

FONDO SECTORIAL-CONACYT-SENER-HIDROCARBUROS

Sísmica de fondo marino (Diseño de adquisición, procesado e interpretación)

Breve descripción de la demanda específica

Acceder a tecnologías para el diseño de parámetros de adquisición sísmica de fondo marino multicomponente (4C), asimilarlas y adquirir habilidades en el diseño, procesado e interpretación de datos provenientes de la sísmica multicomponente.

Antecedentes

La tecnología de sísmica de fondo marino es el resultado de la evolución de las técnicas de levantamientos sísmicos marinos.

Al inicio de las actividades de adquisición sísmica en el mar, la capacidad de almacenamiento de información limitaba el número de canales de recepción y la imagen obtenida del subsuelo era bidimensional. Con el aumento de las capacidades informáticas, se hizo posible utilizar densidades mayores de canales en la detección y así surgieron las imágenes sísmicas tridimensionales.

A pesar de este avance, y dado que ciertos componentes de la onda sísmica no viajan en fluidos, no era posible hacer levantamientos de sísmica multicomponente en el mar. Con el advenimiento de la sísmica de fondo marino, ya sea con cableado o con nodos, se hizo posible la adquisición de datos sísmicos multicomponente. Ello permite, entre otras cosas, aumentar la resolución vertical, identificar sistemas de fracturas y delimitar mejor los tipos de roca y fluidos en el subsuelo. Igualmente, bajo ciertas condiciones de adquisición, es posible monitorear el volumen de hidrocarburos lo largo del tiempo, optimizando su explotación.

La sísmica de fondo marino hace posible, a diferencia de las técnicas de adquisición de sísmica convencionales, realizar levantamientos multicomponente. De esta manera, al detectar una cantidad mayor de parámetros geológicos del área en

estudio, como la presencia de roca y fluidos en el subsuelo y la identificación de sistemas de fracturas, se reduce considerablemente el riesgo exploratorio y se mejora el conocimiento de los yacimientos.

Descripción de la problemática tecnológica

La sísmica de fondo marino permite la adquisición de datos sísmicos en áreas de poco tirante de agua o de difícil acceso debido a la presencia de infraestructura. Permite identificar variaciones en el yacimiento debidas a la explotación del mismo.

Gracias a los avances recientes, esta tecnología permite desplegar los detectores en tirantes de agua de 20 metros hasta 3000 metros. Este arreglo permite realizar levantamientos sísmicos aún en presencia de infraestructura de producción (como ductos y plataformas), en aguas profundas o poco profundas, con una alta repetitividad y sensibilidad a los componentes de la onda sísmica.

Objetivos

Modelar el diseño de la adquisición y el procesamiento de datos de sísmica multicomponente de fondo marino.

Metas

Las tecnologías de procesamiento de datos permitirán un mejor acoplamiento entre los diferentes tipos de receptores, la atenuación de reflexiones múltiples, una mejor solución de la problemática asociada a las estáticas, la minimización de ruidos coherentes y aleatorios de las salidas sumadas, el incremento de la resolución sísmica vertical y la preparación óptima de los datos sísmicos para la interpretación de amplitudes.

Esto permitirá identificar áreas no drenadas para ubicar nuevos pozos, a fin de recuperar un volumen adicional de hidrocarburos, por ejemplo con un pozo adicional que drene un volumen de reserva de 15 mmbbls, podría generarse un VPN de más de 300 mmdls.

Entregables

- Diseño de la adquisición (trazado de rayos, geometría de adquisición, arreglo de detectores y fuente etc.) de datos sísmicos de fondo marino
- Cubos o subcubos (pre-adquiridos con sísmica multicomponente de fondo marino) procesados .
- Manuales de los flujos de trabajo para el diseño sísmico y del procesamiento de datos sísmicos de fondo marino.
- Informe final.

Plazo de ejecución sugerido

El desarrollo de esta tecnología requiere de 18 meses aproximadamente.

Aplicabilidad

En proyectos con yacimientos en etapa de producción, como:

- Marina Noreste: Campeche Oriente
- Marina Suroeste: Campeche Poniente, Coatzacoalcos, Litoral de Tabasco Marino

Desarrollo de modelos robustos de tectónica salina para la delineación de cuerpos y migración sísmica para mejoramiento de imágenes

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar modelos geológicos robustos en áreas geológicas complejas con influencia de tectónica salina, construidos mediante la aplicación de nuevas tecnologías y, asimismo, aplicar estos modelos de manera interactiva en los procesos de migración en profundidad PSDM para obtener imágenes sísmicas de mejor calidad y confiabilidad.

Antecedentes

La exploración de nuevos depósitos de hidrocarburos bajo sal es de gran importancia, debido a su alto potencial volumétrico en la parte mexicana del Golfo de México, potencial que ya ha sido comprobado en la parte estadounidense del mismo. En este tipo de plays, la tectónica salina es la que ha controlado y modificado su distribución en el subsuelo, y ha configurado trampas estructurales, estratigráficas y/o combinadas, elevando la dificultad o riesgo geológico para la detección de dichos plays.

En México, a pesar de la complejidad geológica y de la calidad variable de las imágenes sísmicas disponibles en las áreas de plays subsalinos, PEP ha identificado, con cierto grado de incertidumbre, oportunidades exploratorias y ha documentado prospectos de interés económico petrolero en el Golfo de México. Sin embargo, los modelos geológicos que sustentan estas oportunidades requieren mayor certeza y confiabilidad técnica para poder evaluar adecuadamente el riesgo geológico y el potencial petrolero los diferentes sectores del Golfo.

Descripción de la problemática tecnológica

El modelado tectónico de cuerpos salinos apoya la comprensión de la evolución geológica de la sal en el subsuelo, y su influencia en los elementos estructurales de los sistemas petroleros. Su conocimiento permite fortalecer los modelos geológicos, identificar áreas prospectivas y definir la estrategia tecnológica para evaluar el potencial.

Se utilizan técnicas y metodologías de modelado tectónico-estructural para definir estructuras bajo los cuerpos salinos, particularmente trampas ligadas a posibles acumulaciones de hidrocarburos. Los modelos robustos de tectónica salina son de vital importancia en la migración a profundidad de la información sísmica, para poder obtener imágenes con mejor definición.

Objetivos

Construir modelos geológicos robustos en áreas con influencia de tectónica salina para definir su relación con los procesos del sistema petrolero y asimismo, aplicar dichos modelos en forma interactiva en los procesos de migración en profundidad PSDM para obtener imágenes sísmicas de mejor calidad y confiabilidad.

Metas

La construcción de modelos robustos de tectónica salina y la implementación de técnicas avanzadas de migración en profundidad permitirán valorar adecuadamente el riesgo geológico y el potencial petrolero de los plays terciarios y mesozoicos afectados por la tectónica salina.

Entregables

- Modelo tectónico-estructural del área en estudio.
- Cubos sísmicos migrados en profundidad utilizando técnicas de procesamiento sísmico PSDM especial.
- Manuales de procedimientos y flujos de trabajo utilizados para la construcción del modelo tectónico-estructural.
- Manual de secuencias de procesado sísmico para migración en profundidad.

- Informe final.

Plazo de ejecución sugerido

El desarrollo de esta tecnología requiere de 24 meses aproximadamente.

Aplicabilidad

Proyectos de inversión con estructuras geológicas influenciadas por la tectónica salina, como:

- Marina Noreste: Campeche Oriente
- Marina Suroeste: Campeche Poniente, Coatzacoalcos – Litoral de Tabasco Marino, Golfo de México B
- Norte: Área Perdido
- Sur: Julivá – Comalcalco, Litoral Tabasco Mesozoico, Cuichapa, Malpaso, Reforma, Simojovel

Desarrollar un proceso para eliminar contaminantes tales como el Nitrógeno, mediante la adsorción con un sólido o líquido regenerable, de la carga a unidades de HDS para obtener DUBA.

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar un proceso para remover de forma selectiva, mediante un adsorbente, el nitrógeno orgánico contenido en las corrientes carga a las unidades hidrodesulfuradoras de diesel que obtienen un producto con 15 ppm de azufre (DUBA). El adsorbente debe ser regenerable utilizando corrientes disponibles en las refinerías y a condiciones de baja severidad. Los subproductos de la regeneración deberán poder ser reintegrados a las corrientes de las refinerías.

Antecedentes

Pemex Refinación tiene la obligación de cumplir con las nuevas especificaciones contempladas en la NOM-086-SENER-SEMARNAT SCFI-2005, que entre otras cosas exige que el contenido de azufre en el Pemex Diesel sea menor a 15 ppm. Actualmente el organismo importa la totalidad de los catalizadores que utiliza para producir diesel de ultra bajo azufre. Los compuestos orgánicos de nitrógeno son inhibidores importantes de la reacción de hidrodesulfuración por lo que su eliminación previa contribuiría a alcanzar los niveles de azufre requerido en condiciones de operación menos severas.

La eliminación del nitrógeno orgánico en las cargas a plantas hidrodesulfuradoras es importante considerando que los crudos pesados mexicanos y las corrientes resultantes de los procesos de desintegración de fondos (Coquización Retardada y H-Oil) se caracterizan por tener altos contenidos de compuestos nitrogenados.

Actualmente en el mercado no existen sólidos y/o líquidos que cumplan con esta función a nivel industrial, lo que obliga a incrementar de forma importante el volumen de catalizador requerido en las unidades de hidrodesulfuración (HDS) para la obtención del DUBA.

La reciente aparición de los líquidos iónicos como adsorbentes selectivos está abriendo nuevas perspectivas de Investigación y Desarrollo sobre la problemática planteada.

Descripción de la problemática tecnológica

Inicialmente, realizar una revisión bibliográfica sobre el Estado del Arte de los sistemas de eliminación selectiva del nitrógeno orgánico en las corrientes carga a las plantas HDS para la producción de Diesel Ultra Bajo Azufre (artículos, patentes, desarrollos industriales, etc.).

Los adsorbentes desarrollados deben considerar lo siguiente:

Ser compatibles con las unidades existentes en las seis refinerías y con los proyectos para la producción de Diesel UBA de Pemex Refinación.

Los materiales, de preferencia, deberán operar a las siguientes condiciones de proceso: Temperatura 20 – 45 °C y Presión 65 kg/cm².

El adsorbente debe ser altamente selectivo hacia los compuestos de nitrógeno orgánico contenidos en las corrientes de alimentación de las plantas mencionadas.

En la regeneración del material, se debe de recuperar, al menos, un 80 % de la capacidad de remoción inicial de nitrógeno orgánico y, la vida total del material deberá ser de al menos un año durante el cual debe mantener, al menos, el 80 % de su capacidad inicial de remoción. Se aceptan, y son deseables, materiales que operen con múltiples regeneraciones.

Los materiales, deberán ser resistentes a otros contaminantes presentes en las corrientes de alimentación, tales como metales y fracciones pesadas.

Las corrientes de salida del proceso de eliminación de Nitrógeno Orgánico deberán tener, como máximo, un nivel de nitrógeno orgánico equivalente al 80 % peso del contenido inicial (se utilizará el método de análisis que se está utilizando en las refinerías de Pemex) a las condiciones de fin de corrida.

En el caso de los adsorbentes sólidos, estos deberán cumplir con todos los requerimientos mencionados anteriormente en su forma extruida, las propiedades mecánicas de los “pellets” deberán ser, al menos equivalentes a las de los catalizadores DSD-14(+) del IMP.

El adsorbente debe ser regenerable utilizando corrientes disponibles en las refinerías y a condiciones de baja severidad (con excepción de los adsorbedores, en principio, deberá utilizarse únicamente el equipo disponible en la planta). Los subproductos de la regeneración deberán poder ser reintegrados a las corrientes de las refinerías.

Las cargas de referencia para las pruebas de desempeño de los adsorbentes serán: gasóleos atmosféricos (ligero y pesado), aceite cíclico ligero, gasóleo ligero de la coquizadora y mezclas de todos ellos de la refinería "Francisco I. Madero" de Pemex Refinación.

El crudo de referencia será el crudo pesado utilizado en la refinería "Francisco I. Madero" de Pemex Refinación.

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

Investigación básica, desarrollo del producto, validación y escalamiento a nivel planta piloto (las condiciones de operación y las características de la prueba en planta piloto se definirán en la junta de aclaraciones).

Los programas de actividades de cada una de las etapas deberán estar avalados por Pemex Refinación.

Al finalizar cada una de las etapas deberá realizarse una presentación y un informe detallado de los resultados obtenidos, mismos que servirán para evaluar el avance y determinar la factibilidad de reorientar, continuar o cancelar el proyecto.

Los informes de avances del proyecto deberán estar firmados por los responsables técnicos y administrativos del proyecto.

Asimismo, dichos informes deberán contener de manera amplia y precisa, entre otros: a) Programa de actividades (programado vs real), b) programación de gastos (planeado vs ejercido), c) resultados alcanzados, d) discusión y análisis de resultados, e) técnicas de caracterización y evaluación utilizadas, f) conclusiones preliminares, g) bibliografía consultada y h) perspectivas del proyecto.

En su momento, el desarrollador deberá encargarse de la realización de las pruebas de desempeño a nivel laboratorio y a nivel planta piloto.

Objetivos

Contar con un proceso de adsorción/regeneración para remover de forma selectiva, mediante un adsorbente (sólido y/o líquido), el nitrógeno orgánico contenido en las corrientes carga a las unidades hidrodesulfuradoras de diesel que obtienen un producto con 15 ppm de azufre (DUBA). El adsorbente debe ser regenerable utilizando corrientes disponibles en las refinerías y a condiciones de baja severidad. Los subproductos de la regeneración deberán poder ser reintegrados a las corrientes de las refinerías.

Metas

1. Reducir costos de operación.
2. Ofertar productos con oportunidad y calidad.
3. Generar al menos una patente internacional.
4. Implementación de talleres de difusión interna del conocimiento generado.
5. Formación de especialistas dentro de Pemex Refinación en los temas fundamentales aplicados en el proyecto (termodinámica, catálisis, técnicas analíticas en fracciones de petróleo, simulación de procesos de refinación, ahorro de energía, mecánica de fluidos en fracciones de petróleo, manejo y disposición de residuos).

Entregables

Un proceso de adsorción/regeneración para remover de forma selectiva, mediante un adsorbente, el nitrógeno orgánico contenido en las corrientes de carga a las unidades hidrodesulfuradoras de diesel que obtienen un producto con 15 ppm de azufre (DUBA). Así mismo, el prototipo de adsorbente aplicable a este proceso. Los entregables deberán cumplir con todos los requerimientos mencionados en los apartados: demanda específica, descripción, objetivos y metas.

El proceso de adsorción/regeneración y el adsorbente deberán ser entregados después de realizar pruebas de laboratorio y planta piloto e incorporar los ajustes que sean pertinentes.

Se deberá entregar los procedimientos básicos relacionados con la eliminación del nitrógeno orgánico y la regeneración del adsorbente (en caso de ser necesario).

Un registro de la(s) patente(s) que resulten del proyecto de investigación, en el cual se mencione el apoyo, que al proyecto de investigación otorgaron SENER, CONACYT y Pemex Refinación.

Reportes parciales trimestrales para el seguimiento y evaluación del proyecto. Estos deben de contener de manera amplia y precisa: a) Programa de actividades (programado vs real), b) programación de gastos (planeado vs ejercido), c) resultados alcanzados, d) discusión y análisis de resultados, e) técnicas de caracterización y evaluación utilizadas, f) conclusiones preliminares, g) bibliografía consultada y h) perspectivas del proyecto.

Plazo de ejecución sugerido

Se contempla un periodo de 3 años para tener los entregables.

Aplicabilidad

Los entregables serían utilizados en las plantas hidrodesulfuradoras de Pemex Refinación para producir Pemex Diesel con un contenido de azufre menor a las 15 ppm y de esta manera reducir los costos para cumplir con las especificaciones contempladas en la NOM-086-SENER-SEMARNAT SCFI-2005.

Desarrollar mejores inhibidores de corrosión para equipos e instalaciones que manejen gasóleos de coquización

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar inhibidores que disminuyan la velocidad de corrosión en al menos un 20%, sin requerir un incremento en el volumen que actualmente se adiciona en las unidades que Hidrotratan los Gasóleos provenientes de las unidades Coquizadoras de Pemex Refinación.

Antecedentes

La complejidad de las refinerías de Pemex se ha incrementado con el objetivo de reducir al máximo la producción de corrientes residuales de bajo valor agregado transformándolos en destilados como la gasolina y el diesel, los cuales deben ser tratados para su posterior utilización como productos terminados. Una de las características de estas corrientes provenientes de los procesos de desintegración es su alto contenido de contaminantes y compuestos potencialmente corrosivos, por lo que las plantas que los procesan, especialmente las Hidrotratadoras, requieren de inhibidores de corrosión para mantener, dentro de parámetros económicamente atractivos, los niveles de corrosión de las unidades de proceso.

La corrosión es un proceso electroquímico en el que un metal se deteriora física y químicamente por efecto del medio que lo rodea. En la mayoría de las plantas de proceso de refinerías, el metal reactivo es el acero, el electrolito es el agua y el agente corrosivo u oxidante está constituido por ácidos, sales, bases, oxígeno, etc. Para que estas reacciones se lleven a cabo, deben existir medios conductivos que permitan el flujo de los iones (Fe^{++} e H^+) y los electrones, por lo que evitando la migración de los iones o inhibiendo el desarrollo de las reacciones parciales, no habrá corrosión. El uso de inhibidores de corrosión permite un adecuado control de las velocidades de corrosión al favorecer la formación de películas protectoras de carácter dinámico sobre el metal base. La inyección de agua de lavado antes de los condensadores generalmente aumenta el pH de las aguas amargas y disuelve cualquier material soluble evitando la corrosión bajo depósito. Es recomendable utilizar agua de buena calidad que no contenga oxígeno (el cual produce pitting), preferentemente condensado de calderas.

El IMP ha desarrollado algunos inhibidores de corrosión que se encuentran en aplicación en las unidades de Pemex Refinación sin embargo existe una necesidad de mejorar la calidad de los mismos con miras a evitar que en un futuro sean sustituidos por inhibidores de corrosión de importación.

Finalmente es importante mencionar que las características de los crudos nacionales, también impactan las propiedades y complejidad de las corrientes más pesadas del proceso de refinación. Esto induce un incremento en la corrosión de las instalaciones que manejan la corriente de gasóleos de las Plantas Coquizadoras y un mayor consumo de inhibidor, lo que impacta en los costos de producción del organismo.

Descripción de la problemática tecnológica

Inicialmente realizar una revisión bibliográfica sobre el Estado del Arte de los inhibidores de corrosión para las corrientes de gasóleos de las Plantas Coquizadoras (artículos, patentes, desarrollos industriales).

El inhibidor a desarrollar debe considerar lo siguiente:

El inhibidor deberá contener una molécula de diseño original, no se aceptan inhibidores resultado, únicamente, de cambios en las formulaciones de mezclas de bases disponibles en el mercado.

El inhibidor de corrosión debe monitorearse por testigo gravimétrico y probeta corrosimétrica, debiendo cumplir 2.5 milésimas de pulgada por año de desgaste en acero al carbón, los cuales son medidos después de 30 días de exposición del testigo gravimétrico y diario para el caso de la probeta corrosimétrica.

Para mantener este nivel de corrosión debe de requerirse, una menor inyección en comparación con los inhibidores actualmente utilizados en Pemex Refinación.

La prueba de eficiencia de inhibición a la corrosión debe ser realizada utilizando los métodos NACE-TM-01-72 "Standard test method determining corrosive properties of cargoes in petroleum product" y NACE-1D-182 "Wheel test method for evaluation of persistent corrosion inhibitor for oil field application"

El inhibidor no deberá promover la formación de emulsiones con hidrocarburos, y deberá comprobarse mediante el método ASTM-D-1094-05, referente a la tolerancia al agua.

No debe generar ningún contaminante extra que sea veneno para los catalizadores de proceso de las unidades.

En contenido de Nitrógeno debe ser como máximo 4.6 % peso (se utilizará el método de análisis que está utilizando Pemex Refinación en sus refinerías)

Los inhibidores de corrosión deben ser compatibles con las Plantas Hidrotratadoras de Gasóleos de instalaciones de Pemex Refinación.

Las condiciones de operación para las pruebas de desempeño de los inhibidores, serán las que se tienen en la unidad Hidrotratadora de Gasóleos de la Refinería de Ciudad Madero Tam. El material de construcción de los equipos es acero al carbón.

Asimismo, las cargas de referencia para las pruebas de desempeño de los inhibidores, serán los gasóleos (ligero y pesado) de la coquizadora y las mezclas de todos ellos de la refinería "Francisco I. Madero" de Pemex Refinación.

El crudo de referencia será el crudo pesado utilizado en la refinería "Francisco I. Madero" de Pemex Refinación.

El programa de trabajo del proyecto deberá dividirse en etapas:

Investigación básica, desarrollo del producto, validación y escalamiento a nivel planta piloto (en este proyecto la prueba consiste en realizar y superar lo indicado en los métodos NACE-TM-01-72 "Standard test method determining corrosive properties of cargoes in petroleum product" y NACE-1D-182 "Wheel test method for evaluation of persistent corrosion inhibitor for oil field application").

Los programas de actividades de cada una de las etapas deberán estar avalados por Pemex Refinación.

Al finalizar cada una de las etapas deberá realizarse una presentación y un informe detallado de los resultados obtenidos, mismos que servirán para evaluar el avance y determinar la factibilidad de reorientar, continuar o cancelar el proyecto.

Los informes de avances del proyecto deberán estar firmados por los responsables técnicos y administrativos del proyecto.

Asimismo, dichos informes deberán contener de manera amplia y precisa, entre otros: a) Programa de actividades (programado vs real), b) programación de gastos (planeado vs ejercido), c) resultados alcanzados, d) discusión y análisis de resultados, e) técnicas de caracterización y evaluación utilizadas, f) conclusiones preliminares, g) bibliografía consultada y h) perspectivas del proyecto.

En su momento, el desarrollador deberá encargarse de la realización de las siguientes actividades:

- Realización de pruebas de desempeño y escalamiento de los prototipos de acuerdo a lo establecido en los métodos NACE-TM-01-72 “Standard test method determining corrosive properties of cargoes in petroleum product” y NACE-1D-182 “Wheel test method for evaluation of persistent corrosion inhibitor for oil field application”.
- Implementación del sistema de inyección, control de la inyección, pruebas y monitoreo durante el arranque de la planta.

Objetivos

Contar con un inhibidor de corrosión que disminuya la velocidad de corrosión en al menos un 20% sobre los actualmente utilizados en las unidades de hidrotreatmento de los gasóleos provenientes de las unidades coquizadoras, y que cumpla con los criterios de funcionalidad establecidos por Pemex Refinación y con los criterios ambientales establecidos a nivel mundial para este tipo de inhibidores dentro de la industria petrolera.

Metas

1. Reducir costos de operación.
2. Incrementar la confiabilidad de las instalaciones para poder ofertar productos con oportunidad y calidad.
3. Generar al menos una patente internacional.
4. Implementación de talleres de difusión interna del conocimiento generado.
5. Formación de especialistas dentro de Pemex Refinación en los temas fundamentales aplicados en el proyecto (corrosión y ciencias de materiales, ingeniería de procesos con orientación a sistemas de medición y control, ingeniería de procesos con orientación a mecánica de fluidos).

Entregables

Un prototipo de inhibidor de corrosión que deberá cumplir con todos los requerimientos mencionados en los apartados: demanda específica, descripción, objetivos y metas.

El Sujeto de apoyo deberá entregar el inhibidor de corrosión después de realizar y superar las pruebas indicadas en los métodos NACE-TM-01-72 “Standard test method determining corrosive properties of cargoes in petroleum product” y NACE-1D-182 “Wheel test method for evaluation of persistent corrosion inhibitor for oil field application”.

Un registro de la(s) patente(s) que resulten del proyecto de investigación, en el cual se mencione el apoyo, que al proyecto de investigación otorgaron SENER, CONACYT y Pemex Refinación.

Reportes parciales trimestrales para el seguimiento y evaluación del proyecto. Estos deben de contener de manera amplia y precisa: a) Programa de actividades (programado vs real), b) programación de gastos (planeado vs ejercido), c) resultados alcanzados, d) discusión y análisis de resultados, e) técnicas de caracterización y evaluación utilizadas, f) conclusiones preliminares, g) bibliografía consultada y h) perspectivas del proyecto.

Manuales de usuario, procedimientos para la utilización y control del inhibidor de corrosión, hoja de seguridad y hoja técnica del inhibidor.

Plazo de ejecución sugerido

Se contempla un periodo de 3 años que es un tiempo promedio en el que el IMP ha desarrollado algunas de sus moléculas de inhibidores para tener un prototipo de inhibidor, hacer pruebas de laboratorio e incorporar los ajustes correspondientes.

Aplicabilidad

El inhibidor de corrosión desarrollado sería utilizado en las plantas de hidrotreatmento de gasóleos de coquización de Pemex Refinación.

Desarrollo de tecnologías alternas a la que se utiliza actualmente en PGPB, por absorción con soluciones de aminas, para eliminar el H₂S y el CO₂ del gas húmedo amargo.

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollo de una tecnología (innovación o asimilación) para procesar gas húmedo amargo proveniente de los yacimientos de gas asociado, que separe tanto el ácido sulfhídrico (H₂S) como el bióxido de Carbono (CO₂), contenidos en esta corriente. Ambos componentes deberán convertirse en productos de bajo impacto al medio ambiente (se busca lograr un mínimo de emisiones a la atmósfera).

Antecedentes

El proceso actual para eliminación del gas ácido (H₂S y CO₂) contenido en la corriente de gas húmedo amargo que se recibe de Pemex Exploración y Producción (PEP), se lleva a cabo mediante un proceso de absorción con una solución acuosa de aminas, las cuales remueven tanto el H₂S como el CO₂. Una vez agotada la solución de amina, esta pasa al proceso de regeneración, donde los gases ácidos que le fueron removidos a la corriente de gas amargo son enviados a la planta de conversión y recuperación de azufre. El CO₂, contenido en el gas ácido, es emitido en su totalidad a la atmósfera contribuyendo al creciente efecto invernadero mientras que para el H₂S existe Tecnología para recuperar hasta el 98.8 % (proceso Super Claus) como azufre elemental, emitiendo el resto a la atmósfera como SO₂.

No obstante que se cumple con las normas ambientales relacionadas con la emisión de compuestos de azufre a la atmósfera en los Centros de Trabajo de Pemex Gas, la afectación al medio ambiente por emisiones de SO₂ (9,173 ton/año) se considera importante, ya que se trata de un contaminante que deriva en compuestos de mayor efecto corrosivo y con impacto regional, formando nubes tóxicas que precipitan generalmente como lluvia ácida. Estudios de externalidades ambientales efectuados en algunas refinerías del país¹, mencionan que su impacto es hasta de un 87% de los costos asociados a deterioros en la salud humana.

Descripción de la problemática tecnológica

Inicialmente se deberá realizar una revisión bibliográfica sobre el mercado de tecnología, prácticas internacionales, estado del arte y tendencias de la tecnología (investigaciones específicas, estudios especializados, tesis de maestría o doctorado).

Posteriormente se deberá evaluar las alternativas de solución tecnológicas identificadas y seleccionar aquella que cumpla de mejor manera con las necesidades planteadas por Pemex Gas.

Seguir el procedimiento que tenga establecido la institución para llevar a cabo el proyecto de IDT, dependiendo si se trata de un desarrollo de tecnología propia (innovación) o la adaptación de una tecnología comercial (asimilación) para lo cual deberá elaborar los estudios de justificación así como los requerimientos pertinentes para la adquisición de la tecnología.

Por último para estar en posibilidades de tener un proceso de mejora continua, se deberán realizar talleres para la administración del conocimiento adquirido. De esta manera el personal de Pemex Gas, podrá actualizar sus conocimientos técnicos y científicos en las áreas y procesos relacionados con el proyecto.

Objetivos

Lograr un proceso alternativo de eliminación del H₂S y CO₂ a escala industrial, mediante el cual las emisiones a la atmósfera de H₂S se mantengan en valores de 1.2 % o menores y las de CO₂ se reduzcan en al menos en 50%. Los productos derivados de ambos compuestos deberán tener valor comercial competitivo y los costos del proceso que resulte a nivel industrial sea no mayor al costo de endulzamiento actual (0.21 USD/Mpc).

Metas

Crear procesos innovadores y más eficientes

Aumentar el rendimiento de la infraestructura

Incrementar la protección al medio ambiente

Crear productos de mayor valor agregado

Cumplimiento del Objetivo Estratégico de Petróleos Mexicanos: “Fortalecer el desempeño ambiental”.

Reducir costos de operación.

Generación de conocimientos en la empresa

Formación de 3 especialistas dentro de Pemex Gas en las diferentes áreas de estudio del proyecto.

- Catálisis (Producción)
- Ingeniería ambiental (SSPA)
- Gestión de Tecnología (Planeación)

Entregables

Además de los reportes trimestrales de seguimiento al proyecto, descrito en el apartado de “indicadores de seguimiento” el equipo de investigación elaborará informes técnicos, conteniendo de manera amplia y precisa:

- 1.- Los resultados del análisis efectuado a las referencias bibliográficas encontradas en el mercado tecnológico, prácticas internacionales, estado del arte y tendencias de la tecnología.
- 2.- La ruta tecnológica, que permita identificar la evolución de la tecnología o los factores impulsores de la misma y los factores críticos de éxito.
- 3.- Comentarios y observaciones alcanzadas entre los miembros del equipo de investigación durante el análisis de las alternativas encontradas.
- 4.- Viabilidad del proyecto de acuerdo a la tecnología seleccionada
- 5.- Evaluación de las pruebas operativas a nivel planta piloto (bitácora correspondiente).

6.- Ingeniería Básica (especificaciones técnicas que apoyen el proceso de licitación) para el diseño y construcción de plantas industriales que apliquen la tecnología desarrollada.

Plazo de ejecución sugerido

Se estima un tiempo de ejecución de 2 años máximo para la investigación y desarrollo de la tecnología solicitada.

Aplicabilidad

En caso de implementarse la tecnología de acuerdo al presente proyecto de desarrollo, se hará necesario llevar a cabo otro proyecto para pasar a la aplicación industrial y las plantas seleccionadas serán los nuevos proyectos de infraestructura, lo cual se llevará a cabo mediante plantas modulares.