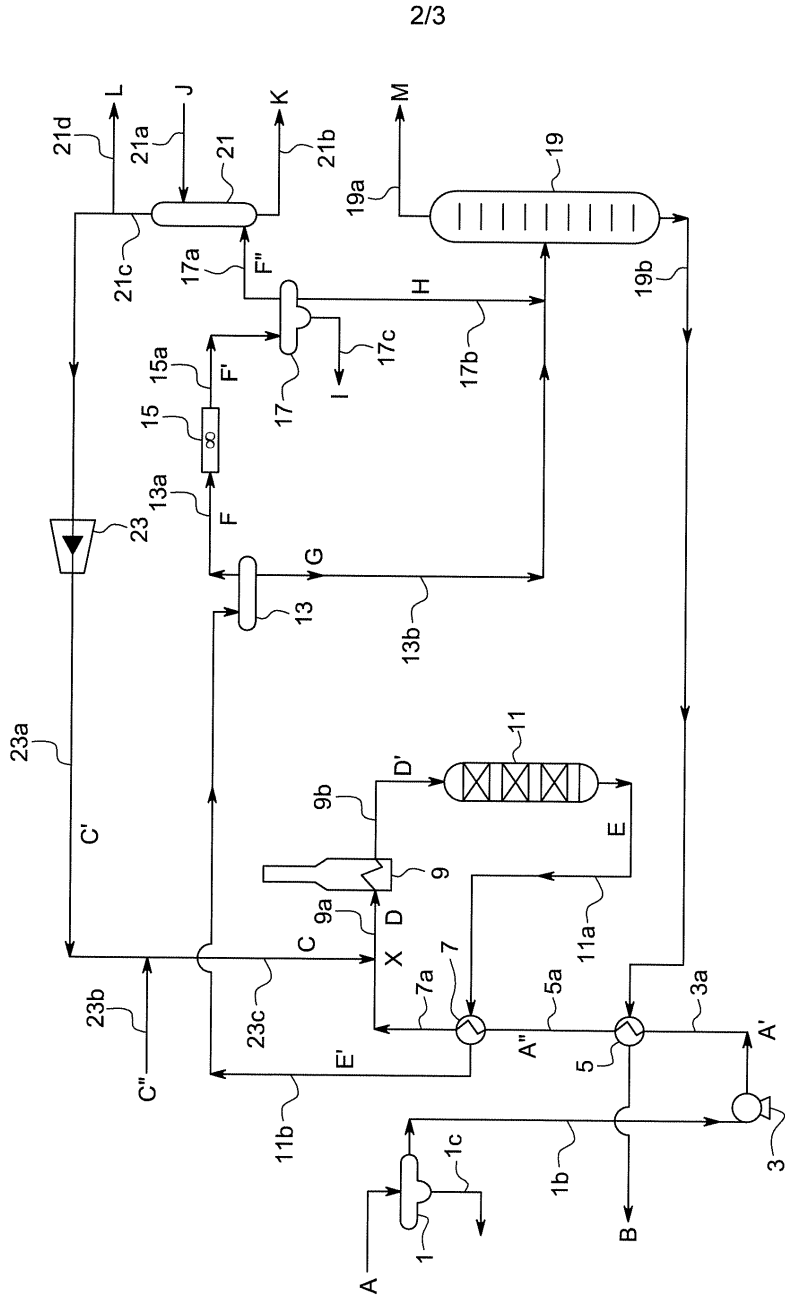


FIG. 2

3/3

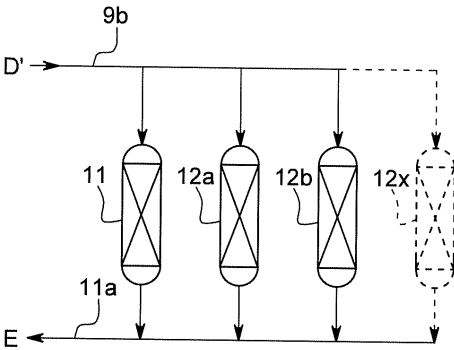


FIG. 3A

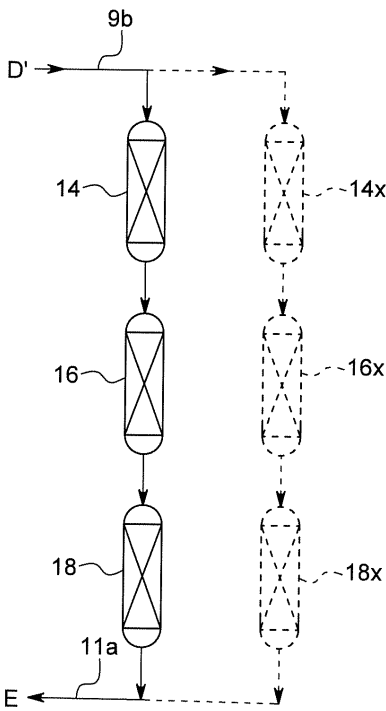


FIG. 3B