

Fondo Sectorial CONACYT-SENER-HIDROCARBUROS

Inyección del aire al yacimiento como sistema de recuperación mejorada

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar un modelo matemático de simulación numérica que permita evaluar el incremento de producción mediante inyección de aire a yacimientos naturalmente fracturados. El alcance del modelo será la formulación matemática, el planteamiento numérico, el código desarrollado y su demostración en pruebas de laboratorio.

Antecedentes

Es del interés de Pemex Exploración y Producción, dada la madurez alcanzada por la explotación de la mayoría de sus campos, probar técnicas alternativas de recuperación de aceite que le permitan atenuar la tendencia en la declinación de la producción. Actualmente, más de dos terceras partes del hidrocarburo producido provienen de yacimientos donde el mantenimiento es la principal estrategia de producción; en un poco menos de la tercera parte fluye por medios naturales y solo una pequeña fracción proviene como resultado de la aplicación de técnicas de recuperación mejorada.

En los yacimientos carbonatados y naturalmente fracturados de las formaciones mesozoicas del sureste de México, el aceite se halla en el poro matricial, en los vugulos y en las fracturas. En su fase tardía de explotación, la movilidad de este aceite no se incrementa con la adición de energía sino, mas bien, con la modificación de características originales de la roca y/o fluidos involucrados en el desplazamiento, tales como; reducción de viscosidad del aceite, modificación favorable del comportamiento de fases, reducción de tensión interfacial, cambios composicionales en componentes no hidrocarburos, cambios de mojabilidad, entre otros, objetivos de los métodos de recuperación mejorada, en general, y de la inyección de aire en particular.

Evidentemente, el hecho de modificar propiedades originales involucra cuestiones físicas, químicas y térmicas de detalle, las cuales hacen que los procesos de recuperación mejorada sean mucho mas complejos y costosos.

La inyección de aire al yacimiento consiste en la generación de combustión dentro del yacimiento inyectando gas rico en oxígeno, generalmente aire. En algunas ocasiones, el oxígeno presente en el aire al entrar en contacto con el aceite del yacimiento, origina una auto ignición; mientras que en otros casos es necesario introducir un calentador especial dentro del pozo para prender una fracción del aceite del interior del yacimiento y crear un frente de calentamiento.

El calor generado por el calentamiento del crudo provoca el rompimiento de las cadenas de los hidrocarburos, la vaporización de los compuestos más ligeros y agua, adicionalmente la precipitación de los hidrocarburos más pesados conocidos como coque. En la medida que el fuego se extiende produce una mezcla de gases calientes, vapor y agua caliente que reduce la viscosidad y desplaza el aceite hacia los pozos de producción. También se le conoce a este método como *fireflooding* o *heavy oil air injection* (HOAI).

Se tiene contemplado llevar a cabo una prueba piloto de inyección de aire para determinar su posible masificación en campos que tengan características similares. La prueba se realizará en un yacimiento naturalmente fracturado, buscando alcanzar los siguientes objetivos:

- Transferir el aire al yacimiento por medio de compresores teniendo en cuenta las características del aceite con el propósito de generar un frente de combustión que desprenda los componentes ligeros y efectuando un craqueo a los hidrocarburos pesados.
- Que los gases de combustión y el calor avancen a través del yacimiento movilizando el aceite hacia los pozos productores, cuidando las condiciones de seguridad para evitar porcentajes de concentración de Oxígeno mayores al cuatro por ciento (4%) en los pozos inyectoros.
- El propósito es generar un frente de combustión que desprenda los componentes ligeros y efectuando un craqueo a los hidrocarburos pesados.

Descripción de la problemática tecnológica

- Construir una herramienta capaz de predecir con certeza razonable, en yacimientos naturalmente fracturados, el frente de oxidación que se genera durante la inyección de aire a los yacimientos, considerando que ocurrirán al menos dos de ellos, uno en la matriz y otro para la fractura. Un tercer frente se podría presentar en los vórgulos.

- El modelo numérico que se tiene a la fecha no considera el cambio en la forma de las curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar de manera rigurosa. Tampoco, existe una metodología capaz de generar juegos de curvas de permeabilidad y de presión capilar a diferentes temperaturas. Por lo anterior, es necesario formular un simulador en donde se consideren todos estos efectos.

Como parte del proceso de combustión, se desprende CO₂, si las condiciones están por arriba de la presión de miscibilidad parte de este CO₂ se miscibiliza en el aceite, otra parte se disuelve en el agua del yacimiento y por último otra parte reacciona con roca de la formación, si es que la roca del yacimiento es carbonato. Por lo cual el simulador numérico deberá tomar en cuenta las interacciones mencionadas.

Como parte del proceso de combustión está la generación de calor, que no todo está enfocado al craqueo del aceite que está por delante de este frente, si no que parte del calor tiene la misión de calentar el agua congénita y ésta a su vez diluir y reaccionar con el carbonato de calcio de la formación, generando CO₂, por lo tanto es importante realizar un estudio dirigido a saber cuanto CO₂ proviene de esta fuente, ya que del CO₂ sobrante sería posible detectar la posición del avance del frente de combustión.

Se deberán realizar estudios en laboratorio, en donde se vea el efecto de la temperatura sobre la forma de las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar y que éstas se generen para los distintos rangos de temperatura que se observaron en el tubo de combustión.

Objetivos y metas

Desarrollar un modelo matemático de simulación que permita determinar con una precisión aceptable la composición química, posición y avance del frente de combustión en un yacimiento naturalmente fracturado sujeto a un proceso de inyección de aire.

Metas:

- Alcanzar mayor certidumbre en la estimación de los hidrocarburos a recuperar por este proceso, y con ello, determinar un volumen adicional de reservas a recuperar.
- Identificar la posición del frente de combustión en el tiempo, para establecer con certidumbre razonable la producción de hidrocarburos asociada a este mecanismo de producción.
- Demostración de la certeza razonable en una prueba de laboratorio.

Entregables

- Informe y descripción del modelo matemático de simulación que incorpore el comportamiento físico-químico del proceso.
- Software de simulación y manual de usuario.

Plazo de ejecución sugerido

Se estima que el desarrollo de la tecnología requiera de al menos dos años, en dos etapas:

- Primera etapa. Desarrollo de las formulaciones de doble porosidad y triple permeabilidad así como la inclusión de curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar dependientes de la temperatura.
- Segunda etapa. Inclusión de mapas de propiedades petrofísicas dependientes del tiempo y de los resultados de laboratorio del frente de combustión así como, el pronóstico del avance de éste a través del CO₂ producido.

Aplicabilidad

El simulador, objetivo de este proyecto, se empleará durante la prueba piloto para la inyección de aire al campo Cárdenas u otro, que es un yacimiento carbonatado y naturalmente fracturado de la formación mesozoica del sureste de México. Con el objetivo de recuperar el aceite remanente en el poro matricial.

Inyección alternada de agua y gas (WAG) como sistema de recuperación mejorada

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar un modelo matemático de simulación numérica que permita evaluar la eficiencia en el barrido por la inyección alternada de agua y gas al yacimiento, con objeto de mejorar el factor de recuperación. El alcance del modelo incluye la formulación matemática, el planteamiento numérico, el código desarrollado y su demostración en pruebas de laboratorio.

Antecedentes

Es del interés de PEP, dada la madurez alcanzada por la explotación de la mayoría de sus campos, probar técnicas alternativas de recuperación de aceite que le permitan atenuar la tendencia en la declinación de la producción e incrementar el factor de recuperación de aceite. Al día de hoy, más de dos terceras partes del hidrocarburo producido provienen de yacimientos donde el mantenimiento de presión es la principal estrategia de producción; en un poco menos de la tercera parte fluye por medios naturales y sólo una pequeña fracción proviene como resultado de la aplicación de técnicas de recuperación mejorada.

La inyección alternada de Agua-Gas-Agua (WAG) fue inicialmente propuesta para mejorar la eficiencia de barrido en proyectos de inyección de gas, básicamente utilizando el agua como un agente controlador de la movilidad y estabilizador del frente de inyección. Posteriormente, surgieron muchas aplicaciones en proyectos de inyección de agua, en los que la incorporación del gas permitió obtener una mejor eficiencia de desplazamiento. Dado que la eficiencia microscópica de desplazamiento del gas es generalmente mejor que la del agua, el proceso WAG combina el mejoramiento de la eficiencia microscópica de desplazamiento (por el gas) y la mejor eficiencia de barrido obtenida con el agua.

Descripción de la problemática tecnológica

Actualmente, Pemex se encuentra en una etapa de análisis del proceso WAG por lo cual el proceso será básicamente para incrementar la eficiencia de barrido de aceite en el yacimiento.

Asimismo, no se tiene ningún simulador que tome en cuenta el cambio en las propiedades petrofísicas de la roca cuando un compuesto químico, por ejemplo un surfactante, se adsorbe en la roca. Esta adsorción se manifestaría como un cambio en la: porosidad, permeabilidad absoluta, curvas de permeabilidad relativa y presión capilar. Los simuladores comerciales, no consideran mapas de propiedades petrofísicas que cambien con el tiempo, esto afecta sensiblemente las predicciones que se hacen. En consecuencia, se requiere de un simulador que permita el cambio de mapas de propiedades petrofísicas al momento y durante la inyección de estos químicos.

Por lo anterior, se requiere llevar a cabo estudios de laboratorio y encontrar un mecanismo analítico estadístico que permita generar diferentes juegos de curvas de permeabilidad relativa y presión capilar a diferentes concentraciones de productos químicos.

Objetivos y metas

Desarrollar un modelo matemático de simulación que permita generar diferentes juegos de curvas de permeabilidad relativa y presión capilar a diferentes concentraciones de productos químicos y un modelo numérico que permita evaluar la eficiencia de barrido del proceso Water Alternating Gas (WAG) en yacimientos heterogéneos.

Metas:

- Proporcionar una certidumbre razonable en la estimación de los hidrocarburos a recuperar por este proceso, así como establecer un volumen adicional de reservas con mayor precisión.
- Modelar la eficiencia de barrido para establecer con certidumbre razonable la producción de hidrocarburos a recuperar.

Entregables

- Informe y descripción del modelo numérico de simulación que incorpore el comportamiento físico-químico del proceso.
- Software de simulación y manual de usuario.

Plazo de ejecución sugerido

Se estima que el tiempo necesario para la ejecución del proyecto sea de dos años.

Aplicabilidad

El simulador, objetivo de este proyecto, se empleará durante la prueba piloto del sistema WAG.

Fracturamiento con CO2 y multifracturas en la vecindad del pozo

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollo de materiales que permitan mejorar la eficiencia de la geometría de las fracturas creadas con CO2 en pozos de baja permeabilidad.

Antecedentes

En yacimientos de baja permeabilidad ($k < 0.1$ mD), similares a los de Chicontepec, existen campos depresionados sensibles al agua y además a la acción del polímero (daño por fluido) utilizado en los fracturamientos hidráulicos convencionales, para ello se requiere el uso de fluidos con menor cantidad de polímero y que además proporcionen energía adicional para recuperar la mayor cantidad de los fluidos inyectados, obteniendo con esto una mejor conductividad del paquete apuntalado.

El CO2 es un medio energizado con baja disipación durante el tratamiento, de tal forma que la energía queda contenida en el fluido del yacimiento y al momento de iniciar el aforo del pozo esta energía es liberada, permitiendo recuperar en menor tiempo una mayor cantidad de los líquidos inyectados, en comparación con operaciones de fracturamiento con fluidos convencionales y/o energizados con nitrógeno.

Una de las principales ventajas de utilizar CO2 para energizar el fluido de fractura, consiste en que durante los tratamientos éste se mantiene en forma líquida junto con el fluido de tratamiento. Esta ventaja permite tener una mayor presión hidrostática en el fondo del pozo durante el tratamiento, disminuyendo las presiones de operación en superficie (reducción en pérdidas de presión por fricción en la tubería) comparado con fluidos energizados con nitrógeno.

Descripción de la problemática tecnológica

Los tratamientos de fracturamiento con CO2 evitan el deterioro de la productividad, sorteando en forma efectiva el daño de la formación o daño mecánico, incrementando con esto la conducción y maximizando la producción. Sin embargo, es necesario mejorar la eficiencia de la fractura creada y considerar los esfuerzos a la que está sometida para evaluar el incremento en la producción. Por lo anterior, se requiere la utilización de materiales que puedan ser llevados a la fractura

mediante la corriente de CO₂ y que una vez colocados en la fractura permitan, por algún medio transmitir información a la superficie de las características de la fractura y los esfuerzos a que está sometida.

Objetivos y metas

Desarrollo de materiales que permitan mejorar la eficiencia de la geometría de las fracturas creadas con CO₂ en pozos de baja permeabilidad.

Metas:

- Aumentar la capacidad de producción de producción de hidrocarburos al crear canales de mayor permeabilidad en el yacimiento.
- Mejorar la productividad por pozo incrementado los gastos iniciales de aceite y gas.
- Establecer nuevas y mejores prácticas para los procesos de fracturamiento.

Entregables

- Composición química del material.
- Descripción del comportamiento físico-químico del material durante el proceso de fracturamiento y una vez finalizado el fracturamiento.
- Informe y descripción del procedimiento de fracturamiento del pozo con CO₂ y el material.
- Descripción del proceso de síntesis del material.

Plazo de ejecución sugerido

Se estima que el desarrollo de la tecnología requiera de al menos un año.

Aplicabilidad

Los materiales desarrollados podrán aplicarse en fracturas realizadas con CO₂ en Chicontepec u otro campo.

Estudio de nuevos catalizadores de baja carga metálica para la hidrodesulfuración profunda de diesel

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar catalizadores de hidrodesulfuración (HDS) que tengan una mayor actividad, selectividad y estabilidad catalítica (para obtener Diesel de ultrabajo azufre (DUBA) < 10 ppm azufre) y que contengan una carga metálica menor, en al menos un 10 %, respecto a los catalizadores actualmente disponibles en el mercado (no considerar catalizadores tipo Nébula).

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. Estos catalizadores están disponibles en el mercado internacional y no fueron diseñados para producir diesel a partir de los crudos pesados mexicanos. Las fracciones del petróleo alimentado a las refinerías del SNR han incrementado su contenido de impurezas, tales como azufre, nitrógeno orgánico, etc. En este sentido, se requieren catalizadores diseñados específicamente para las cargas que opera Pemex Refinación, con una mayor actividad, selectividad y estabilidad catalítica, que permitan obtener diesel con menos de 10 ppm de azufre.

Adicionalmente, existe un potencial para reducir la carga metálica de los catalizadores, en comparación con la que tienen los que utiliza Pemex Refinación. Lo anterior reduciría los costos de operación del organismo, ya que un catalizador con menor carga metálica tiene un menor costo e implica una reducción en el consumo de hidrógeno.

Descripción de la problemática tecnológica

Inicialmente, realizar una revisión bibliográfica sobre el Estado del Arte de los catalizadores de HDS para la producción de Diesel de Ultra Bajo Azufre (artículos, patentes, desarrollos industriales).

El catalizador a desarrollar debe considerar lo siguiente:

El contenido metálico deberá ser menor, en al menos un 10%, con relación a los catalizadores de HDS de Diesel disponibles en el mercado.

La actividad, selectividad y estabilidad deberá ser al menos igual que con los catalizadores mencionados en el párrafo anterior.

El catalizador deberá minimizar el consumo de hidrógeno.

El catalizador deberá tener una mayor tolerancia a los contaminantes, tales como metales y fracciones pesadas.

El diesel producido deberá tener un nivel de azufre total no mayor a 10 ppm (se utilizará el método de análisis que se está utilizando en las refinerías de Pemex).

Los catalizadores 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.

Las condiciones de operación para las pruebas de desempeño de los catalizadores, serán las que se tienen en la unidades HDS de Diesel que Pemex Refinación puso operar en la década de los 70's.

Asimismo, las cargas de referencia para las pruebas de desempeño de los catalizadores en la hidrodesulfuración de diesel, 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 siguientes actividades:

- Realización de pruebas de desempeño y escalamiento de los prototipos a nivel laboratorio, en planta piloto.
- Cargado del reactor, activación, pruebas y monitoreo durante el arranque de la planta.

Objetivos y metas

Contar con un catalizador de hidrodesulfuración que tenga una mayor actividad, selectividad y estabilidad catalítica (para obtener Diesel de ultrabajo azufre, DUBA < 10 ppm azufre), que contenga una carga metálica menor, en al menos un 10% y una mejor relación costo-beneficio, con respecto a los catalizadores no másicos tradicionales tipo II disponibles en el mercado.

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, etc.)

Entregables

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

El Sujeto de apoyo deberá entregar el catalizador después de realizar pruebas de laboratorio e incorporar los ajustes que sean pertinentes.

Un registro de la(s) patente(s) que resulten del proyecto de investigación.

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 y los procedimientos para la operación del catalizador.

Plazo de ejecución sugerido

Se contempla un periodo de 3 años para tener un prototipo del catalizador, hacer pruebas de laboratorio e incorporar los ajustes correspondientes.

Se debe considerar que realizar pruebas a nivel planta piloto y semi-industrial toma 1 año aproximadamente.

Aplicabilidad

El catalizador desarrollado sería utilizado en las plantas hidrosulfuradoras de Pemex Refinación para obtener Pemex Diesel con un contenido de azufre menor a las 15 ppm y de esta manera cumplir con las especificaciones contempladas en la NOM-086-SENER-SEMARNAT SCFI-2005.

Desarrollo de catalizadores para la hidrodesulfuración de gasolina y diesel

Breve descripción de la demanda específica

Desarrollar catalizadores de hidrodesulfuración (HDS) que tengan una mayor actividad, selectividad y estabilidad catalítica (para obtener diesel de ultra bajo azufre (DUBA) < 10 ppm azufre y gasolina de ultra bajo azufre < 30 ppm de azufre), con respecto a los catalizadores actualmente disponibles en el mercado (no considerar catalizadores másicos tipo Nébula).

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 y en la gasolina un promedio de azufre de 30 ppm con un máximo de 80 ppm. Actualmente el organismo importa la totalidad de los catalizadores que utiliza para producir diesel y gasolina de ultra bajo azufre. Estos catalizadores están disponibles en el mercado internacional y no fueron diseñados para producir estos petrolíferos a partir de los crudos pesados mexicanos. Las fracciones del petróleo alimentado a las refinerías del SNR han incrementado su contenido de impurezas, tales como azufre, nitrógeno orgánico, etc. En este sentido, se requieren catalizadores diseñados específicamente para las cargas que opera Pemex Refinación, con una mayor actividad, selectividad y estabilidad catalítica, que permitan obtener diesel y gasolina con menos de 10 y 30 ppm de azufre respectivamente.

Descripción de la problemática tecnológica

Inicialmente, realizar una revisión bibliográfica sobre el Estado del Arte de los catalizadores de HDS para la producción de diesel y Gasolina de Ultra Bajo Azufre (artículos, patentes, desarrollos industriales).

Los catalizadores desarrollados deben considerar lo siguiente:

Los sólidos propuestos deben ser compatibles con las unidades existentes en las seis refinerías o con los proyectos de Pemex Refinación.

La actividad, selectividad y estabilidad deberá ser al menos igual que con los catalizadores de HDS de diesel y gasolina disponibles en el mercado.

Los catalizadores para diesel y gasolina deberán minimizar el consumo de hidrógeno, y adicionalmente, para el caso de la gasolina, se deberá minimizar la pérdida de octano durante la hidrosulfuración (pérdida de índice de octano no mayor a 1).

Los catalizadores, deberán tener una mayor tolerancia a los contaminantes, tales como metales y fracciones pesadas.

El diesel producido deberá tener un nivel de azufre total no mayor a 10 ppm y la gasolina hidrosulfurada con los catalizadores desarrollados deberá tener un contenido de azufre total no mayor a 30 ppm (se utilizará el método de análisis que se está utilizando en las refinerías de Pemex).

Los catalizadores 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(+) y el DSD-3(+) del IMP, para diesel y gasolinas, respectivamente.

Las condiciones de operación para las pruebas de desempeño de los catalizadores de diesel y gasolinas, serán las que indique Pemex Refinación.

Asimismo, las cargas de referencia para las pruebas de desempeño de los catalizadores en la hidrosulfuración de diesel, 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; y para la gasolina la carga de referencia será la gasolina FCC proveniente de una unidad sin hidrotratadora de gasóleos y que utilice, al menos 70 % de crudo pesado como alimentación.

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 siguientes actividades:

- Realización de pruebas de desempeño y escalamiento de los prototipos a nivel laboratorio, en planta piloto.

Objetivos y metas

Contar con catalizadores de hidrodeshulfuración que tengan una mayor actividad, selectividad y estabilidad catalítica (para obtener diesel de ultrabajo azufre (DUBA) < 10 ppm azufre y gasolina de ultrabajo azufre < 30 ppm de azufre), con respecto a los catalizadores actualmente disponibles en el mercado (no considerar catalizadores másicos y tipo Nébula).

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, etc.)

Entregables

Un prototipo de catalizador para hidrodeshulfuración de diesel y un prototipo de catalizador para hidrodeshulfuración de gasolinas, los que deberán cumplir con todos los requerimientos mencionados en los apartados: demanda específica, descripción, objetivos y metas.

El Sujeto de apoyo deberá entregar el catalizador después de realizar pruebas de laboratorio e incorporar los ajustes que sean pertinentes.

Un registro de la(s) patente(s) que resulten del proyecto de investigación.

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 y los procedimientos para la operación de los catalizadores.

Plazo de ejecución sugerido

Se contempla un periodo de 3 años para tener un prototipo de los catalizadores, hacer pruebas de laboratorio e incorporar los ajustes correspondientes.

Se debe considerar que realizar pruebas a nivel planta piloto y semi-industrial toma 1 año aproximadamente.

Aplicabilidad

El catalizador desarrollado para obtener diesel UBA sería utilizado en las plantas hidrosulfuradoras de Pemex Refinación para producir Pemex Diesel con un contenido de azufre menor a las 15 ppm y de esta manera cumplir con las especificaciones contempladas en la NOM-086-SENER-SEMARNAT SCFI-2005.

El catalizador desarrollado para obtener gasolina UBA sería utilizado en las plantas hidrosulfuradoras de Pemex Refinación para producir gasolina con el contenido de azufre contemplado en la NOM-086-SENER-SEMARNAT SCFI-2005.